

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

**Mateus Mostaro de Oliveira**

**Estimação da Impedância de Transferência Baseada em ICA para Redes com  
Múltiplas Fontes Harmônicas**

Juiz de Fora

2025

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Mostaro de Oliveira, Mateus.

Estimação da Impedância de Transferência Baseada em ICA para Redes com Múltiplas Fontes Harmônicas / Mateus Mostaro de Oliveira. -- 2025.

138 p. : il.

Orientador: Carlos Augusto Duque

Coorientador: Paulo Fernando Ribeiro

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Smart Grids. 2. Estimação de Impedância Harmônica. 3. Análise de Componentes Independentes. 4. Responsabilidade Harmônica. 5. Transferência Harmônica. I. Augusto Duque, Carlos, orient. II. Fernando Ribeiro, Paulo, coorient. III. Título.

**Mateus Mostaro de Oliveira**

**Estimação da Impedância de Transferência Baseada em ICA para Redes com Múltiplas Fontes Harmônicas**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Eletrônicos

Aprovada em 28 de fevereiro de 2025.

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. Carlos Augusto Duque** - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro** - Coorientador  
Universidade Federal de Itajubá

**Prof. Dr. Danton Diego Ferreira**  
Universidade Federal de Lavras

**Prof. Dr. Arturo S. Bretas**  
Sandia National Laboratories /USA

**Prof. Dr. Leandro Rodrigues Manso Silva**  
Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Igor Delgado de Melo**  
Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 30/01/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Augusto Duque, Coordenador(a)**, em 28/02/2025, às 16:47, 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 **Leandro Rodrigues Manso Silva, Professor(a)**, em 28/02/2025, às 16:47, 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 **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 28/02/2025, às 16:47, 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 **Danton Diego Ferreira, Usuário Externo**, em 28/02/2025, às 16:48, 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 **PAULO FERNANDO RIBEIRO, Usuário Externo**, em 28/02/2025, às 16:57, 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 **Arturo Suman Bretas, Usuário Externo**, em 06/03/2025, às 10:58, 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](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2218690** e o código CRC **2818D1AF**.

Dedico este trabalho à minha família e amigos.

## AGRADECIMENTOS

Ao Professor pela orientação, ensinamentos, amizade, atenção e paciência durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos meus pais, Maria Cristina Mostaro de Oliveira e Sebastião Eduardo Arantes de Oliveira, que sempre me apoiaram em minhas decisões. Sou grato pelo esforço que fizeram e por sempre priorizarem a minha educação. Se hoje cheguei até aqui, é graças à ajuda e dedicação de vocês.

Aos companheiros do laboratório LAPTEL, que me ajudaram nas pesquisas. Agradeço a todos ainda pelos ensinamentos e pela amizade.

Agradeço os colegas de doutorado pelas horas de estudo e trabalho feitos, aprendi muito com eles durante a trajetória acadêmica e espero levar essas amizades para o resto de minha vida.

Agradeço aos meus tios e tias que sempre estiveram presentes nas horas certas, me apoiaram, aconselhando e corrigindo quando necessário, em especial a Tia Maranice Mostaro.

Ao CNPq, CAPES, FAPEMIG, à Universidade Federal de Juiz de Fora e à Faculdade de Engenharia pelo suporte financeiro e por prover as ferramentas necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

"A vida é igual andar de bicicleta. Para manter o equilíbrio é preciso se manter em movimento."  
(Albert Einstein, Físico teórico, 1879-1955).

## RESUMO

Atualmente, o uso crescente de cargas não lineares e equipamentos baseados em eletrônica de potência tem contribuído significativamente para o aumento das distorções harmônicas nos sinais elétricos. Esse crescimento contínuo nos níveis de distorção harmônica nas redes elétricas de distribuição tem gerado sérias preocupações tanto para as concessionárias quanto para os clientes do sistema, uma vez que a presença dessas fontes harmônicas pode comprometer a eficiência na geração, transmissão e utilização da energia elétrica. Tradicionalmente, a análise da contribuição da distorção harmônica em um ponto específico do sistema elétrico é realizada considerando apenas as contribuições do lado da carga e do lado da fonte principal. No entanto, para uma avaliação mais precisa e confiável, é fundamental quantificar as contribuições individuais das diferentes fontes harmônicas. Diante desse contexto, este trabalho apresenta uma metodologia inovadora para estimar as impedâncias de transferência harmônica em sistemas elétricos de potência com múltiplas fontes harmônicas. O objetivo é determinar a responsabilidade de cada fonte harmônica pela distorção harmônica total em um barramento específico dentro do sistema, abordando uma questão crítica no campo da qualidade de energia. Para atingir esse objetivo, é necessário estimar não apenas as fontes harmônicas individuais, mas também as impedâncias de transferência entre cada fonte e o barramento em análise. A maioria dos métodos para resolver esse problema baseia-se em uma modelagem adequada da rede ou restringe as variações das fontes harmônicas a uma única fonte por vez. A metodologia proposta supera essa limitação. Para isso, fasores de corrente e tensão sincronizados são medidos no barramento em análise. Após a coleta das medições, o método de Análise de Componentes Independentes (ICA) é aplicado para estimar o equivalente de Norton. A impedância de transferência harmônica é então determinada utilizando as informações fornecidas pela ICA. Para melhorar a precisão da estimativa da impedância harmônica de transferência, três procedimentos são empregados para analisar os dados dos parâmetros fornecidos pela ICA ao longo do tempo, gerando um sistema bem condicionado. Uma vez que a impedância harmônica de transferência é satisfatoriamente determinada, as contribuições harmônicas individuais, ou seja, as responsabilidades harmônicas, podem ser estimadas com precisão. A eficácia e o desempenho do método são demonstrados por meio de simulações computacionais aplicadas a sistemas de distribuição e transmissão. Além disso, a metodologia é validada com dados reais coletados de um sistema de transmissão brasileiro monitorado por unidades de medição de qualidade de energia sincronizadas. Os resultados simulados mostram que o *Total Vector Error* (TVE) é inferior a 0,4%, e para o teste com dados reais, o TVE é inferior a 2%.

Palavras-chave: Qualidade de Energia Elétrica. *Smart-grids*. Estimação de Impedância Harmônica. Análise de Componentes Independentes. Responsabilidade Harmônica. Transferência Harmônica. Identificação de Fontes



## ABSTRACT

Currently, the increasing use of nonlinear loads and power electronics-based equipment has significantly contributed to the rise of harmonic distortions in electrical signals. This continuous growth in harmonic distortion levels in distribution electrical networks has raised serious concerns for both utilities and system customers, as the presence of these harmonic sources can compromise the efficiency of energy generation, transmission, and utilization. Traditionally, the analysis of harmonic distortion contributions at a specific point in the electrical system is conducted by considering only the contributions from the load side and the main source side. However, for a more accurate and reliable evaluation, it is essential to quantify the individual contributions of different harmonic sources. In this context, this paper presents an innovative methodology to estimate harmonic transfer impedances in power systems with multiple harmonic sources. The objective is to determine the responsibility of each harmonic source for the total harmonic distortion at a specific bus within the system, addressing a critical issue in the field of power quality. To achieve this objective, it is necessary to estimate not only the individual harmonic sources but also the transfer impedances between each source and the bus under analysis. Most methods to solve this problem rely on proper network modeling or restrict harmonic source variations to a single source at a time. The proposed methodology overcomes this limitation. For this purpose, synchronized current and voltage phasors are measured at the bus under analysis. After collecting the measurements, the Independent Component Analysis (ICA) method is applied to estimate the Norton equivalent. The harmonic transfer impedance is then determined using the information provided by ICA. To enhance the accuracy of harmonic transfer impedance estimation, three procedures are employed to analyze the data of the parameters provided by ICA over time, generating a well-conditioned system. Once the harmonic transfer impedance is satisfactorily determined, the individual harmonic contributions, i.e., harmonic responsibilities, can be accurately estimated. The effectiveness and performance of the method are demonstrated through computational simulations applied to distribution and transmission systems. Furthermore, the methodology is validated using real data collected from a Brazilian transmission system monitored by synchronized power quality measurement units. The simulated results show that the Total Vector Error (TVE) is less than 0.4%, and for the real data test, the TVE is less than 2%.

Keywords: Electric Power Quality. Smart-grids. Harmonic Impedance Estimation. Independent Component Analysis. Harmonic Responsibility. Harmonic Transfer.

## LISTA DE DIAGRAMAS

|                                                                                                                         |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Diagrama 1 – Diagrama esquemático dos métodos de identificação de responsabilidade pela contribuição harmônica. . . . . | 25  |
| Diagrama 2 – Estrutura da SWRDFT. . . . .                                                                               | 35  |
| Diagrama 3 – Fluxograma para identificação do tipo de barramento. . . . .                                               | 58  |
| Diagrama 4 – Fluxograma geral da técnica proposta. . . . .                                                              | 67  |
| Diagrama 5 – Diagrama de blocos da BSS. . . . .                                                                         | 134 |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                                                |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 1 – Sistema com múltiplos geradores distribuídos . . . . .                                                                                                                              | 19  |
| Figura 2 – Sistema elétrico para análise de responsabilidade de distorção harmônica. . . . .                                                                                                   | 28  |
| Figura 3 – Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica $h$ . . . . .                                                                                                          | 28  |
| Figura 4 – Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica $h$<br>considerando: (a) contribuição da concessionária (b) contribuição do<br>consumidor. . . . .                     | 30  |
| Figura 5 – Decomposição da tensão no PAC em dois escalares obtidos das projeções. . . . .                                                                                                      | 31  |
| Figura 6 – Arranjo físico relacionado com o método da inserção de filtros ou método<br>da Superposição Modificado. . . . .                                                                     | 38  |
| Figura 7 – Circuito equivalentes indicando as contribuições individuais da con-<br>cessionária e consumidor - com a inserção da impedância harmônica<br>dominante para uma ordem $h$ . . . . . | 39  |
| Figura 8 – Circuito de Norton Equivalente por fontes de corrente. . . . .                                                                                                                      | 50  |
| Figura 9 – Problema típico de determinação de impacto harmônico multiponto . . . . .                                                                                                           | 53  |
| Figura 10 – Índice de impacto harmônico no problema multiponto . . . . .                                                                                                                       | 54  |
| Figura 11 – Índice de impacto harmônico no problema multiponto . . . . .                                                                                                                       | 55  |
| Figura 12 – Sistema com $M$ fontes harmônicas e barramento $k$ de interesse. . . . .                                                                                                           | 64  |
| Figura 13 – Perfil de variação harmônica . . . . .                                                                                                                                             | 79  |
| Figura 14 – Proposta de modelo de rede simétrica trifásica para estudos harmônicos . . . . .                                                                                                   | 81  |
| Figura 15 – Variação da impedância do sistema vista pela concessionária do barra-<br>mento MV. . . . .                                                                                         | 83  |
| Figura 16 – Sistema com $M$ fontes harmônicas e barramento $k$ de interesse, consi-<br>derando o harmônico de fundo como parte da fonte da concessionária. . . . .                             | 93  |
| Figura 17 – Proposta de modelo de rede simétrica trifásica para estudos harmônicos . . . . .                                                                                                   | 102 |

## LISTA DE GRÁFICOS

|                                                                                                                                                                                         |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfico 1 – Perfil lento Residencial . . . . .                                                                                                                                          | 76  |
| Gráfico 2 – Perfil lento industrial . . . . .                                                                                                                                           | 77  |
| Gráfico 3 – Perfil lento eólico . . . . .                                                                                                                                               | 78  |
| Gráfico 4 – Impedância de transferência para o caso A - compensador MV desconectado. . . . .                                                                                            | 85  |
| Gráfico 5 – TVE da Impedância de transferência para o caso caso A - compensador MV desconectado. . . . .                                                                                | 86  |
| Gráfico 6 – Impedância de transferência para o caso B - compensador MV conectado. . . . .                                                                                               | 89  |
| Gráfico 7 – TVE da Impedância de transferência para o caso B - compensador MV conectado. . . . .                                                                                        | 90  |
| Gráfico 8 – Impedância de Transferência e Tensão Harmônica de fundo para o Caso C - Sistema Parcialmente monitorado (PAC3 não monitorado). . . . .                                      | 92  |
| Gráfico 9 – Impedância de Transferência e Tensão Harmônica de fundo para o Caso C - Sistema Parcialmente monitorado com o harmônico de fundo sendo parte da geração principal. . . . .  | 94  |
| Gráfico 10 – Impedância de Transferência e Harmônico de Fundo para o Caso D - Sistema Parcialmente monitorado (PAC2 não monitorado). . . . .                                            | 96  |
| Gráfico 11 – Impedância de Transferência e Tensão Harmônica de fundo para o Caso D - Sistema Parcialmente monitorado com o harmônico de fundo sendo parte da geração principal. . . . . | 97  |
| Gráfico 12 – Impedância de Transferência para o Caso E - Sistema Totalmente Monitorado, Carga 4 puramente linear. . . . .                                                               | 99  |
| Gráfico 13 – TVE da Impedância de Transferência para o Caso E em Relação a estimação do Caso B. . . . .                                                                                 | 100 |
| Gráfico 14 – Impedância Harmônica vista do lado do consumidor de Conde . . . . .                                                                                                        | 103 |
| Gráfico 15 – Impedância Harmônica vista do lado do concessionária de Conde . . . . .                                                                                                    | 104 |
| Gráfico 16 – Impedância Harmônica vista do lado do consumidor de Santa Maria . . . . .                                                                                                  | 105 |
| Gráfico 17 – Impedância Harmônica vista do lado do concessionária de Santa Maria . . . . .                                                                                              | 106 |
| Gráfico 18 – Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal sem condicionamento . . . . .                                                                                         | 107 |
| Gráfico 19 – TVE da Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal sem condicionamento . . . . .                                                                                  | 108 |
| Gráfico 20 – Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal . . . . .                                                                                                             | 109 |
| Gráfico 21 – TVE da Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal . . . . .                                                                                                      | 110 |
| Gráfico 22 – Distorção harmônica individual média no barramento de Castanhal . . . . .                                                                                                  | 112 |
| Gráfico 23 – Desvio padrão Distorção harmônica individual no barramento de Castanhal . . . . .                                                                                          | 113 |

|                                                                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfico 24 – $\dot{I}_{PAC}$ e $\dot{I}_S$ para os harmônicos de 3ª e 5ª ordens, medidos no ponto A.                      | 114 |
| Gráfico 25 – Amplitude da impedância de transferência harmônica para o caso<br>usando sinais coletados em campo . . . . . | 115 |
| Gráfico 26 – TVE da impedância de transferência harmônica para o caso usando<br>sinais coletados em campo. . . . .        | 116 |
| Gráfico 27 – Variação da impedância de transferência ao longo do tempo . . . . .                                          | 117 |

## LISTA DE QUADROS

|                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Quadro 1 – Diferentes Tipos de Barramento e sua Probabilidade de Fonte Harmônica. | 59  |
| Quadro 2 – Nome dos barramentos em relação ao diagrama unifilar . . . . .         | 102 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                                                                                     |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 1 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no caso A. . . . .                                                                    | 87  |
| Tabela 2 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no caso B. . . . .                                                                    | 91  |
| Tabela 3 – Resultados sobre o método utilizado para selecionar $\mathbf{I}_s$ . . . . .                                                                             | 91  |
| Tabela 4 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso C. . . . .                                                                    | 93  |
| Tabela 5 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso C, considerando o harmônico de fundo como parte da geração principal. . . . . | 95  |
| Tabela 6 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso D. . . . .                                                                    | 97  |
| Tabela 7 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso D, considerando o harmônico de fundo como parte da geração principal. . . . . | 98  |
| Tabela 8 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso E. . . . .                                                                    | 101 |
| Tabela 9 – Dados dos parâmetros das linhas de transmissão . . . . .                                                                                                 | 103 |
| Tabela 10 – Contribuição harmônica individual média para os resultados dos dados coletados em campo. . . . .                                                        | 118 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|        |                                                                                                                                |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ANEEL  | Agência Nacional de Energia Elétrica                                                                                           |
| AR     | Auto Regressivo                                                                                                                |
| FFT    | Transformada Rápida de Fourier (do inglês, <i>Fast Fourier Transform</i> )                                                     |
| GD     | Geração Distribuída                                                                                                            |
| GPS    | Sistema de Posicionamento Global (do inglês, <i>Global Positioning System</i> )                                                |
| ICA    | Análise de Componentes Independentes (do inglês, <i>Independent Component Analysis</i> )                                       |
| IHC    | Contribuição Harmônica Individual (do inglês, <i>Individual Harmonic Contribution</i> )                                        |
| ITH    | Impedâncias de Transferência Harmônica                                                                                         |
| ONS    | Operador Nacional do Sistema Elétrico                                                                                          |
| PAC    | Ponto de Acoplamento Comum                                                                                                     |
| PCA    | Análise de Componentes Principais (do inglês, <i>Principal Component Analysis</i> )                                            |
| PMU    | Unidades de Medição Fasorial (do inglês, <i>Phasor Measurement Unit</i> )                                                      |
| QEE    | Qualidade de Energia Elétrica                                                                                                  |
| RMS    | Raiz Média Quadrática (do inglês, <i>Root Mean Square</i> )                                                                    |
| SEP    | Sistema Elétrico de Potência                                                                                                   |
| SWRDFT | Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante (do inglês, <i>Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform</i> ) |
| THD    | Distorção Harmônica Total (do inglês, <i>Total Harmonic Distortion</i> )                                                       |
| TVE    | Erro Vetorial Total (do inglês, <i>Total Vector Error</i> )                                                                    |



## SUMÁRIO

|          |                                                                                                     |           |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>                                                                         | <b>18</b> |
| 1.1      | Motivação . . . . .                                                                                 | 20        |
| 1.2      | Objetivos . . . . .                                                                                 | 21        |
| 1.3      | Produção Bibliográfica . . . . .                                                                    | 22        |
| 1.4      | Estrutura do Texto de Qualificação . . . . .                                                        | 23        |
| <b>2</b> | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA . . . . .</b>                                    | <b>24</b> |
| 2.1      | Métodos de Ponto Único . . . . .                                                                    | 24        |
| 2.1.1    | Métodos Qualitativos . . . . .                                                                      | 25        |
| 2.1.2    | Métodos Quantitativos . . . . .                                                                     | 27        |
| 2.1.2.1  | Método baseado na comutação de componentes da rede . . . . .                                        | 33        |
| 2.1.2.2  | Método baseado na injeção de pequenos sinais . . . . .                                              | 34        |
| 2.1.2.3  | Método baseado na implementação de filtros . . . . .                                                | 36        |
| 2.1.2.4  | Método baseado em Flutuação de tensão . . . . .                                                     | 42        |
| 2.1.2.5  | Métodos baseados em Regressão Linear . . . . .                                                      | 43        |
| 2.1.2.6  | Método baseado na característica de covariância de vetores aleatórios . . . . .                     | 44        |
| 2.1.2.7  | Métodos baseado em Seleção de Dados . . . . .                                                       | 45        |
| 2.2      | Métodos baseado por Análise de Correlação de dados . . . . .                                        | 45        |
| 2.3      | Estimação de impedância via análise de componentes independentes . . . . .                          | 47        |
| 2.4      | Métodos Multiponto . . . . .                                                                        | 52        |
| 2.4.1    | Método baseado em análise de regressão linear múltipla . . . . .                                    | 55        |
| 2.4.2    | Método baseado na direção do fluxo de potência harmônico . . . . .                                  | 57        |
| 2.4.3    | Método baseado na análise de componentes independentes . . . . .                                    | 59        |
| 2.4.4    | Método baseado na Transformada Wavelet . . . . .                                                    | 61        |
| 2.5      | Conclusões Parciais . . . . .                                                                       | 62        |
| <b>3</b> | <b>METODOLOGIA PROPOSTA PARA ESTIMAÇÃO DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA POR MÚLTIPLAS FONTES . . . . .</b> | <b>64</b> |
| 3.1      | Número de Condicionamento . . . . .                                                                 | 68        |
| 3.2      | Método dos Mínimos Quadrados . . . . .                                                              | 70        |
| 3.3      | Método dos mínimos quadrados reduzidos . . . . .                                                    | 71        |
| 3.4      | Metodologia de Regressão Elástica para Identificação de Múltiplas Fontes Harmônicas . . . . .       | 72        |
| 3.5      | Conclusões Parciais . . . . .                                                                       | 73        |
| <b>4</b> | <b>RESULTADOS . . . . .</b>                                                                         | <b>75</b> |
| 4.1      | Curvas de Cargas e Perfil de Carga . . . . .                                                        | 75        |
| 4.2      | Beachmark IEEE-HCD . . . . .                                                                        | 80        |
| 4.2.1    | Caso A: Compensador MV não está conectado ao sistema . . . . .                                      | 84        |

|          |                                                                                          |            |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.2.2    | Caso B: Compensador MV é conectado ao sistema . . . . .                                  | 88         |
| 4.2.3    | Caso C: Sistema Parcialmente Monitorado - PAC3 do sistema não é monitorado . . . . .     | 91         |
| 4.2.4    | Caso D: Sistema Parcialmente Monitorado - PAC2 do sistema não é monitorado . . . . .     | 95         |
| 4.2.5    | Caso E: Sistema Totalmente Monitorado, Carga 4 puramente linear . .                      | 98         |
| 4.3      | Sistema Conde-Santa Maria . . . . .                                                      | 101        |
| 4.4      | Validação da Técnica via Dados Coletados em Campo do Sistema Conde-Santa Maria . . . . . | 111        |
| <b>5</b> | <b>CONCLUSÃO . . . . .</b>                                                               | <b>119</b> |
| 5.1      | CONCLUSÃO . . . . .                                                                      | 119        |
| 5.2      | Propostas de continuação . . . . .                                                       | 121        |
|          | <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>                                                             | <b>123</b> |
|          | <b>APÊNDICE A – Informações adicionais . . . . .</b>                                     | <b>132</b> |
| A.1      | Análise de Componentes independentes . . . . .                                           | 132        |
| A.1.1    | ICA por maximização da negentropia complexa . . . . .                                    | 136        |
| A.1.2    | FastICA . . . . .                                                                        | 137        |
| A.1.3    | RobustICA . . . . .                                                                      | 138        |

## 1 INTRODUÇÃO

Desde as primeiras instalações elétricas realizadas no final no século XIX, o consumo de energia elétrica vem gradativamente aumentando no mundo. Atualmente, o desenvolvimento das principais economias no mundo está diretamente atrelado ao próprio setor elétrico, dado que a energia elétrica é um insumo básico para produção de maiores bens e serviços no contexto mundial. Além disso, as proporções tomadas pelos sistemas de energia elétrica são grandes o suficiente para que se possa dizer que o próprio bem estar dos cidadãos está atualmente atrelado à disponibilidade de energia elétrica. Sendo assim, os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) recebem destaques não somente nos centros de operação, mas também são alvos de políticas nacionais e internacionais, o que torna imprescindível a associação de um alto grau de inovação a este setor para o desenvolvimento nacional e mundial (FILHO; AZEVEDO, 2016; MEHIGAN *et al.*, 2018).

Historicamente, a revolução industrial gerou uma mudança no uso da energia, impactando o preço de mercado. Outra mudança de paradigma ocorreu em 1973, quando da crise do petróleo que gerou uma necessidade de rever o mercado energético mundial. Não distante, nos anos 2000, com o aumento no preço do óleo e do gás natural, outras fontes passaram a ser consideradas no planejamento estratégico. Diferentes vetores energéticos passaram a ser maximizados para geração de energia (FILHO; AZEVEDO, 2016; MEHIGAN *et al.*, 2018).

A maneira organizacional adotada pelo sistema elétrico, e obedecida ao longo de sua história, consiste em grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, conhecida como geração centralizada de energia. Quando a demanda de energia aumenta, a resposta é um aumento da geração, porém quando a demanda excede os limites da capacidade do sistema, a solução adotada é sempre a construção de novas unidades de geração, e por derivação o aumento do transporte e distribuição dessa maior energia comercializada. O questionamento quanto a essa forma de planejar a expansão da oferta de eletricidade do setor elétrico, aliada a introdução no mercado de novas tecnologias que reduzem significativamente o custo da energia produzida, localizadas próximas dos centros de carga, traduz o conceito de Geração Distribuída (GD). A GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno e médio porte por concessionárias e consumidores em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos (ELBASUONY *et al.*, 2018; MISHRA *et al.*, 2021). A Figura 1 representa essa nova organização do sistema elétrico.

Figura 1 – Sistema com múltiplos geradores distribuídos



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

O conceito de Geração Distribuída tem incentivado consumidores a se tornarem prosumidores (FARINIS; KANELLOS, 2021), atores de significativa relevância no contexto das redes elétricas inteligentes (Smart Grids). Prosumidor é definido como o usuário que, além de gerar sua própria energia, compartilha com a rede o excedente produzido, caracterizando-se assim pelo fluxo bidirecional de energia (RIBEIRO *et al.*, 2013).

De modo geral, a inserção da GD nas redes elétricas inteligentes pode fomentar diversos benefícios à sociedade e ao sistema elétrico como um todo, tendo em vista que supre, de modo efetivo, o crescimento da demanda energética. Desta forma, o consumidor torna-se mais independente das distribuidoras em relação às tarifas e à disponibilidade, contribuindo para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, para redução da sobrecarga e, conseqüentemente, para diminuição dos índices de falhas, uma vez que o sistema não estará sujeito a longas transmissões e distribuição de energia (FERREIRA *et al.*, 2019; NETA *et al.*, 2018). Cabe ressaltar outras vantagens da geração distribuída, tais como a possibilidade de instalações em áreas urbanas, redução de impactos ambientais,

implementação em áreas remotas, e o alcance de benefícios para rede com a compensação de reativo (TIEKO, 2017).

No entanto, apesar dos benefícios, a GD também apresenta desafios e potenciais malefícios. Entre os principais, destacam-se a complexidade na gestão do fluxo bidirecional de energia, que pode sobrecarregar a infraestrutura existente, a instabilidade na rede devido à intermitência de algumas fontes renováveis, como solar e eólica, e a dificuldade em garantir a qualidade da energia fornecida, o que pode resultar em distorções harmônicas e flutuações de tensão. Além disso, a proliferação da GD pode gerar conflitos regulatórios e financeiros, especialmente em relação ao equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de energia. (EROĞLU *et al.*, 2021; TIEKO, 2017).

Entre os principais desafios associados à GD está a introdução de componentes harmônicos na rede elétrica.(MORRISON *et al.*, 2009). Os GD e juntamente outras cargas não lineares podem ser responsáveis pela inserção desses componentes harmônicos de frequência no SEP, com valores diferentes da componente fundamental (geralmente na frequência de 50 ou 60Hz). Esses componentes são denominados de harmônicos, se o valor de frequência for múltiplo inteiro do componente fundamental do sistema, sub-harmônicos, se o valor de frequência for menor que o valor do componente fundamental, e inter-harmônico, para frequências maiores e que não sejam harmônicos (MONTEIRO *et al.*, 2018; ESLAMI *et al.*, 2022).

A presença desses componentes de frequência (harmônicos, sub-harmônicos e inter-harmônicos) na rede elétrica é um dos principais problemas relatados na QEE, pois podem causar efeitos negativos como, falhas em equipamentos eletrônicos, perdas de energia, causadas pelo aquecimento nos cabos de alimentação, transformadores e em máquinas rotativas (indução e síncrona). Outro problema que os harmônicos podem provocar no SEP é o aumento de corrente e tensão devido a presença de ressonância. Nesses casos a corrente ou a tensão podem assumir valores altos, podendo causar danos à rede (MONTEIRO *et al.*, 2018). Uma outra dificuldade enfrentada na análise harmônica é sua característica variante no tempo. Esses sinais dinâmicos têm atraído a atenção de muitos pesquisadores na última década. O rastreamento tempo-frequência ou análise tempo-frequência destes componentes pode contribuir de modo significativo em várias aplicações em SEP tais como: proteção, diagnósticos de equipamentos e do próprio sistema, estimação de parâmetros, identificação de cargas, análise de qualidade de energia elétrica (MARTINS, 2015).

## 1.1 Motivação

A fim de avaliar e minimizar a distorção harmônica nos SEP, várias abordagens são sugeridas para motivar a concessionária e os consumidores a controlarem e reduzirem sua emissão, tendo como parâmetro a norma (IEEE Std 519, 2022), que estabelece valores para limites harmônicos permitidos na rede. Como as cargas não lineares são distribuídas

em todo o sistema de energia, portanto, em um ponto de medição, várias fontes podem contribuir para a distorção harmônica. Um outro desafio encontrado na identificação da geração e da transferência harmônica, é a dinâmica variante dos sistemas elétricos, que fazem com que tanto os sinais harmônicos gerados quanto os seus componentes presentes na rede mudem seus valores e suas características ao longo do tempo (RIBEIRO, 2005; BAGHZOUZ *et al.*, 2002; LANGELLA; TESTA; RIBEIRO, 2010). Dessa forma, o principal desafio para desenvolver uma técnica dinâmica capaz de identificar a contribuição das fontes de distorção harmônica é determinar a transferência do quanto de harmônico cada fonte do sistema está fornecendo.

Neste contexto, se viu necessário desenvolver uma nova metodologia capaz de estimar a responsabilidade da transferência de geração de harmônicos por múltiplas fontes em um determinado ponto do sistema elétrico e quantificar o quanto cada fonte é responsável pela contribuição harmônica no ponto escolhido, sem depender de modelos harmônicos detalhados ou da localização de todas as fontes harmônicas.

A abordagem proposta começa com a estimação do modelo de Norton em cada ponto de acoplamento comum (PAC) monitorado, utilizando uma abordagem de Análise de Componentes Independentes (ICA) de ponto único, aproveitando dados de fasores harmônicos sincronizados coletados por HPMUs ou monitores de qualidade de energia instalados nos PACs. Dessa forma, o método proposto utiliza ICA de segunda ordem, ou seja, duas fontes e duas medições, sendo baseado unicamente em fasores harmônicos sincronizados.

O modelo de Norton é estimado dinamicamente ao longo do tempo, permitindo o acompanhamento contínuo da injeção de corrente harmônica e de outros parâmetros do modelo de Norton. Com essas informações sincronizadas, é possível calcular a impedância harmônica de transferência usando técnicas de seleção de dados, resultando em um sistema bem condicionado.

## 1.2 Objetivos

De acordo com o exposto acima e devido a crescente utilização de inúmeras cargas não lineares conectadas às redes de distribuição, surge a necessidade do estudo e proposição de técnicas de análise de responsabilidade harmônica que sejam eficazes. Portanto, o presente trabalho tem como objetivos:

- Apresentar uma revisão da literatura sobre as principais técnicas de análise de responsabilidade harmônica avaliando apenas consumidor e a concessionária.
- Avaliar diferentes técnicas de estimação de impedância publicadas na literatura e validar a técnica baseada em ICA.

- Discutir e analisar as técnicas de análise de responsabilidade por múltiplas fontes presentes na literatura.
- Propor diferentes metodologias para analisar a responsabilidade harmônica pela geração harmônica e quantificar a geração de cada fonte do sistema.
- Validar o método proposto a partir de simulações computacionais e também de dados coletados em campo de um sistema implementado no norte do Brasil.

As principais contribuições do presente no trabalho são destacadas a seguir:

- O método proposto consiste em duas etapas: primeiro, a estimação do modelo de Norton em cada PAC monitorado usando o método ICA; segundo, a estimação do HTI.
- O método não depende de modelos harmônicos detalhados do sistema elétrico, garantindo uma estimativa precisa do impedância harmônica de transferência e da Contribuição Harmônica Individual (IHC).
- A impedância harmônica de transferência e o IHC são estimados dinamicamente utilizando fasores harmônicos sincronizados do sistema monitorado.
- Caso uma fonte harmônica não seja monitorada, sua contribuição é atribuída à responsabilidade harmônica do fornecedor.
- Uma metodologia de seleção de dados é empregada para melhorar a precisão das estimativas.

### 1.3 Produção Bibliográfica

Como resultado das pesquisas realizados durante esse período, os seguintes trabalhos foram publicados:

1. **de Oliveira, M. M.**, Silva, L. R. M., Melo, I. D., Duque, C. A., & Ribeiro, P. F. (2025). Independent Component Analysis-Based Harmonic Transfer Impedance Estimation for Networks with Multiple Harmonic Sources. *Energies*, 18(1), 85. <https://doi.org/10.3390/en18010085>
2. **Mostaro, M.**, Aleixo, R. R., Resende, D. F., Silva, L. R., Salles, R. S., Duque, C. A., & Ribeiro, P. F. (2021). Dynamic Impedance Estimation: Challenges and Considerations. *Applied Sciences*, 11(2), 558.
3. **Mostaro, M.**, Monteiro, H. L., Dias, F. M., Silva, L. R., & Duque, C. A. (2022). Islanding detection based on impedance estimation using small signal injection. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 139, 107983.

4. **Mostaro, M.**, Lima, M. A., Silva, L. R., Duque, C. A., & Ribeiro, P. F. (2022, May). Independent Component Analysis for Distortion Estimation at Different Points of a Network with Multiple Harmonic Sources. 2022 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP) (pp. 1-6). IEEE.

O autor também contribui com os seguintes trabalhos que não estão incluídos na qualificação:

1. Luiz F. A. Rodrigues, Henrique L. M. Monteiro, Thales W. Cabral, Felipe Dias, **Mostaro, M.**, Leandro Manso, Renato Ribeiro, Marcelo Lima, Carlos Duque & Danton D. Ferreira. Harmonic and Interharmonic Estimation Based on Re-Sampling and IpDFT Methods. Research Square, 2023.
2. Luiz F. A. Rodrigues, Henrique L. M. Monteiro, Thales W. Cabral, Felipe Dias, **Mostaro, M.**, Leandro Manso, Renato Ribeiro, Marcelo Lima, Carlos Duque & Danton D. Ferreira. Interpolação em Tempo Real e Método IpDFT para Estimativa de harmônicas e Inter-harmônicas. Congresso Brasileiro de Automática-CBA, 2022.
3. de Oliveira, D. R., Mattos, M. M., Cabral, T. W., dos Santos, R. D., de Oliveira, M. M., Lima, M. A. A., **Mostaro, M.**, ... & Duque, C. A. (2020, Dezembro). Estimção Harmônica via Técnicas de Separação Cega de Fontes Aplicada no Contexto de Geração Eólica. Congresso Brasileiro de Automática-CBA (Vol. 2, No. 1).
4. Mattos, M. M., de Oliveira, D. R., Cabral, T. W., dos Santos, R. D., de Oliveira, M. M., Silva, L. R. **Mostaro, M.**, , ... & Duque, C. A. (2020, Dezembro). Análise do impacto harmônico devido a conexão de parques eólicos via método do lugar geométrico. Congresso Brasileiro de Automática-CBA (Vol. 2, No. 1).
5. **Mostaro, M.**, Mahdi Khosravy, Henrique LM Monteiro, Thales W Cabral, Felipe M Dias, Marcelo AA Lima, Leandro R Manso Silva, Carlos A Duque. Compressive sensing of electroencephalogram: a review. Elsevier, Compressive sensing in healthcare. 2020.

#### 1.4 Estrutura do Texto de Qualificação

O capítulo 2 apresenta uma revisão do estado da arte sobre os métodos de estimação de contribuição harmônicos por dois ou mais geradores. O Capítulo 3 descreve o método proposto no trabalho. O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados da estimação de harmônicos e inter-harmônicos obtidos por simulação computacional e para sinais adquiridos de uma rede real. No Capítulo 5, as conclusões desta qualificação.



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA

Nos últimos anos, a distorção harmônica é uma preocupação crescente nos sistemas de energia, devido ao aumento no número de dispositivos não-lineares conectados, tanto no lado da concessionária quanto no lado do consumidor. Esses dispositivos causam distorção, no sinal de tensão e corrente, em todo o sistema de potência, o que pode resultar em diversos problemas como, redução da eficiência da geração, transmissão, interferência e falha na operação de equipamentos eletrônicos (SAFARGHOLI; MALEKIAN; SCHUFFT, 2018a; SAFARGHOLI; MALEKIAN; SCHUFFT, 2018b; MELO *et al.*, 2019). Para evitar tais problemas, os níveis de distorção harmônica foram definidos em algumas normas, como IEC 61000-3-6 (IEC61000-3-6, 1996).

A identificação de fontes harmônicas em um sistema elétrico sempre foi um aspecto importante na pesquisa de QEE, que além da localização inclui a determinação e análise da contribuição das fontes harmônicas (WANG *et al.*, 2018; PAPIČ *et al.*, 2019). Um dos principais problemas de identificação dos poluidores harmônicos é quantificar o impacto de cada fonte do sistema. Em geral, os métodos de estimativa do impacto harmônico podem ser divididos em 2 categorias: métodos de ponto único e métodos multiponto (WANG *et al.*, 2017). A maior parte das pesquisas focou no problema de um único ponto, que visa dividir a responsabilidade harmônica entre a concessionária e o consumidor no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) (XU; LIU, 2000; XU *et al.*, 2018; SHU *et al.*, 2020).

Embora o problema de ponto único ainda seja um tópico de pesquisa ativo, outro tipo de abordagem chamado problema multiponto vem surgindo recentemente na literatura, devido principalmente à proliferação de fontes harmônicas conectadas ao sistema. O problema multiponto visa identificar e quantificar a contribuição harmônica de cada fonte poluidora em um determinado ponto do sistema. Essas informações são úteis para identificar cargas harmônicas, quantificar sua responsabilidade pela mitigação de harmônicos e solucionar o problema quando consumidores e produtores de múltiplos harmônicos estão envolvidos (WANG *et al.*, 2017).

Nas próximas subseções será apresentada uma revisão da literatura a respeito de técnicas de análise de responsabilidade pela contribuição harmônica de ponto único e de múltiplos geradores.

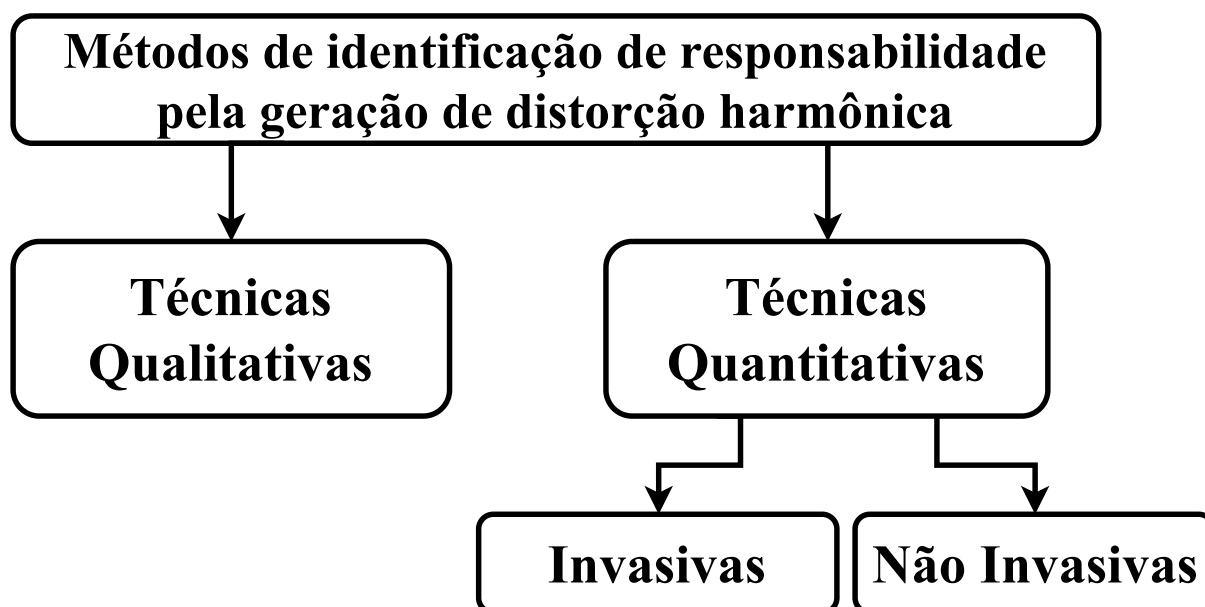
### 2.1 Métodos de Ponto Único

Para a identificação de fontes harmônicas em um único ponto, uma ampla variedade de métodos foi desenvolvida, classificados como: métodos quantitativos e qualitativos (HUI *et al.*, 2010). Os métodos quantitativos podem determinar a contribuição harmônica da concessionária e do consumidor de forma quantitativa, ou seja, podendo apontar o valor da distorção causada por cada um dos lados, tendo a estimação de impedância harmônica

como fator chave, para que esses métodos funcionem efetivamente.

Os métodos qualitativos só podem ser usados para identificar a fonte harmônica dominante até certo ponto do sistema elétrico, podendo assim, não identificar a distribuição das responsabilidades entre a concessionária e o consumidor. Esses métodos são utilizados apenas para encontrar um indicativo da principal fonte de distorção harmônica, sendo o método mais conhecido baseado no fluxo da potência harmônica. Essa estratégia é explorada em várias publicações (AZOUAOU; RABAHALLAH; LEULMI, 2004; Santos; de Oliveira; de Paula Silva, 2011; Nunes Santos; de Oliveira; Ferreira de Paula Silva, 2011), e, apoiando nestas premissas, vários equipamentos de medição comercializados no mundo contemplam o cálculo das potências harmônicas. O Diagrama 1 apresenta uma visão geral dos métodos de identificação de responsabilidade pela contribuição harmônica.

Diagrama 1 – Diagrama esquemático dos métodos de identificação de responsabilidade pela contribuição harmônica.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 2.1.1 Métodos Qualitativos

Os métodos qualitativos identificam a fonte harmônica de forma indicativa, ou seja, apenas apontando o gerador principal da fonte harmônica, assim, não identificando a distribuição das responsabilidades entre a concessionária e o consumidor (AZOUAOU; RABAHALLAH; LEULMI, 2004)(Santos; de Oliveira; de Paula Silva, 2011)(Nunes Santos; de Oliveira; Ferreira de Paula Silva, 2011). O método qualitativo tradicional é baseado no fluxo de potência harmônica ativa.

O método de análise do fluxo de potência tem por princípio a análise da direção do fluxo de potência harmônica ativa na rede e sua correlação com o fluxo de potência

fundamental. A Equação 2.1 destaca a expressão utilizada para o cálculo da potência ativa ( $P$ ), a qual é obtida pela combinação dos componentes individuais de tensão eficaz ( $V_h$ ) e corrente eficaz ( $I_h$ ) harmônicas adicionadas à combinação da tensão eficaz ( $V_1$ ) e corrente eficaz ( $I_1$ ) fundamental. O índice  $h$ , conforme já mencionado, refere-se à ordem harmônica sob análise. A grandeza  $\phi_h$  representa a defasagem angular entre a tensão e a corrente harmônica de ordem  $h$  e  $\phi_1$  a defasagem angular entre a tensão e a corrente fundamental (SANTOS *et al.*, 2011)(WANG *et al.*, 2018).

$$P = V_1 I_1 \cos \phi_1 + \sum_{h \neq 1}^{\infty} V_h I_h \cos \phi_h = V_1 I_1 \cos \phi_1 + \sum_{h \neq 1}^{\infty} P_h \quad (2.1)$$

Em que  $P_h$  fornece a potência ativa harmônica, para cada tensão e corrente harmônica de ordem  $h$ , medidos junto ao PAC. A partir dos componentes harmônicos individuais para as tensões e correntes, o procedimento para se determinar a fonte geradora de harmônicos obedece a seguinte lógica:

- Determinação da potência ativa fundamental, observando o seu sinal, o qual, na ausência de geração interna do consumidor, é adotado como positivo;
- Para os componentes harmônicos de tensão e corrente de mesma ordem, deverá ser obtida a diferença angular ou de fase ( $\phi_h$ ). Através de princípios clássicos considera-se que:
  - $-90^\circ < \phi_h < 90^\circ$ : o consumidor estaria, predominantemente, atuando como receptor da ordem harmônica sob consideração. Nestas circunstâncias a potência harmônica será também positiva.
  - $90^\circ < \phi_h < 270^\circ$ : o consumidor estaria, predominantemente, atuando como gerador da ordem harmônica sob enfoque e a potência harmônica assim calculada receberia um sinal contrário ao da fundamental, ou seja, negativo.

Diante desse procedimento, a determinação da fonte harmônica predominante no sistema ocorre unicamente por meio da verificação do sinal da potência ativa harmônica em relação ao fluxo de potência fundamental.

Os princípios da técnica baseada em potência ativa harmônica aqui apresentados, indicam como primeira limitação, o fato de não se atingir um valor que culmine na distribuição das responsabilidades entre a concessionária e o consumidor, por esse motivo, alguns trabalhos, como por exemplo (XU; LIU; LIU, 2003), contestam este método, alegando que a metodologia sugerida não possui nenhum embasamento teórico que garanta a correta identificação da fonte harmônica predominante.

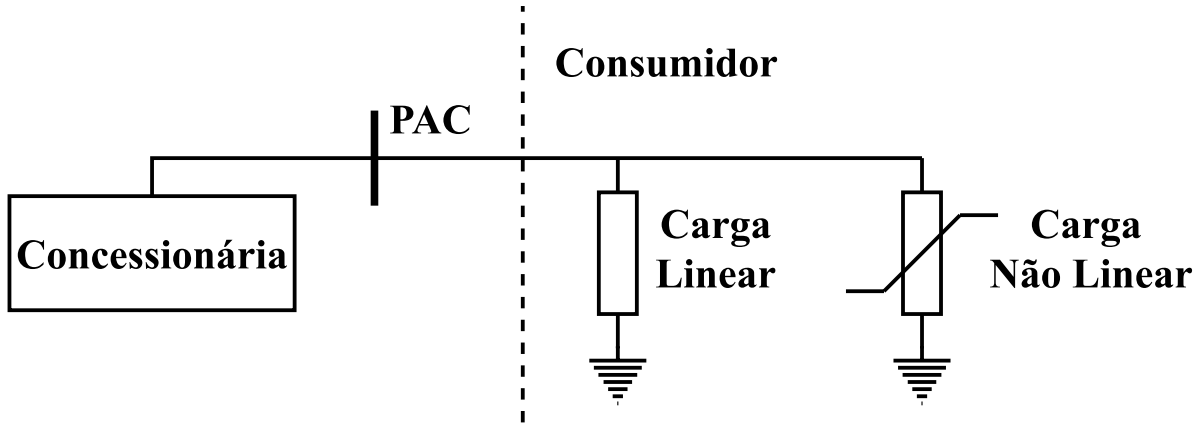
Em (OLIVEIRA *et al.*, 2022; OLIVEIRA *et al.*, 2021b) é realizada a aplicação de uma ferramenta gráfica baseada em *deep learning* para análise qualitativa de distorção

harmônica em usinas eólicas. A ferramenta consiste em um autoencoder seguido por um algoritmo de agrupamento. Aplicações anteriores de tal ferramenta cobriram a emissão harmônica que segue padrões diários. O desafio das medições em usinas eólicas é a intermitência da produção de energia, que pode variar em um intervalo de tempo de minutos e horas. Para tanto, este trabalho propõe uma modificação de um método *deep learning* apresentado na literatura para abordar medições de usinas eólicas. O método pode obter automaticamente o número de clusters. O método é aplicado as medições harmônicas de 2<sup>a</sup> ao 50<sup>a</sup> harmônica e potência ativa em uma usina eólica brasileira. Os resultados gráficos tentam correlacionar os padrões de harmônicos de corrente ímpar e par com a potência ativa gerada por uma usina eólica. Ao visualizar o mapa de cores da potência ativa e a distribuição dos clusters, este trabalho mostrou que harmônicos pares estão principalmente relacionados à emissão primária. Por outro lado, os harmônicos ímpares estão principalmente relacionados à emissão secundária. Tais conclusões são baseadas em medições acessadas apenas no PAC, porém quando a emissão harmônica é compartilhada entre os dois lados do sistema a técnica não é capaz de correlacionar a emissão com o gerador principal.

### 2.1.2 Métodos Quantitativos

Os métodos que utilizam o teorema da superposição como base, são métodos classificados como quantitativos, sendo esses os mais conhecidos na literatura. Os índices quantitativos foram desenvolvidos para estes métodos com base no teorema da superposição, em circuitos equivalentes de Norton e impedâncias de referência (XU; LIU, 2000; SINGH; ČUK; COBBEN, 2020). Para realizar o entendimento das técnicas baseadas em circuitos equivalentes, utilizaremos como exemplo o circuito da Figura 2 caracterizando uma configuração genérica e representativa de um sistema elétrico visto a partir do PAC entre a concessionária e um consumidor. O consumidor é representado por cargas lineares e não lineares, enquanto a rede de alimentação é simplificada e indicada na forma de um arranjo equivalente e representativo da geração, transmissão, distribuição e outros consumidores (SANTOS *et al.*, 2011).

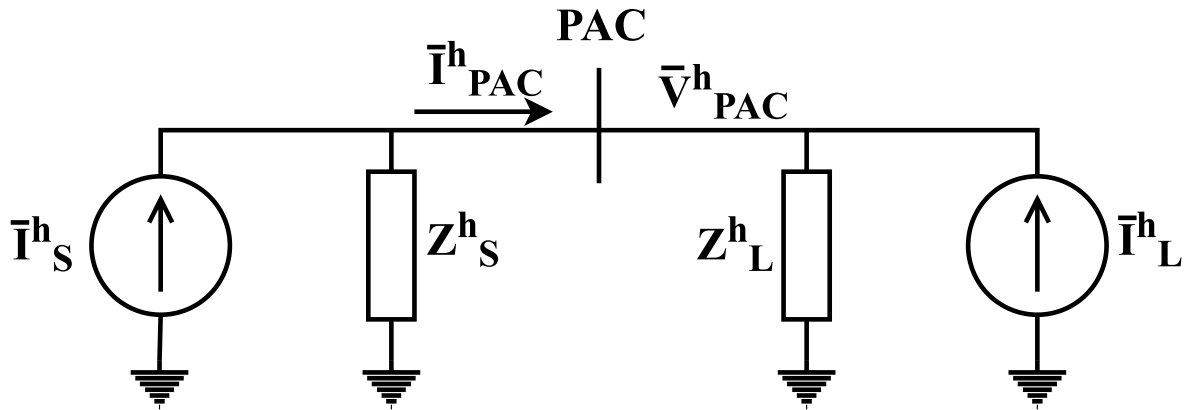
Figura 2 – Sistema elétrico para análise de responsabilidade de distorção harmônica.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

O circuito físico apresentado pode ser modelado através de seus circuitos equivalentes de Norton ou Thevenin, como mostrado na Figura 3. Este deve ser compreendido com uma representação que utiliza de técnicas de modelagem no domínio da frequência, para cada frequência de interesse haverá um circuito equivalente mostrado na Figura 3. Nestas circunstâncias, haverá diversos circuitos equivalentes, cada qual atrelado com um componente harmônico  $h$ .

Figura 3 – Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica  $h$ .



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Na Figura 3 tem-se que  $Z_s^h$  e  $Z_L^h$  são as impedâncias harmônicas equivalentes da concessionária e consumidor, respectivamente;  $I_s^h$  e  $I_L^h$  são, respectivamente, as correntes harmônicas produzidas pela concessionária e pelo consumidor,  $V_{pac}^h$  é a tensão harmônica medida no PAC e  $I_{pac}^h$  é a corrente harmônica medida no PAC.

As Equações 2.2 e 2.3, derivadas do circuito equivalente de Norton, estabelecem as correntes harmônicas geradas por cada uma das fontes de corrente representativas das cargas

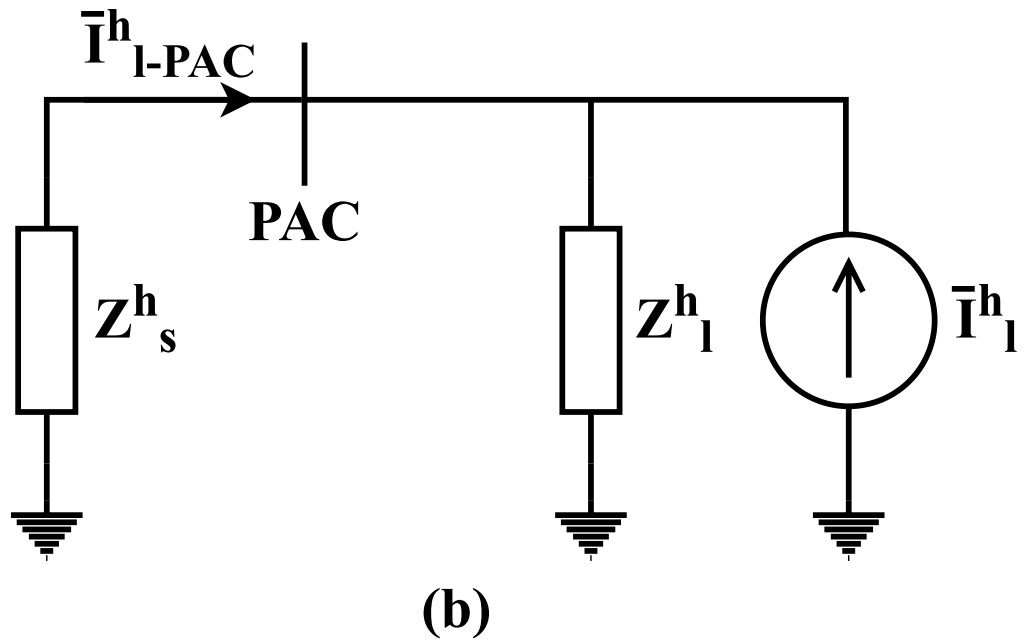
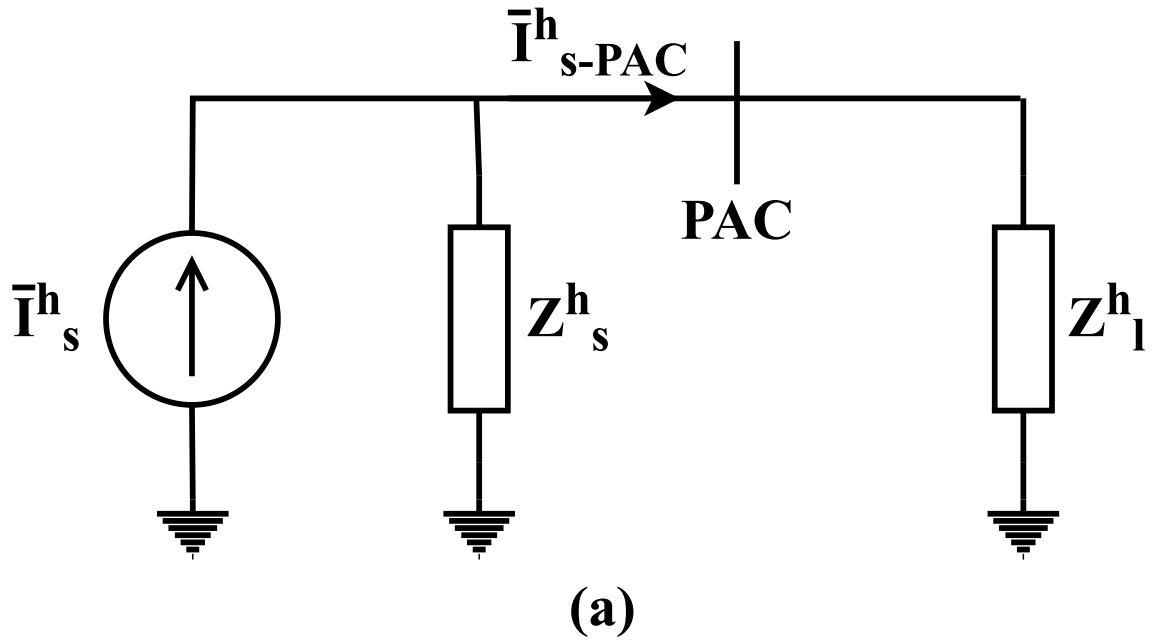
não lineares presentes nos circuitos da concessionária e do consumidor, respectivamente.

$$\bar{I}_s^h = \frac{\bar{V}_{\text{pac}}^h}{Z_s^h} + \bar{I}_{\text{pac}}^h \quad (2.2)$$

$$\bar{I}_l^h = \frac{\bar{V}_{\text{pac}}^h}{Z_l^h} - \bar{I}_{\text{pac}}^h \quad (2.3)$$

As contribuições de cada um dos lados para a corrente total  $\bar{I}_{\text{pac}}^h$  e para a tensão total  $\bar{V}_{\text{pac}}^h$  no PAC podem ser encontradas por meio do teorema da superposição. Os circuitos relacionados com este teorema são apresentados na Figura 4. A primeira figura esclarece sobre a configuração destinada a determinação das contribuições advindas do circuito da concessionária (para corrente total e tensão total) e a segunda figura está associada com as contribuições provenientes do consumidor.

Figura 4 – Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica  $h$  considerando:  
 (a) contribuição da concessionária (b) contribuição do consumidor.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Com os circuitos das figuras é possível encontrar as contribuições harmônicas individuais por meio de aplicações de princípios tradicionais de análise de circuitos elétricos, onde as contribuições harmônicas de tensão e corrente no PAC  $\bar{I}_{s-pac}^h$ ,  $\bar{V}_{s-pac}^h$ ,  $\bar{V}_{l-pac}^h$  e  $\bar{I}_{l-pac}^h$  podem ser determinadas através das Equações 2.4-2.7.

$$\bar{V}_{s-pac}^h = \frac{Z_s^h Z_l^h}{Z_s^h + Z_l^h} \bar{I}_s^h \quad (2.4)$$

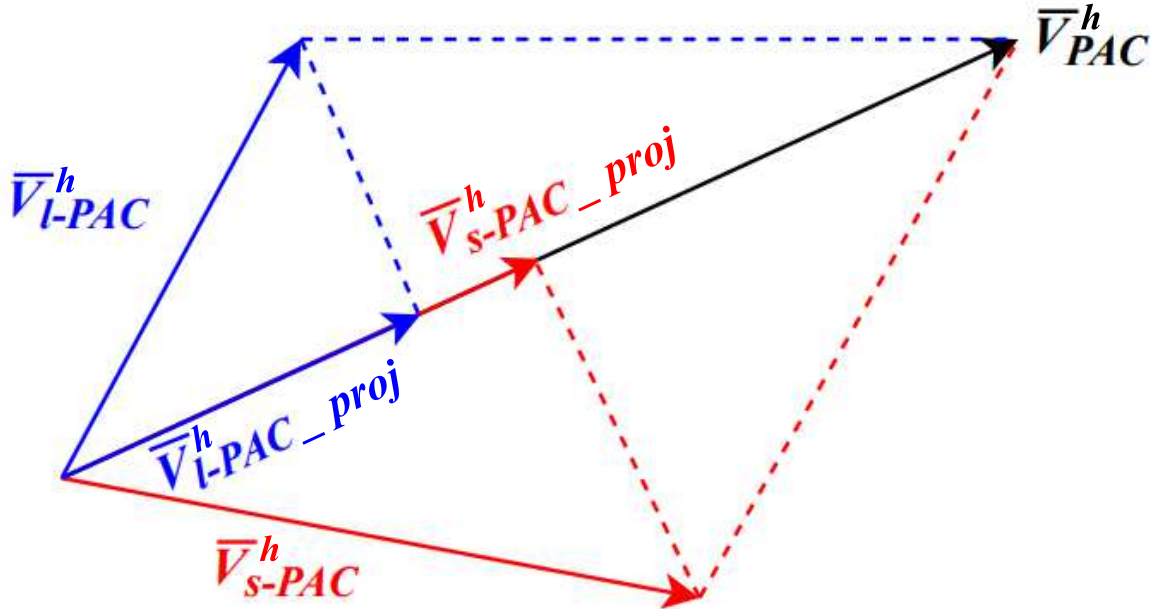
$$\bar{V}_{l-pac}^h = \frac{Z_s^h Z_l^h}{Z_s^h + Z_l^h} \bar{I}_l^h \quad (2.5)$$

$$\bar{I}_{s-pac}^h = \frac{Z_s^h}{Z_s^h + Z_l^h} \bar{I}_s^h \quad (2.6)$$

$$\bar{I}_{l-pac}^h = \frac{Z_l^h}{Z_s^h + Z_l^h} \bar{I}_l^h \quad (2.7)$$

A tensão e a corrente total no PAC poderá ser obtida através da superposição destas componentes, ou seja,  $\bar{V}_{pac}^h = \bar{V}_{s-pac}^h + \bar{V}_{l-pac}^h$  e  $\bar{I}_{pac}^h = \bar{I}_{s-pac}^h + \bar{I}_{l-pac}^h$ . O método da superposição de correntes proposto em (XU; LIU, 2000) estabelece que o compartilhamento das responsabilidades entre os lados do circuito deve ser feito por meio dos valores das projeções dos fasores representativos das contribuições individuais de corrente sobre o fasor da corrente total. Estas projeções estão apresentadas na Figura 5.

Figura 5 – Decomposição da tensão no PAC em dois escalares obtidos das projeções.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Na Figura 5 tem-se que  $\bar{V}_{s-pac-proj}^h$  é a projeção de  $\bar{V}_{s-pac}^h$  sobre  $\bar{V}_{pac}^h$  e  $\bar{V}_{l-pac-proj}^h$  é a projeção de  $\bar{V}_{l-pac}^h$  sobre  $\bar{V}_{pac}^h$ .

A aplicação prática do método da superposição, nos termos discutidos, compreenderá a seguinte rotina:



- Medir  $\bar{V}_{\text{pac}}^h$  e  $\bar{I}_{\text{pac}}^h$
- Determinar as impedâncias equivalentes  $Z_s^h$  e  $Z_l^h$ ;
- Calcular as fontes equivalentes  $\bar{I}_s^h$  e  $\bar{I}_l^h$
- Calcular  $\bar{V}_{s-\text{pac}}^h$ ,  $\bar{V}_{l-\text{pac}}^h$ ,  $\bar{I}_{s-\text{pac}}^h$  e  $\bar{I}_{l-\text{pac}}^h$ .
- Projetar  $\bar{V}_{s-\text{pac}}^h$ ,  $\bar{V}_{l-\text{pac}}^h$ ,  $\bar{I}_{s-\text{pac}}^h$  e  $\bar{I}_{l-\text{pac}}^h$ , e encontrar  $\bar{V}_{s-\text{pac}-\text{proj}}^h$ ,  $\bar{V}_{l-\text{pac}-\text{proj}}^h$ ,  $\bar{I}_{s-\text{pac}-\text{proj}}^h$  e  $\bar{I}_{l-\text{pac}-\text{proj}}^h$  que definem as contribuições advindas da concessionária e do consumidor.

O ponto fundamental para o cálculo da contribuição harmônica consiste na acurada estimação das impedâncias harmônicas (XU; LIU, 2000; SEZGIN; GÖL; SALOR, 2015; PFAJFAR; BLAZIC; PAPIC, 2008). Os métodos de estimação de impedância podem ser classificados como invasivos (XU *et al.*, 2002; MONTEIRO *et al.*, 2017) e não invasivos (KARIMZADEH; ESMAEILI; HOSSEINIAN, 2016). Nos métodos não invasivos, as variações naturais de tensão e corrente são utilizadas para estimar a impedância harmônica da rede sem um impacto adverso no sistema de potência. Nos métodos invasivos, utiliza-se distúrbios provocados no sistema, por inserção de elementos extras, com o intuito de estimar a impedância harmônica da rede. Esses distúrbios podem ser inseridos no sistema por dispositivos comutados (WANG; NINO; XU, 2007) ou pelo uso de dispositivos extras para injeção de sinais na rede (MONTEIRO *et al.*, 2018). Nas próximas subseções será realizada uma análise dos principais métodos invasivos e não invasivos.

Os métodos invasivos, são métodos que estimam a impedância a partir de distúrbios causados por dispositivos externos. Os distúrbios podem ser parcialmente controlados ou totalmente controlados, dependendo do tipo de dispositivo inserido no sistema (LIU; LIU; LIU, 2020).

Para gerar distúrbios parcialmente controlados utilizam-se, por exemplo, transformadores, banco de capacitores, dispositivos semicondutores ou algum dispositivo que provoque períodos de transitórios na rede. Utilizando esses dispositivos é possível definir o instante inicial do distúrbio, pois consegue-se controlar o momento de abertura e fechamento das chaves que irá inserir/retirar os dispositivos de rede. Apesar de se ter o controle do início do distúrbio, as características do mesmo, tipo, intensidade e espectro em frequência, é dependente, não só do dispositivo, mas também das características do SEP (YANG *et al.*, 2012).

Nos métodos controlados, são utilizadas fontes de corrente ou tensão. Com a utilização dessas fontes, torna-se possível controlar o instante em que o distúrbio é inserido, como também pode-se estimular os componentes de frequência desejados ao longo do espectro de frequência. Assim, controlando o distúrbio, pode-se diminuir sua influência na

qualidade de energia e garantir melhor precisão na estimação da impedância. A seguir serão discutidas algumas metodologias invasivas presentes na literatura.

#### 2.1.2.1 Método baseado na comutação de componentes da rede

Em (XU *et al.*, 2002) é apresentado um método em estado permanente (estacionário) que envolve a comutação de um componente na rede no local onde a impedância da rede deve ser medida (consumidor ou concessionária). Assumindo que existe um capacitor em derivação disponível para comutação, a ideia básica deste método pode ser resumida da seguinte forma:

1. Registre as formas de onda em estado estacionário das tensões e correntes do capacitor. Se o capacitor não estiver conectado, suas correntes são tratadas como zero.
2. É realizada mudanças no capacitor. Por exemplo, o capacitor pode ser ligado ou o tamanho do capacitor pode ser reduzido em 50%.
3. As formas de onda de corrente e tensão de estado estacionário pós-perturbação são registradas.
4. A DFT é aplicada às formas de onda pré e pós-perturbação. Para cada harmônico as seguintes equações do sistema podem ser desenvolvidas:

$$V_{pre}^h = V^h - I_{pre}^h \cdot Z^h \quad (2.8)$$

$$V_{pos}^h = V^h - I_{pos}^h \cdot Z^h \quad (2.9)$$

onde  $I_{pre}^h$  e  $V_{pre}^h$  são a corrente e a tensão harmônicas pré-perturbação e  $I_{pos}^h$  e  $V_{pos}^h$  são a corrente e a tensão harmônicas pós-perturbação.  $V^h$  e  $Z^h$  são a tensão do sistema e a impedância do sistema, respectivamente.

5. As impedâncias harmônicas do sistema podem ser determinadas a partir das duas equações acima, como segue:

$$Z^h = \frac{V_{pre}^h - V_{pos}^h}{I_{pre}^h - I_{pos}^h} \quad (2.10)$$

A impedância  $Z^h$  não inclui o capacitor chaveado.

Um outro método encontrado na literatura é apresentado por (WANG; NINO; XU, 2007), no qual o dispositivo utilizado é composto de um tiristor em série com um indutor. O objetivo da aplicação desse dispositivo é provocar curtos circuitos controlados no SEP quando o tiristor é acionado e assim, causar um distúrbio na tensão e na corrente do PAC para extrair as informações contidas no distúrbio, durante o instante em que o curto circuito é provocado. Esses sinais são medidos e processados em duas etapas. A primeira

etapa é estimar os componentes harmônicos existentes antes do distúrbio e eliminá-los do sinal, para isso é realizada uma subtração entre dois ciclos consecutivos de tensão e corrente, no ponto onde é inserido o distúrbio. Na segunda etapa, as FFTs dos sinais subtraídos são obtidas de modo a definir os valores de módulo e fase, da tensão e corrente, nos componentes ao longo do espectro de frequência. Após esta etapa os valores de impedância são estimados.

Em (SAATHOFF; SHAW; LEEB, 2020) os autores propõe uma técnica inovadora para a estimativa de impedância de linha utilizando um interruptor controlado por fase (*phase-controlled switch*). Essa abordagem se destaca por gerar transientes de ligamento que fornecem informações sobre a impedância da linha, sem depender de componentes passivos como capacitores ou indutores, que eram comumente utilizados em métodos anteriores. A técnica envolve a conexão de uma carga elétrica comum, como uma lâmpada incandescente, ao interruptor, que é acionado em diferentes ângulos de fase. Isso permite a captura de dados de tensão e corrente durante os transientes, que são então analisados para estimar a impedância da linha. O método é projetado para ser robusto, não dependendo das características do interruptor ou da carga, e é capaz de operar em uma ampla faixa de frequências, de DC até 200 kHz. Além disso, o artigo discute a utilização de técnicas de mitigação para lidar com variabilidades e transientes rápidos, garantindo resultados consistentes e precisos na estimativa da impedância. A pesquisa demonstra que essa abordagem pode ser aplicada em sistemas de comunicação pela linha elétrica (PLC) e em eletrônica de potência conectada à rede, contribuindo para a melhoria da qualidade da energia.

#### 2.1.2.2 Método baseado na injeção de pequenos sinais

Nessa metodologia utiliza-se de técnica ativa onde há injeção de um pequeno sinal na rede elétrica para estimar a impedância mesmo em circuitos com presença de componentes harmônicos. Essa técnica estima a impedância do sistema através da injeção de um distúrbio como fonte de tensão ou corrente.

A impedância é estimada através da SWRDFT e sua versão modificada que filtra os harmônicos contidos na rede, antes da injeção do sinal de distúrbio. A seguir são apresentadas as principais características do método de estimação de impedância proposto em (MONTEIRO *et al.*, 2017).

Antes de introduzir a metodologia de estimação de impedância por injeção de pequenos sinais, deve-se apresentar o sinal da Gaussiana Modulada (SGM). A função Gaussiana é reconhecida como aquela que apresenta a melhor resolução tempo frequência (RIBEIRO *et al.*, 2013), e por isso é uma candidata natural para ser injetada como sinal de distúrbio no sistema. O SGM é o produto de uma função gaussiana com um cosseno, ou seja, é um função gaussiana modulada por função cosseno. Esse será o sinal utilizado na

estimação da impedância e sua equação pode ser definida por:

$$\psi(t) = Ge^{\left(k\pi h f_1 \frac{-t^2}{2}\right)} \cos(2\pi h f_1 t), \quad (2.11)$$

onde  $f_1$  é a frequência fundamental em Hz,  $h$  é a ordem do componente harmônico e  $G$  é o ganho que controla a energia do sinal injetado. O valor da constante  $k$  é definido como o menor valor para que os SGMs tenham 95% de energia conservada, em (MONTEIRO *et al.*, 2018) é apresentado com mais detalhe o calculo do valor da constante.

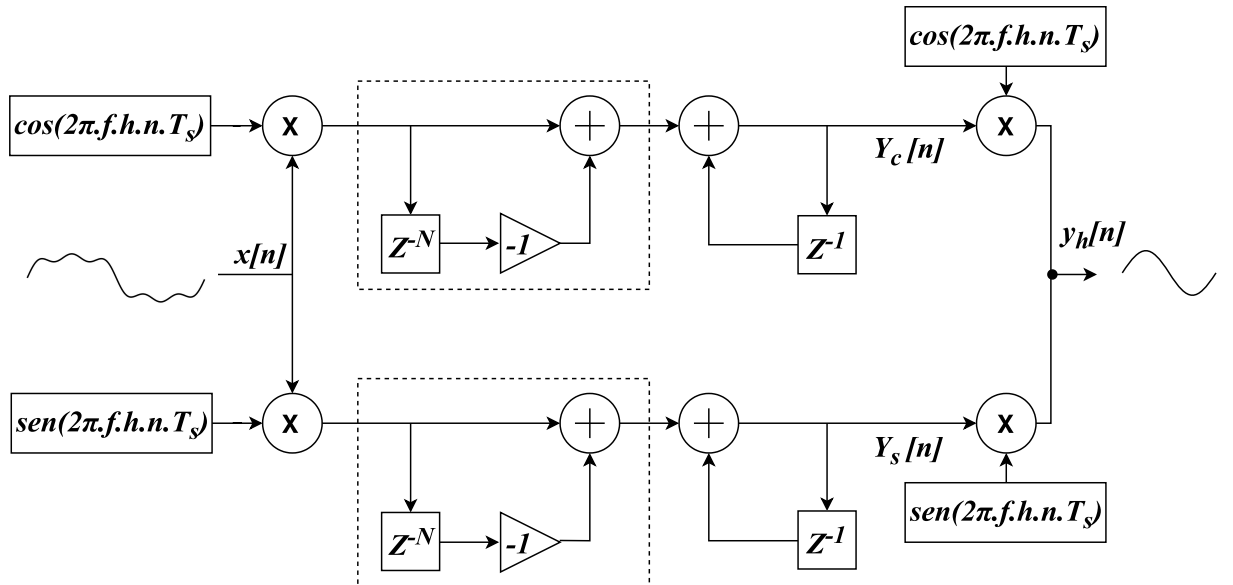
A tensão e a corrente no ponto de medição são monitoradas e ambos os sinais passam pelos filtros SWRDFT e SWRDFT Modificada (MONTEIRO *et al.*, 2018). A saída do primeiro filtro é subtraída da saída do segundo e o resultado dessa diferença são as componentes dos parâmetros em frequência do sinal injetado no sistema.

De posse das componentes em frequência, é possível obter o módulo e fase da impedância no componente harmônico  $h$  desejado, representada por  $Z(f)$ :

$$Z_{eq}(f) = \frac{V_{PAC}(f)}{I_{PAC}(f)} \quad (2.12)$$

A *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform* (SWRDFT) é um filtro de janela deslizante. A estrutura deste filtro é mostrada na Figura 2, onde o sinal de entrada  $x[n]$  é modulado com as funções cosseno e seno com frequência definidas de acordo com o componente de frequência que se deseja extrair na saída do filtro. Por exemplo, se o sinal  $x[n]$  for aplicado no filtro SWRDFT, com alguns componentes harmônicos e deseja-se filtrar o componente de terceiro harmônico, deve-se estabelecer a frequência do seno e cosseno de modulação igual à frequência do terceiro harmônico.

Diagrama 2 – Estrutura da SWRDFT.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Na saída do filtro são obtidos os valores de  $Y_c^h[n]$  e  $Y_s^h[n]$ , denominados como componentes em quadratura. O cálculo desses componentes pode ser efetuado de acordo com (RIBEIRO *et al.*, 2013):

$$Y_c^h[n] = Y_c^h[n-1] + (x[n] - x[n-N])\cos(2\pi f_1 h n T_s) \quad (2.13)$$

$$Y_s^h[n] = Y_s^h[n-1] + (x[n] - x[n-N])\sin(2\pi f_1 h n T_s) \quad (2.14)$$

onde  $N$  representa o número de pontos contidos em um ciclo da componente fundamental,  $f_1$  é a frequência fundamental do sistema,  $h$  é a ordem harmônica. Com os valores de  $Y_c^h[n]$  e  $Y_s^h[n]$  pode-se definir os valores de módulo e fase da saída do filtro SWRDFT por:

$$A^h[n] = \sqrt{Y_c^h[n]^2 + Y_s^h[n]^2} \quad (2.15)$$

$$ph^h[n] = \arctg\left(\frac{Y_c^h[n]}{Y_s^h[n]}\right) \quad (2.16)$$

Para reconstruir o sinal no domínio do tempo, utiliza-se os valores de  $Y_c^h[n]$  e  $Y_s^h[n]$  modulados com as funções de cosseno e seno, respectivamente. A frequência definida nas funções de modulação, nesta parte de reconstrução, é a mesma frequência das funções de modulação definidas para o componente ao qual se deseja filtrar. O resultado é composto de um sinal com transitório de tamanho  $N$  amostras, devido a inicialização do *buffer* contido na estrutura do filtro com esse comprimento.

A SWRDFT possui duas partes principais: o estimador e o gerador dos componentes harmônicos sintonizados. Na versão modificada da SWRDFT, quando o sinal de distúrbio é injetado na rede, as atualizações do estimador são desativadas e o estado pré-injeção é mantido constante, reproduzindo o harmônico de fundo contido antes da injeção do distúrbio. Enquanto isso, a versão convencional da SWRDFT continua estimando a amplitude e fase durante os instantes de injeção. Assim, a saída da SWRDFT convencional contém a contribuição dos harmônicos de fundo e do sinal injetado, enquanto que a SWRDFT Modificada contém somente a contribuição dos harmônicos de fundo. Efetuando a subtração da saída de um filtro por outro, tem-se somente a contribuição do sinal injetado na rede. Após o período de injeção, a saída do filtro SWRDFT Modificada volta a estimar os valores de amplitude e fase de cada instante. Esse processo é repetido à medida que os sinais vão sendo injetados na rede, eliminando a contribuição dos harmônicos contidos na rede (MONTEIRO *et al.*, 2018).

### 2.1.2.3 Método baseado na implementação de filtros

A metodologia baseado na implementação de filtros, ou método da superposição modificada (SANTOS *et al.*, 2011; SKAMYIN, 2024) apoia-se no princípio da superposição de tensões, como determinado pelas equações (2.4) e (2.5) apresentadas na seção 2.2

deste trabalho, as quais evidenciam a relevância do conhecimento das impedâncias da concessionária e do consumidor.

Supondo-se conhecidas as impedâncias harmônicas relacionadas com a concessionária e o consumidor define-se a relação da equação (2.17):

$$\bar{K}^h = \frac{Z_s^h Z_l^h}{Z_s^h + Z_l^h} \quad (2.17)$$

Introduzindo esta grandeza nas expressões (2.4) e (2.5), obtém-se:

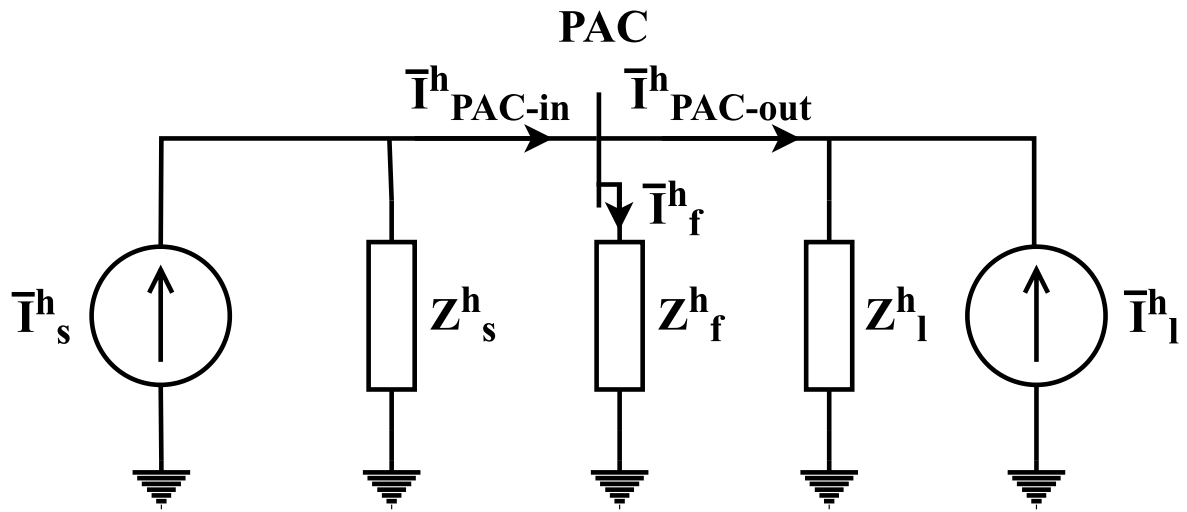
$$\bar{V}_{s-pac}^h = \bar{K}^h \bar{I}_s^h \quad (2.18)$$

$$\bar{V}_{l-pac}^h = \bar{K}^h \bar{I}_l^h \quad (2.19)$$

Nota-se, a partir das equações (2.18) e (2.19), que as parcelas de contribuição de cada um dos lados envolvidos para a distorção harmônica de ordem  $h$  no PAC, para uma dada situação operacional, dependem exclusivamente dos valores complexos das correntes  $\bar{I}_s^h$  e  $\bar{I}_l^h$ . Portanto, para se determinar o compartilhamento de responsabilidades será suficiente o conhecimento destas correntes. A partir desta afirmativa, o procedimento proposto pelos autores consiste numa estratégia que se configura na inserção, no PAC, de um componente passivo que apresente uma impedância harmônica dominante sobre àquelas referidas anteriormente ( $Z_s^h$  e  $Z_l^h$ ). Isto orienta para a utilização de um arranjo na forma de filtro sintonizado ou outro, que contemple as propriedades aqui almejadas.

A Figura 6 ilustra a nova configuração do sistema com a inserção da impedância harmônica do filtro harmônico acima mencionado, onde  $Z_f^h$  é a impedância harmônica equivalente do filtro para a ordem  $h$ ,  $\bar{I}_f^h$  é a corrente harmônica de ordem  $h$  no filtro harmônico,  $\bar{I}_{pac-in}^h$  corrente harmônica de ordem  $h$  da concessionária no PAC e  $\bar{I}_{pac-out}^h$  corrente harmônica de ordem  $h$  do consumidor no PAC.

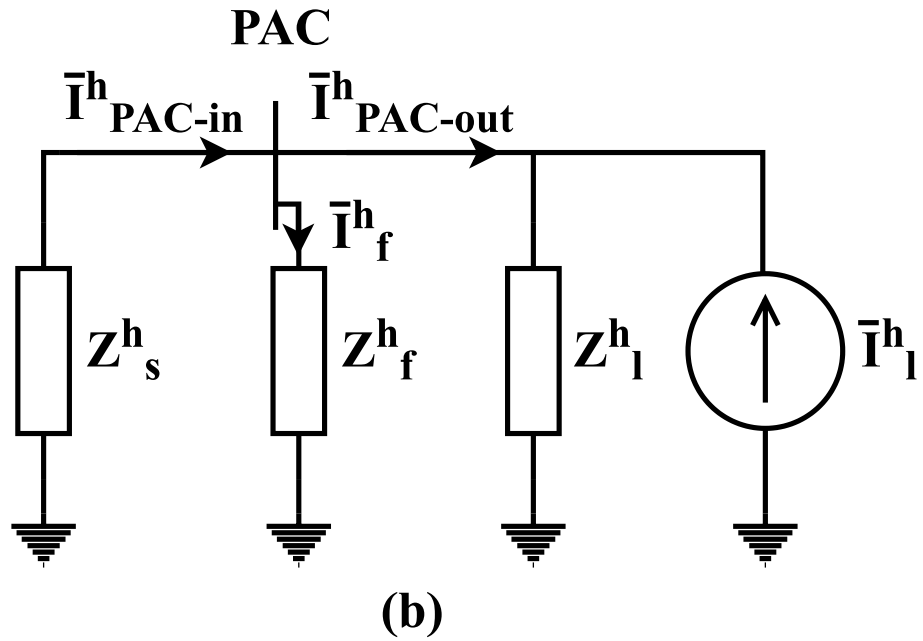
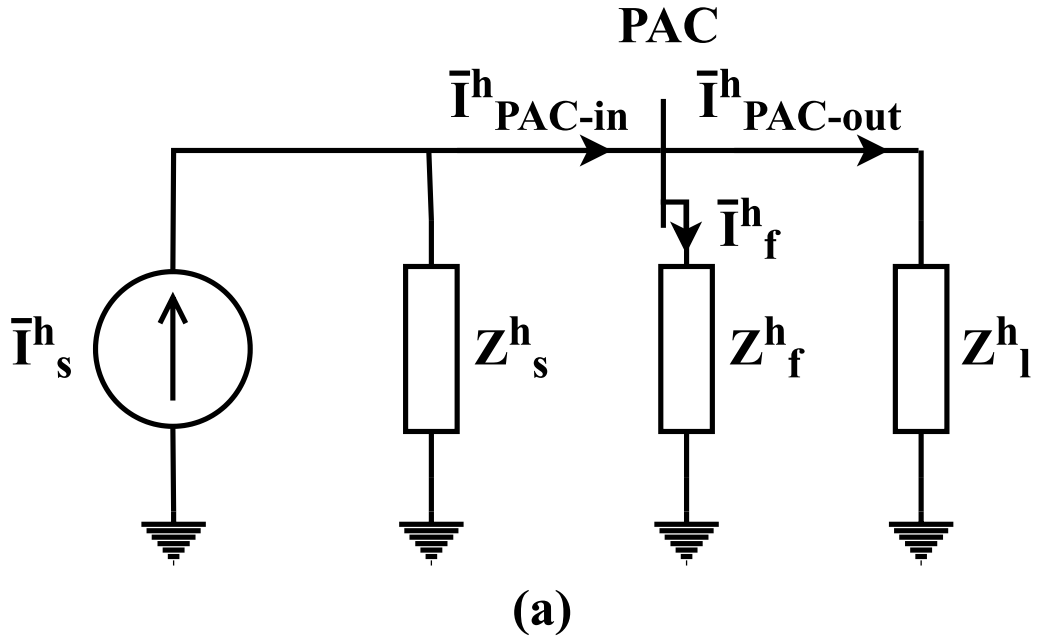
Figura 6 – Arranjo físico relacionado com o método da inserção de filtros ou método da Superposição Modificado.



Fonte: Figura adaptada de (SANTOS *et al.*, 2011).

A Figura 7 é indicativa dos circuitos equivalentes associados com a estratégia da superposição, inserindo-se a impedância dominante supra mencionada.

Figura 7 – Circuito equivalentes indicando as contribuições individuais da concessionária e consumidor - com a inserção da impedância harmônica dominante para uma ordem  $h$ .



Fonte: Figura adaptada de (SANTOS *et al.*, 2011).

Em que  $\bar{I}_{fs}^h$  é contribuição de corrente harmônica de ordem  $h$  da concessionária para a corrente do filtro  $\bar{I}_f^h$  e  $\bar{I}_{fl}^h$  é contribuição de corrente harmônica de ordem  $h$  do consumidor para a corrente do filtro  $\bar{I}_f^h$

Em vista do fato que, em se tratando de um filtro, a nova tensão harmônica de ordem  $h$  no PAC se apresentará com um valor bastante baixo, as seguintes observações são válidas:



- A impedância do filtro  $Z_f^h$  é predominante sobre as demais impedâncias do sistema, isto é, esta deve ter um valor significativamente inferior às correspondentes impedâncias do concessionária e do consumidor;
- Diante desta conjuntura a corrente  $\bar{\mathbf{I}}_{fs}^h$  - Figura a - é praticamente igual a  $\bar{\mathbf{I}}_s^h$ ;
- Diante desta conjuntura a corrente  $\bar{\mathbf{I}}_{fl}^h$  - Figura b - é praticamente igual a  $\bar{\mathbf{I}}_l^h$ ;

pode-se então escrever:

$$\bar{\mathbf{I}}_{fs}^h \approx \bar{\mathbf{I}}_s^h \approx \bar{\mathbf{I}}_{\text{PAC-in}}^h \quad (2.20)$$

$$\bar{\mathbf{I}}_{fc}^h \approx \bar{\mathbf{I}}_c^h \approx \bar{\mathbf{I}}_{\text{PAC-out}}^h \quad (2.21)$$

Por fim, aplicando-se o princípio da superposição, tem-se que a corrente total de ordem  $h$  no filtro será:

$$\bar{\mathbf{I}}_f^h = \bar{\mathbf{I}}_{fc}^h + \bar{\mathbf{I}}_{fs}^h = \bar{\mathbf{I}}_c^h + \bar{\mathbf{I}}_s^h = \bar{\mathbf{I}}_{\text{PAC-in}}^h + \bar{\mathbf{I}}_{\text{PAC-out}}^h \quad (2.22)$$

Uma vez encontradas  $\bar{\mathbf{I}}_{fs}^h$  e  $\bar{\mathbf{I}}_{fc}^h$ , tendo em vista a aplicação da metodologia da superposição de tensões, deve-se proceder as projeções destes fasores sobre aquele representativo da corrente total  $\bar{\mathbf{I}}_f^h$  gerando, respectivamente, as projeções, conforme apresentado na Figura 5.

Além dos métodos invasivos citados acima, podemos citar, o método proposto em (SUMNER; PALETHORPE; THOMAS, 2004) que injeta um sinal de corrente e define a impedância através da corrente e tensão medidas na rede elétrica. O método é acurado para algumas condições, porém os resultados possuem uma degradação quando há harmônicos pré-existentes na rede, ruído e quando há cargas não lineares. A estimação da impedância é realizada nas frequências inter-harmônicas, aplicando uma interpolação para a estimação das frequências harmônicas.

Em (HOU *et al.*, 2013) é proposto um método invasivo controlado por injeção de corrente harmônica, com a amplitude e frequência controladas. Para minimizar os erros da estimação de impedância deste método, é necessário injetar correntes harmônicas muito altas (amplitude na faixa de 15% da corrente do circuito), prejudicando a QEE da rede elétrica.

Em (LIU; LIU; LIU, 2020) é apresentando uma metodologia baseada na injeção de pulsos diretamente no laço de controle de inversores conectados à rede elétrica para realizar medições online de impedância. Diferentemente de métodos tradicionais que exigem injetores de perturbação externos, esta abordagem aproveita o próprio sistema para gerar os pulsos necessários, reduzindo custos e complexidade. O método emprega

uma onda dente de serra bipolar assimétrica, escolhida com base em análise espectral detalhada, para garantir cobertura de banda larga e alta relação sinal-ruído.

Em (ALVES *et al.*, 2021) os autores propõem um monitor baseado em wavelet (*wavelet-based monitor*)(WBM) para estimativa de impedância da rede elétrica, que combina um esquema de detecção de transientes baseado em wavelet (*wavelet-based transient detection scheme*)(WB-TDS) e um estimador de impedância de rede baseado em wavelet (*wavelet-based grid impedance estimator*)(WB-GIE). O WB-TDS emprega a análise da energia dos coeficientes wavelet para detectar a mudança de impedância da rede, enquanto o WB-GIE estima a impedância da rede usando a transformada de pacote wavelet discreta estacionária em tempo real associada ao esquema de injeção de sinal. Durante uma mudança de impedância da rede, o WB-TDS aciona o WB-GIE para injetar um inter-harmônico na rede elétrica para estimar sua impedância atual. Os autores também afirmam WB-GIE identifica a resistência de impedância e reatância da rede de fase com precisão em condições equilibradas ou desequilibradas.

A vantagem das técnicas invasivas é que elas possuem maior precisão na estimação da impedância pois podem gerar distúrbios contendo todo o espectro de frequência necessário para análise. No entanto, uma das desvantagens desses métodos é que podem comprometer a qualidade de energia dos sistemas elétricos, pois podem gerar distúrbios significativos nos sinais elétricos (HU *et al.*, 2019).

Nos métodos não invasivos, a impedância é estimada sem causar nenhum distúrbio no sistema elétrico, levando em conta apenas o conteúdo espectral da corrente e tensão presentes no PAC, definido por eventos sem nenhum controle pela metodologia de medição (ZHENG *et al.*, 2018). Deste modo, o valor da impedância para uma determinada faixa de frequência pode ser completamente imprecisa se a corrente e tensão apresentarem conteúdo espectral com baixa energia na faixa considerada.

Métodos não-invasivos geralmente para determinar o valor da impedância de um sistema de potência baseiam-se, em grande parte, na análise da variação de tensão em um ponto específico da rede devido a alterações na corrente medida, geralmente a corrente de carga. Esses métodos utilizam, em sua maioria, os distúrbios causados naturalmente pela variação de cargas e dispositivos não lineares (KANÁLIK *et al.*, 2020). No entanto, essa abordagem apresenta limitações, pois não é capaz de controlar o conteúdo espectral das variações nem o momento em que um espectro mais completo pode excitar a rede, comprometendo, em alguns casos, a precisão das análises (BORKOWSKI; WETULA; BIÉN, 2012). Nesta subseção, serão apresentados alguns exemplos de métodos não invasivos propostos na literatura, destacando suas características e aplicabilidades.

A vantagem dos métodos não invasivos, é que a impedância é estimada sem causar nenhum distúrbio no sistema elétrico, levando em conta apenas o conteúdo espectral da corrente e tensão presentes no PAC, definidos por eventos presentes naturalmente no

sistema (WANG *et al.*, 2023). Algumas desvantagens dos métodos não invasivos podem ser consideradas em relação aos invasivos:

- Menor precisão: Em comparação com os métodos invasivos, os métodos não invasivos podem ter uma precisão ligeiramente inferior na estimação da impedância harmônica. Isso ocorre porque eles dependem de técnicas de medição indireta e processamento de dados, o que pode introduzir certa margem de erro nas estimativas.
- Sensibilidade a ruídos e interferências: Os métodos não invasivos podem ser mais sensíveis a ruídos e interferências presentes no sistema elétrico. Isso pode afetar a qualidade dos dados coletados e, conseqüentemente, impactar a precisão das estimativas da impedância harmônica.
- Limitações em situações complexas: O valor da impedância para uma determinada faixa de frequência pode ser completamente imprecisa se a corrente e tensão apresentarem conteúdo espectral igual a zero nesta região.

#### 2.1.2.4 Método baseado em Flutuação de tensão

O Método baseado em Flutuação de tensão, também conhecido como técnica da distorção de tensão e corrente utiliza-se das flutuações da tensão e corrente harmônica de uma carga para calcular a impedância da rede elétrica (HUANG; NIE; GONG, 2010; TEALANE *et al.*, 2022; WU *et al.*, 2018). Como as cargas são geralmente variáveis, variações naturais de sua corrente e tensão harmônica podem ser usadas. Quando a corrente de uma carga muda, o ponto operacional da rede também muda, e medindo a tensão e a corrente em dois instantes diferentes ( $V_1^h$ ,  $V_2^h$ ,  $I_1^h$  e  $I_2^h$ ), a impedância da rede elétrica pode ser calculada na frequência desejada. Se a carga variar e a tensão de fundo (os harmônicos de fundo são os componentes que encontram-se no SEP, gerados por alguns dispositivos contidos na rede como conversores e outras cargas não lineares) não permanece constante durante duas medições sucessivas, pode-se escrever:

$$Z^h = -\frac{V_2^h - V_1^h}{I_2^h - I_1^h} = -\frac{\Delta V^h}{\Delta I^h} \quad (2.23)$$

onde  $Z^h$  é a impedância harmônica de ordem  $h$ ,  $V_{(i)}^h$  e  $I_{(i)}^h$  são respectivamente a tensão e corrente no PAC. O principal problema dessa técnica é a flutuação incontrollável da tensão harmônica de fundo ("*Background Harmonics*") que pode causar erro significativo no cálculo da impedância harmônica da rede (Zebardast; Mokhtari, 2016).

Em (LIU *et al.*, 2020) é proposto uma nova metodologia baseada em flutuação de tensão utilizando de medidas de similaridade e pontos de ordenação para identificar a estrutura de agrupamento. Os resultados de simulação mostram que a metodologia reduziu a influência da flutuação de tensão harmônica de fundo e mudança de impedância da concessionária, tornando o resultado da estimativa de impedância harmônica mais preciso.

### 2.1.2.5 Métodos baseados em Regressão Linear

Esta técnica define um modelo linear e equações que, a partir dos parâmetros mensuráveis no PAC, é possível calcular os coeficientes de regressão linear que levam à determinação da impedância da rede. Existem diferentes métodos baseados em Regressão Linear para calcular a impedância harmônica, por exemplo, o método de regressão linear binário (XIAO; YANG, 2004; ZHENG; XIAO; WANG, 2021). Neste método a parte real e imaginária pode ser escrita pelas equações (2.24) e (2.25):

$$\bar{V}_{sx}^h = \bar{V}_{PACx}^h + Z_{sx}^h \bar{I}_{PACx}^h - Z_{sy}^h \bar{I}_{PACy}^h \quad (2.24)$$

$$\bar{V}_{sy}^h = \bar{V}_{PACy}^h + Z_{sx}^h \bar{I}_{PACy}^h - Z_{sy}^h \bar{I}_{PACx}^h \quad (2.25)$$

onde  $\bar{V}_s^h$ ,  $\bar{V}_{PAC}^h$ ,  $\bar{I}_{PAC}^h$  e  $Z_s^h$  representam a tensão da concessionária, tensão e corrente no PAC e a impedância harmônica da concessionária, respectivamente, e os subscritos  $x$  e  $y$  representam a parte real e imaginária de um número complexo. Então a impedância harmônica da concessionária é obtida calculando os coeficientes de regressão definidos nas equações (2.26) e (2.27)

$$\bar{V}_{sx}^h \bar{I}_{PACx}^h + \bar{V}_{sy}^h \bar{I}_{PACy}^h - Z_{sx}^h ((\bar{I}_{PACx}^h)^2 + (\bar{I}_{PACy}^h)^2) = (\bar{V}_{PACx}^h \bar{I}_{PACx}^h + \bar{V}_{PACy}^h \bar{I}_{PACy}^h) \quad (2.26)$$

$$\bar{V}_{sx}^h \bar{I}_{PACx}^h + \bar{V}_{sy}^h \bar{I}_{PACy}^h - Z_{sy}^h ((\bar{I}_{PACx}^h)^2 + (\bar{I}_{PACy}^h)^2) = (\bar{V}_{PACx}^h \bar{I}_{PACy}^h + \bar{V}_{PACy}^h \bar{I}_{PACx}^h) \quad (2.27)$$

Em um sistema real que possui várias características correlacionadas, o resultado encontrado pelo método apresentará erros. Além disso, a flutuação do harmônico de fundo também tem um grande impacto no resultado do cálculo, pois o método baseado em regressão linear binário exige que o harmônico de fundo tenha uma distribuição normal, o que não pode ser atendido na maioria dos casos.

Em (SHU *et al.*, 2022) é proposto um método para estimativa de impedância harmônica baseado no algoritmo de Burg e no modelo AutoRegressivo (AR). Neste artigo, considera-se que a tensão e a corrente harmônicas satisfazem o modelo AR, incluindo a correlação de tempo. O coeficiente de reflexão é calculado minimizando a potência média dos erros direto e reverso no modelo AR. Então, a impedância harmônica do lado do consumidor é estimada minimizando a potência aparente. Os autores afirmam que o método é robusto, com baixo erro de estimação, e não é limitado por algumas suposições tradicionais, como por exemplo, os harmônicos de fundo são estáveis e pequenos, a impedância harmônica do consumidor é muito maior que a da rede elétrica e as fontes harmônicas de ambos os lados são independentes, e assim por diante.

### 2.1.2.6 Método baseado na característica de covariância de vetores aleatórios

De acordo com a Figura 3, a relação entre a tensão harmônica e a corrente no PAC pode ser expressa como:

$$\bar{\mathbf{V}}_s^h = \bar{\mathbf{V}}_{\text{PAC}}^h - \mathbf{Z} \cdot \bar{\mathbf{I}}_{\text{PAC}}^h \quad (2.28)$$

onde  $\bar{\mathbf{V}}_s^h$  é a tensão harmônica de fundo. Assim, como no método anterior, a variação de tensão de fundo é a principal causa de erro nos cálculos (Zebardast; Mokhtari, 2016).

A condição para que o método funcione é que se  $Z_s^h \ll Z_l^h$ . A corrente no PAC é determinada principalmente por  $\bar{\mathbf{I}}_l^h$ , o que significa que  $\bar{\mathbf{I}}_{\text{PAC}}^h$  não está correlacionado com a corrente harmônica da concessionária. Com base no princípio de que a covariância entre vetores aleatórios é igual a zero (HUI *et al.*, 2010), o que pode ser representado como expresso por:

$$C_{V_s^h, I_{\text{PAC}}^h} = E((I_{\text{PAC}}^h - E(I_{\text{PAC}}^h))^* \cdot (V_s^h - E(V))) \approx 0 \quad (2.29)$$

$$E((I_{\text{PAC}}^h)^* \cdot (V_{\text{PAC}}^h - Z_s^h I_{\text{PAC}}^h)) = 0 \quad (2.30)$$

onde  $*$  representa o conjugado de um número complexo e  $E$  representa o operador esperança. De (2.35), a impedância harmônica de concessionária pode ser calculada:

$$\bar{\mathbf{Z}}_{\text{sx}}^h = \frac{\sum_N (\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACx}}^h \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACx}}^h + \Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACy}}^h \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACy}}^h)}{\sum_N ((\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACx}}^h)^2 + (\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACy}}^h)^2)} \quad (2.31)$$

$$\bar{\mathbf{Z}}_{\text{sy}}^h = \frac{\sum_N (\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACx}}^h \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACy}}^h + \Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACy}}^h \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACx}}^h)}{\sum_N ((\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACx}}^h)^2 + (\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACy}}^h)^2)} \quad (2.32)$$

onde:

$$\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACx}}^h = \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACx}}^h - \frac{1}{N} \sum_N \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACx}}^h \quad (2.33)$$

$$\Delta \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACy}}^h = \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACy}}^h - \frac{1}{N} \sum_N \bar{\mathbf{I}}_{\text{PACy}}^h \quad (2.34)$$

$$\Delta \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACx}}^h = \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACx}}^h - \frac{1}{N} \sum_N \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACx}}^h \quad (2.35)$$

$$\Delta \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACy}}^h = \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACy}}^h - \frac{1}{N} \sum_N \bar{\mathbf{V}}_{\text{PACy}}^h \quad (2.36)$$

Embora esse método possa suprimir a perturbação do lado da concessionária em algum grau, a pré-condição desse método é que  $\bar{\mathbf{I}}_s^h$  e  $\bar{\mathbf{I}}_{\text{PAC}}^h$  não sejam correlacionados, o que requer que  $Z_s^h \ll Z_l^h$ . O erro do cálculo de  $\mathbf{Z}_s^h$  aumentará com o aumento da amplitude de  $\bar{\mathbf{I}}_s^h$ , e o resultado também é afetado pela flutuação do harmônico de fundo.

### 2.1.2.7 Métodos baseado em Seleção de Dados

Este método é capaz de estimar a impedância harmônica da rede elétrica, baseado em medições de tensão e corrente que são aplicadas em uma regressão de mínimos quadrados e depois o resultado é analisado por duas diferentes técnicas de seleção de dados, que são usadas juntas para comparar os resultados, e assim, averiguar a confiabilidade da estimação (BORKOWSKI, 2015; HUI *et al.*, 2012). A vantagem de usar a técnica dessa forma é para reduzir o impacto do ruído e dos harmônicos de fundo, que comprometem a estimação de impedância (WANG; NINO; XU, 2007; XU *et al.*, 2022).

Com base no princípio de que o harmônico de fundo é constante, a tensão e a corrente no PAC podem ter uma forte correlação linear, usando a equação (2.37) pode-se fornecer uma medida de quão forte é a correlação linear entre essas duas variáveis estudadas. Se o limite do sub-período de  $R^2$  for maior que 0,9, então o sub-período é uma amostra de impedância utilizável. Caso contrário, o subperíodo não é utilizável.

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{err}}{SS_{tol}}, R^2 \in [-1, 1] \quad (2.37)$$

onde

$$SS_{err} = \sum_{i=1}^N |V_{PAC}^h(t_i) - I_{PAC}(t_i)Z_s^h - V_s^h|^2, \quad (2.38)$$

$$SS_{err} = \sum_{i=1}^N |V_{PAC}^h(t_i) - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_{PAC}^h(t_i)|^2 \quad (2.39)$$

O objetivo do método de seleção de dados é suprimir influência da perturbação harmônica de fundo. Se os dados apropriados forem selecionados, o erro de estimativa de impedância pode diminuir. Quando a rede está sob grande perturbação harmônica, é difícil selecionar os dados adequados para que o método funcione.

## 2.2 Métodos baseado por Análise de Correlação de dados

A técnica proposta por (SHU *et al.*, 2020) utiliza a análise de correlação para estimar a impedância harmônica no PAC. O método baseia-se no modelo equivalente de Norton e na identificação de períodos de correlação fraca das medições de tensão e corrente harmônica no PAC.

Considere o modelo equivalente de Norton mostrado na Figura 3, onde  $V_{PAC}$  é a tensão harmônica no PAC,  $I_L$  é a corrente harmônica do lado do consumidor, e  $Z_L$  é a impedância harmônica do lado do consumidor. A relação fundamental é dada por:

$$I_L = \frac{V_{PAC}}{Z_L} + I_{PAC}, \quad (2.40)$$

onde  $I_{PAC}$  é a corrente harmônica no PAC.

A técnica faz uso das funções de autocorrelação normalizadas  $r_{xx}(k)$  e  $r_{yy}(k)$ , e da função de correlação cruzada  $r_{xy}(k)$ , definidas como:

$$r_{xx}(k) = \frac{R_{xx}(k)}{R_{xx}(0)}, \quad R_{xx}(k) = \mathbb{E}[x(n)x^*(n-k)], \quad (2.41)$$

$$r_{yy}(k) = \frac{R_{yy}(k)}{R_{yy}(0)}, \quad R_{yy}(k) = \mathbb{E}[y(n)y^*(n-k)], \quad (2.42)$$

$$r_{xy}(k) = \frac{R_{xy}(k)}{\sqrt{R_{xx}(0)R_{yy}(0)}}, \quad R_{xy}(k) = \mathbb{E}[x(n)y^*(n-k)]. \quad (2.43)$$

Aqui,  $x(n)$  e  $y(n)$  são os sinais de tensão e corrente harmônicas, respectivamente, e  $k$  é o intervalo de tempo.

Durante o período de correlação fraca, em que  $|r_{xx}(k)|$ ,  $|r_{yy}(k)|$ , e  $|r_{xy}(k)|$  são menores que um limiar (geralmente 0,3), a autocorrelação da corrente torna-se aproximadamente nula, permitindo calcular a impedância harmônica como:

$$Z_{L1}(k) = -\frac{\sum_{n=k+1}^N V_{\text{PAC}}(n)V_{\text{PAC}}^*(n-k)}{\sum_{n=k+1}^N V_{\text{PAC}}(n)I_{\text{PAC}}^*(n-k)}, \quad (2.44)$$

$$Z_{L2}(k) = -\frac{\sum_{n=k+1}^N V_{\text{PAC}}^*(n)V_{\text{PAC}}(n-k)}{\sum_{n=k+1}^N I_{\text{PAC}}(n)V_{\text{PAC}}^*(n-k)}. \quad (2.45)$$

A impedância final é calculada pela média:

$$Z_L = \frac{1}{N_\epsilon} \sum_{k \in K_\epsilon} \frac{Z_{L1}(k) + Z_{L2}(k)}{2}, \quad (2.46)$$

onde  $K_\epsilon$  é o conjunto de intervalos que satisfazem a condição de correlação fraca.

Pode-se resumir a técnica de análise de correlação de dados pelo algoritmo descrito abaixo:

1. Entrada: Dados harmônicos de tensão  $V_{\text{PAC}}$  e corrente  $I_{\text{PAC}}$  no PAC.
2. Cálculo das funções de correlação: Compute  $r_{xx}(k)$ ,  $r_{yy}(k)$  e  $r_{xy}(k)$  para os dados medidos.
3. Identificação do período de correlação fraca: Determine o intervalo  $k \in K_\epsilon$  onde  $|r(k)| < 0,3$ .
4. Estimativa da impedância: Calcule  $Z_{L1}(k)$  e  $Z_{L2}(k)$  para cada  $k \in K_\epsilon$ .
5. Cálculo final: Compute  $Z_L$  como a média de  $Z_{L1}(k)$  e  $Z_{L2}(k)$ .

Os autores destacam que este método permite estimar a impedância harmônica com precisão e robustez, independentemente das condições do sistema, incluindo a presença de harmônicos de fundo e variações nos parâmetros do sistema. No entanto, o artigo aponta algumas limitações em relação ao lado da fonte do sistema, especialmente no que diz respeito ao lado do cliente. As principais limitações identificadas são:

1. A impedância harmônica do lado do consumidor é muito maior que a do lado da utilidade.
2. As flutuações das fontes harmônicas de ambos os lados são independentes.

Utilizando a característica de que  $Z_L \gg Z_S$ , é possível estimar a responsabilidade harmônica por meio da análise de correlação de dados. Assim, pode-se calcular as correntes harmônicas geradas e a impedância no lado da concessionária a partir do circuito equivalente de Norton, empregando as Equações (2.47)-(2.49).

$$I_S = \frac{V_{PAC}}{Z_L} - I_{PAC} \quad (2.47)$$

$$Z_S = \frac{Z_L I_L}{I_{PAC} + I_S} \quad (2.48)$$

Substituindo  $I_S$  da Equação (2.47) na Equação (2.48), é possível estimar  $Z_S$  conforme a Equação (2.49).

$$Z_S = \frac{Z_L^2 I_L}{V_{PAC} + Z_L(I_{PAC} + I_S)} \quad (2.49)$$

As impedâncias estimadas utilizando a abordagem apresentada nos Métodos baseados na Análise de Correlação de Dados serão analisadas na seção de resultados, com o objetivo de comparar com a metodologia proposta neste trabalho.

### 2.3 Estimação de impedância via análise de componentes independentes

A Análise de Componentes Independentes (ICA) é uma técnica estatística de ordem superior amplamente utilizada para separar sinais misturados em suas fontes independentes. A ICA se concentra em encontrar componentes que sejam estatisticamente independentes entre si. Isso a torna eficaz em aplicações onde as fontes subjacentes possuem características independentes, como por exemplo, na separação de sinais em sistemas de comunicação, processamento de imagens, análise de sinais biomédicos e sinais de sistemas elétricos de potência (HYVÄRINEN; OJA, 2000; OLIVEIRA *et al.*, 2021a). Antes de apresentar a estimação de impedância via ICA é necessário uma introdução sobre o algoritmo.

O modelo linear de ICA considera os sinais observados como uma combinação linear dos sinais originais (fontes) tal que:

$$\mathbf{x} = \mathbf{A}\mathbf{s} \quad (2.50)$$

Sendo  $\mathbf{s}$  um vetor de dimensão  $N$  contendo amostras, em um determinado instante, das fontes consideradas;  $\mathbf{x}$  de dimensão  $M$ , um vetor com as amostras dos sinais observados no mesmo instante de  $\mathbf{s}$  e  $\mathbf{A}$  a matriz de mistura  $M \times N$  que define a combinação linear



de mistura das fontes que resulta nos sinais observados. Comumente  $N \geq M$ . O objetivo da ICA linear é encontrar uma estimativa  $y$  para  $s$  através da otimização de uma matriz de separação,  $H$ , tal que:

$$\mathbf{s}^* = \mathbf{H}\mathbf{x} \quad (2.51)$$

Ao aplicar a ICA para a estimação de impedância, a principal vantagem é a capacidade de isolar as contribuições individuais das várias fontes de distorção harmônica, mesmo em cenários complexos. Isso abre portas para a identificação mais clara dos componentes responsáveis pelas variações nos fasores de corrente e tensão, e, conseqüentemente, permite uma análise mais precisa das características de impedância do sistema em estudo.

Outras premissas da ICA são a independência das fontes e seus comportamentos não-gaussianos. Diferentes algoritmos empregados na ICA baseiam-se em realizar a otimização baseada em gradiente da matriz  $\mathbf{H}$ , a fim de maximizar a independência estatística entre as componentes independentes estimadas. Entre os algoritmos utilizados, podem ser citados aqueles que visam maximizar o comportamento não-gaussiano das componentes independentes, o que converge para a matriz  $\mathbf{H}$  de maior probabilidade de geração dos sinais observados, considerando uma distribuição super-gaussiana ou sub-gaussiana, e aqueles que minimizam os cumulantes conjuntos de quarta ordem entre as componentes independentes.

Na ICA, fontes gaussianas eventualmente presentes na mistura são separadas como uma única componente independente formada por uma combinação linear de todas as componentes gaussianas. Desta forma, no máximo, uma fonte gaussiana pode estar presente na mistura para que esta possa ser corretamente separada das demais (HYVÄRINEN; OJA, 2000; HYVÄRINEN *et al.*, 2009).

O branqueamento dos sinais observados é uma etapa de pré-processamento muito utilizada na ICA, dependendo do algoritmo. No branqueamento, cada variável é centralizada (média zero) e descorrelacionada. O branqueamento pode ser utilizado para reduzir a dimensionalidade dos dados de entrada, sendo necessário se  $N > M$ , tornando a matriz ortogonal de dimensão  $M \times M$ . O branqueamento restringe a busca da matriz de separação às matrizes cujas colunas são ortogonais, diminuindo a quantidade de graus de liberdade do problema, o que reduz a quantidade de parâmetros de  $M^2$  para  $(M^2 - M)/2$  (HYVARINEN, 1999).

Considerando o branqueamento dos sinais observados, as misturas podem ser representadas (após a centralização das variáveis de  $\mathbf{x}$ ) através de uma matriz com linhas ortogonais. Considerando  $\mathbf{V}$  a matriz que realiza a transformação linear de branqueamento de  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{z}$  o vetor de amostras dos sinais observados após o processo de branqueamento:

$$\mathbf{z} = \mathbf{V}\mathbf{x} = \mathbf{V}\mathbf{A}\mathbf{s} = \mathbf{A}\tilde{\mathbf{s}} \quad (2.52)$$

tal que  $\tilde{\mathbf{A}}$  é a matriz de mistura que relaciona as fontes aos sinais observados após o branqueamento. Isso torna possível realizar a separação dos sinais através de uma matriz de colunas ortogonais,  $\mathbf{W}$ , tal que:

$$\mathbf{y} = \mathbf{W}^T \mathbf{z} = \mathbf{W}^T \mathbf{V} \mathbf{x} \quad (2.53)$$

A ICA não permite estimar nem a escala das componentes independentes, nem sua ordem (HYVÄRINEN; OJA, 2000; HYVÄRINEN *et al.*, 2009). Desta forma, após a aplicação da ICA, o resultado é uma aproximação das fontes originais que, por melhor que seja, não garante a estimação da amplitude ou da ordem, sendo, muitas vezes, necessárias técnicas adicionais para estimar a ordem e a escala das componentes.

A ICA também pode ser generalizada para o caso de sinais complexos. Neste caso, tanto a matriz de branqueamento quanto a matriz de separação com colunas ortogonais ( $\mathbf{W}$ ) deverão ser complexas e, no lugar das matrizes transpostas, devem ser utilizadas as hermitianas (transpostas conjugadas). As indeterminações da ICA para o caso complexo são as mesmas do caso real, acrescidas da indeterminação da fase, podendo uma componente independente ser estimada com discrepância de fase em relação ao sinal original (NAKHODCHI; BOLLEN; BUSATTO, 2021).

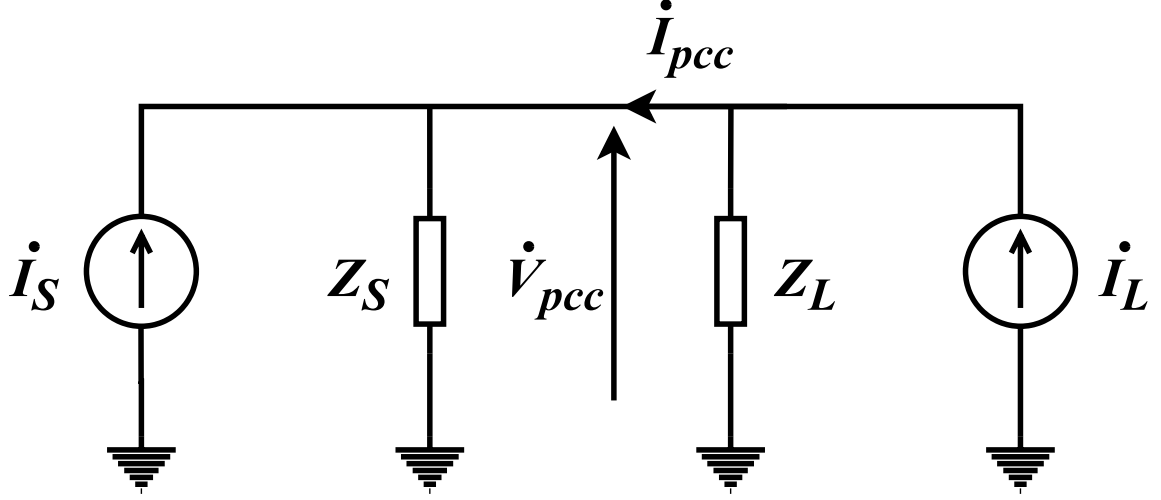
Considerando a premissa de que as distribuições dos sinais originais são não-gaussianas, uma forma de realizar a separação das componentes é tornar as distribuições das estimativas dos sinais o mais não-gaussianas quanto possível, pois, de acordo com o teorema do valor central (FISCHER, 2011), a adição de variáveis aleatórias independentes, mesmo que de outras distribuições, se aproxima de uma distribuição gaussiana.

O comportamento não-gaussiano pode então ser maximizado através de alguma medida capaz de expressar numericamente o comportamento gaussiano da combinação de variáveis e, caso essa medida seja diferenciável, pode ser possível otimizar esse comportamento através de seu gradiente.

No contexto de sistemas elétricos, a ICA tem ganhado destaque na estimação de impedância harmônica. Em ambientes com múltiplas fontes harmônicas, os sinais medidos muitas vezes resultam de uma sobreposição complexa de contribuições de diferentes fontes (XIAO *et al.*, 2018a). A ICA pode ser aplicada para decompor esses sinais e identificar as fontes independentes, facilitando a análise detalhada de cada uma e permitindo uma estimação mais precisa da impedância no sistema. Essa abordagem é particularmente útil quando as medições não estão sincronizadas por sistemas de referência comuns, como o GPS, ou quando há interferência de harmônicos de fundo (CABRAL, 2019). Mais detalhes sobre a ICA são apresentados no Apêndice A.

No modelo complexo de ICA da Equação (2.50), os vetores  $\mathbf{x}$ ,  $\mathbf{s}$  e a matriz  $\mathbf{A}$  são valores complexos. O objetivo da técnica ICA nesta tese de doutorado é estimar a matriz de separação  $\mathbf{H}$  e, em seguida, recuperar os sinais de origem. Para a estimação de impedância esta técnica utiliza modelos de circuitos equivalentes de Norton, para analisar a responsabilidade da distorção no PAC.

Figura 8 – Circuito de Norton Equivalente por fontes de corrente.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

$$\dot{V}_{PAC} = \frac{Z_S Z_L}{Z_S + Z_L} \dot{I}_S + \frac{Z_S Z_L}{Z_S + Z_L} \dot{I}_L \quad (2.54)$$

$$\dot{I}_{PAC} = \frac{-Z_S}{Z_S + Z_L} \dot{I}_S + \frac{Z_L}{Z_S + Z_L} \dot{I}_L \quad (2.55)$$

Na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{PAC} \\ \dot{I}_{PAC} \end{bmatrix} = \frac{1}{Z_S + Z_L} \begin{bmatrix} Z_S Z_L & Z_S Z_L \\ -Z_S & Z_L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_S \\ \dot{I}_L \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

Pode-se expressar o sistema da Figura 8, na forma apresentada pelas Equações (2.54), (2.55) e (2.56), onde  $X = [\dot{V}_{PAC}; \dot{I}_{PAC}]$  é a matriz que representa a tensão e a corrente medidas no PAC do sistema.  $S = [\dot{I}_S; \dot{I}_L]$  é a matriz que representa as fontes originais do sistema. A matriz  $\mathbf{A}$  é desconhecida, contendo as impedâncias do sistema.

Para resolver a equação (2.56), a ICA é usada para estimar a matriz de separação  $\mathbf{H}$ , e então a matriz a ser usada para recuperar os sinais de origem, conforme mostrado na equação. Onde:  $S = [\dot{I}_S^*; \dot{I}_L^*]$  e  $\mathbf{H} = [h_{11} h_{12}; h_{21} h_{22}]$ .  $S$  é a matriz dos sinais estimados da fonte.  $\mathbf{H}$  é a matriz de mistura estimada. Sabendo que o resultados da ICA pode não preservar nem a magnitude e nem a ordem das fontes. Assumindo inicialmente que a

ordem é preservada, ou seja, o primeiro elemento da fonte estimada corresponde à fonte 1 e o segundo elemento à fonte 2 e apenas o fator de escala ( $k_1$  e  $k_2$ ) é desconhecido, então pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_S^* \\ \dot{I}_L^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_1 \dot{I}_S \\ k_2 \dot{I}_L \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

Substituído a Equação (2.57) em (2.51), tem-se

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_S \\ \dot{I}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{h_{11}}{k_1} & \frac{h_{12}}{k_1} \\ \frac{h_{21}}{k_2} & \frac{h_{22}}{k_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{PAC} \\ \dot{I}_{PAC} \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Comparando a equação (2.58) com a equação (2.59), encontra-se os valores das impedâncias  $Z_S$  e  $Z_L$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_S \\ \dot{I}_L \end{bmatrix} = D \begin{bmatrix} Z_L & -Z_S Z_L \\ Z_S & Z_S Z_L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{PAC} \\ \dot{I}_{PAC} \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

onde  $D = \frac{(Z_S + Z_L)}{Z_S Z_L^2 + Z_S^2 Z_L}$

De forma resumida:

$$Z_S = \frac{-h_{12}}{h_{11}} \quad (2.60)$$

$$Z_L = \frac{h_{22}}{h_{21}} \quad (2.61)$$

Com relação às indeterminações de ordem causada pela ICA, pode-se aplicar a seguinte regra: A parte resistiva da impedância em redes de potência é sempre positiva. Consequentemente para resolver essas indeterminações, inicialmente é feita uma definição arbitrária, onde as fontes são recuperadas na ordem apresentada em (2.61). Se a parte real da impedância da concessionária (gerador, utilidade) for positiva, a ordem escolhida está correta. Caso contrario a ordem das linhas da matriz (2.58) está invertida (KARIMZADEH; ESMAEILI; HOSSEINIAN, 2015; ZHAO; YANG, 2015; ZHENG; XIAO; WANG, 2020)."

Em (KARIMZADEH; ESMAEILI; HOSSEINIAN, 2015; XIAO *et al.*, 2018b; PEREIRA; SILVA; SANTOS, 2021), os resultados apresentados a partir de simulação computacional e testes em campo comprovam a capacidade do método proposto, especialmente nos casos em que as flutuações harmônicas de fundo são dominadas no PAC. Para esses resultados encontrados, os autores colocam uma restrição que a impedância da concessionária tem que ser muito menor que a impedância vista do consumidor, porém, como mostrado nas equações desenvolvidas anteriormente, tal restrição não é necessária.

Em (ZHENG *et al.*, 2018), é realizada uma comparação entre técnicas não invasivas de estimação de impedância harmônica, avaliando seu desempenho em relação aos harmônicos

de fundo. Os resultados indicam que a precisão de cada método é aceitável quando o harmônico de fundo é pequeno. No entanto, com o aumento da fonte de harmônicos de fundo, os erros de cada método também aumentam, embora a taxa de crescimento varie entre os métodos.

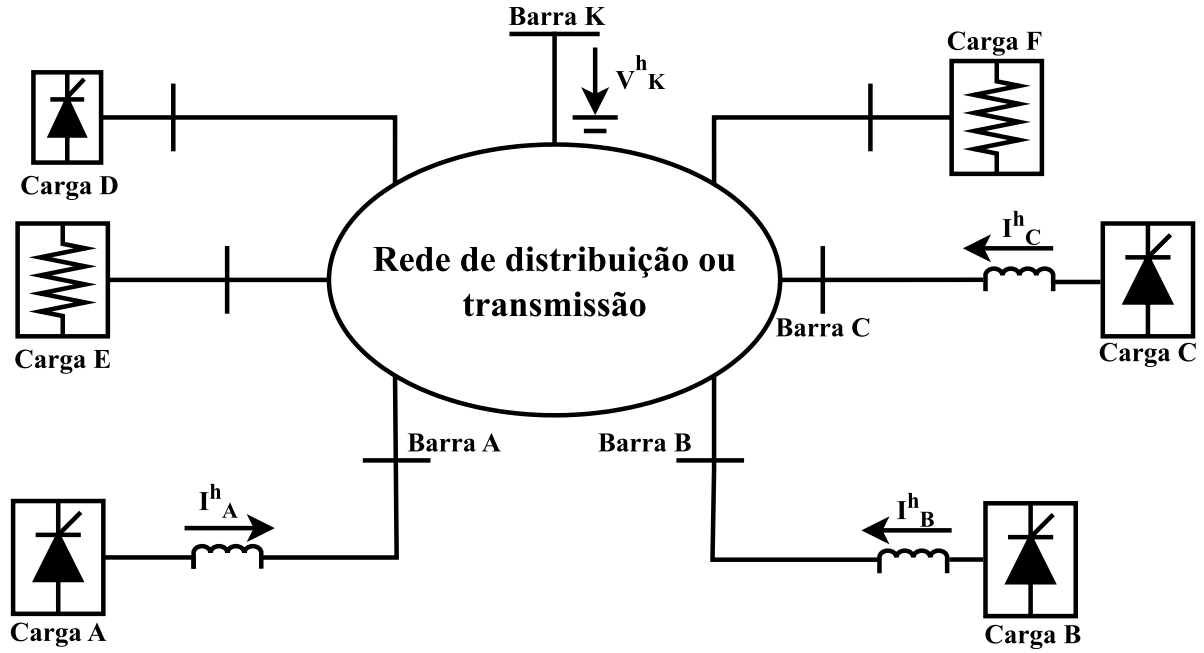
O método baseado em *ComplexICA* apresenta um aumento de erro mais lento em comparação com os outros métodos, demonstrando maior robustez aos harmônicos de fundo. De acordo com a análise teórica e as simulações apresentadas no artigo, o método baseado em ICA complexo é capaz de suprimir melhor as flutuações dos harmônicos de fundo, assim como lidar com o aumento da impedância harmônica da rede elétrica, em comparação com os demais métodos avaliados.

A principal vantagem da estimativa de impedância utilizando a ICA, em comparação com as demais técnicas presentes na literatura, é a capacidade de determinar as impedâncias harmônicas tanto do consumidor quanto da concessionária sem a necessidade de pressupor diferenças significativas entre as magnitudes dessas impedâncias. Essa flexibilidade permite que a técnica seja aplicada de maneira eficaz em sistemas elétricos modernos, onde a relação entre as impedâncias pode variar significativamente devido à presença de filtros harmônicos, compensadores reativos e outras tecnologias avançadas. Além disso, a ICA é particularmente robusta em cenários com níveis elevados de harmônicos de fundo ou fontes harmônicas múltiplas, características comuns em redes elétricas urbanas e industriais. Por essas razões, a técnica de ICA se destaca como a melhor opção para a estimativa de responsabilidade harmônica, visto que é necessário conhecimento de ambos os lados do PAC (PEREIRA; SILVA; SANTOS, 2021; ZHAO *et al.*, 2020b).

## 2.4 Métodos Multiponto

O problema multiponto pode ser geralmente descrito usando a Figura 9. Normalmente, uma distorção harmônica grave é relatada na barra K por um Consumidor. A barra K é chamada de barramento de observação. A concessionária de energia está ciente de que o sistema contém fontes harmônicas. Exemplos são as cargas A, B, C e D. Elas são chamadas de cargas harmônicas suspeitas. A concessionária tem motivos razoáveis para acreditar que o problema de qualidade de energia na barra K é causado por uma ou todas as cargas (A, B e C). O objetivo das técnicas multiponto é estimar o impacto harmônico de cada carga suspeita na distorção harmônica na barra de observação (MELO; ANTUNES, 2022; TANG *et al.*, 2023).

Figura 9 – Problema típico de determinação de impacto harmônico multiponto



Fonte: Figura adaptada de (WANG *et al.*, 2017).

Como mostram (RANADE *et al.*, 1996; CHANG *et al.*, 2004), os componentes da rede do sistema de potência podem ser modelados por um conjunto de impedâncias e fontes de correntes harmônicas. A  $h$ -ésima tensão harmônica na barra  $k$  pode ser calculada conforme apresentado na Equação (2.62):

$$\bar{V}_k^h = Z_{kA}^h \bar{I}_A^h + Z_{kB}^h \bar{I}_B^h + Z_{kC}^h \bar{I}_C^h + \bar{V}_{k,0}^h \quad (2.62)$$

onde  $Z_{kn}^h$  é a impedância de transferência no barramento  $k$  e causada pela fonte  $n$ . As correntes harmônicas  $\bar{I}_A^h$ ,  $\bar{I}_B^h$  e  $\bar{I}_C^h$  são as correntes harmônicas no barramento de interesse. Elas podem ser medidas usando os monitores fasoriais de qualidade de energia. Essas correntes resultam das interações entre o sistema da concessionária (incluindo as impedâncias e fontes de correntes harmônicas) e as cargas dos consumidores. A tensão harmônica causada pelas cargas harmônicas desconhecidas é apresentada por  $\bar{V}_{k,0}^h$ . Essa tensão é chamada de tensão harmônica de fundo (MAZIN; XU; HUANG, 2011; ZHANG *et al.*, 2021).

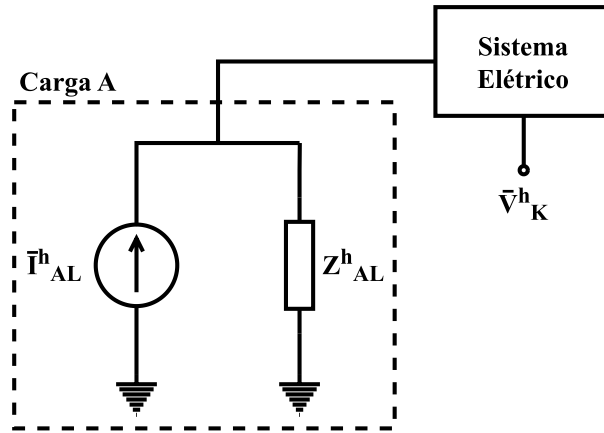
Para quantificar o impacto harmônico, no caso multiponto, é utilizado o índice de Contribuição Harmônica Individual (IHC) avaliada em relação à projeção  $V_{kn,proj}^h$  na tensão harmônica total  $V_k^h$ , conforme apresentado na Figura 5 .

$$IHC(\%) = \frac{|V_{kn}^h| \cos(\phi_k^h - \phi_{kn}^h)}{|V_k^h|} \cdot 100\% \quad (2.63)$$

onde  $\phi_k^h$  e  $\phi_{kn}^h$  representam o ângulo de fase de  $V_k^h$  e  $V_{kn}^h$ , respectivamente.

O índice IHC no problema multiponto pode ser desenvolvido com base no circuito de Norton da carga, conforme mostrado na Figura 10. Na Figura 10,  $I_{AL}^h$  é a h-ésima corrente harmônica da carga A e  $Z_{AL}^h$  é a h-impedância harmônica da carga A. Observe que  $Z_{AL}^h$  pode não ser uma constante, se a carga A contiver a carga de potência constante,  $Z_{AL}^h$  pode mudar com a tensão do sistema (LI; XU, 2002). Tal definição pode apresentar duas deficiências: (1) Não quantifica o impacto da impedância da carga. O Consumidor deve se responsabilizar por sua corrente harmônica injetada, bem como sua impedância de carga. Por exemplo, a comutação de um capacitor na carga A causa uma mudança na distorção harmônica no barramento K. No entanto, de acordo com o índice de impacto harmônico, se  $I_{AL}^h$  for zero, o impacto harmônico da carga A será zero, independentemente de sua impedância de carga. (2) O uso da quantidade projetada  $V_{KA-proj}^h$  não pode refletir com precisão o impacto harmônico da carga. Por exemplo, se  $V_{KA}^h$  for perpendicular a  $V_K^h$ ,  $V_{KA-proj}^h$  será zero. Isso significa que a carga A não tem impacto harmônico na barra K. Tal resultado não faz muito sentido, pois a carga A altera a distorção harmônica na barra K, mesmo que sua componente projetada seja zero (WANG *et al.*, 2017).

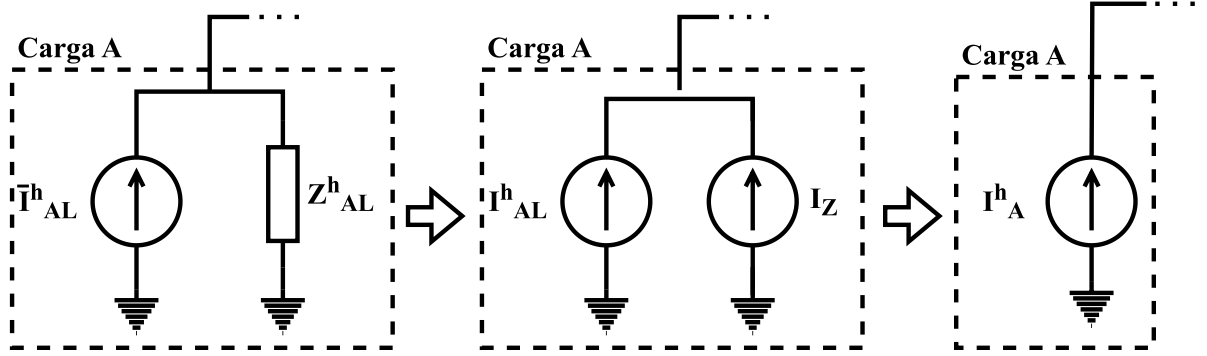
Figura 10 – Índice de impacto harmônico no problema multiponto



Fonte: Figura adaptada de (WANG *et al.*, 2017).

Em (WANG *et al.*, 2017) é proposto um novo índice para levar em consideração o impacto da impedância da carga. A ideia é converter a impedância da carga ( $Z_{AL}^h$ ) em uma fonte de corrente harmônica equivalente adicional. Essa nova corrente, combinada com  $I_{AL}^h$ , forma a nova corrente harmônica do Consumidor equivalente  $I_A^h$  (ou seja, a h-ésima corrente harmônica medida no PAC da carga A). Isso pode ser visto na Figura 11.

Figura 11 – Índice de impacto harmônico no problema multiponto



Fonte: Figura adaptada de (WANG *et al.*, 2017).

A nova corrente harmônica equivalente do Consumidor induz uma tensão harmônica na barra de observação pela correlação de  $V_K^h = V_0^h + I_A^h Z_{TA}^h$ , onde  $V_0^h$  é a h-ésima tensão harmônica de fundo na barra K e  $Z_{TA}^h$  é a h-impedância de transferência harmônica entre a carga A e a barra K. O impacto harmônico de  $I_A^h$  em  $V_K^h$  é definido como a mudança de magnitude de  $V_K^h$  causada por  $I_A^h$ . A expressão matemática é mostrada na Equação (2.64).

$$HI_{Load A}^{Bus K} = \frac{|V_K^h| - |V_0^h|}{|V_K^h|} \times 100\%. \quad (2.64)$$

#### 2.4.1 Método baseado em análise de regressão linear múltipla

Em (MAZIN; XU; HUANG, 2011) é proposto um método baseado na correlação dos mínimos quadrados. A ideia é estudar a correlação linear entre a tensão harmônica em uma barra específica e as correntes harmônicas de algumas cargas harmônicas principais. Com base no método estendido usando regressão linear múltipla (WANG *et al.*, 2016) propõem uma solução para a dificuldade enfrentada pelo método baseado em mínimos quadrados. Em métodos baseados em análise de regressão linear múltipla. Para quantificar o impacto harmônico de cada carga na tensão harmônica, utiliza-se a projeção de cada componente de tensão em  $\bar{\mathbf{V}}_k^h$ . A tensão harmônica na Barra k pode ser escrita da conforme a Equação (2.66).

$$\begin{aligned} |V_k^h| &= |V_{kA}^h| + |V_{kB}^h| + |V_{kC}^h| + \dots + |V_{k0}^h| = Z_{kA}^h |I_A^h| \cos \beta_{kA}^h \\ &+ Z_{kB}^h |I_B^h| \cos \beta_{kB}^h + Z_{kC}^h |I_C^h| \cos \beta_{kC}^h + \dots + Z_{k0}^h |I_{k0}^h| \cos \beta_{k0}^h \end{aligned} \quad (2.65)$$

Para resolver o problema acima, as seguintes suposições devem ser feitas:

1. O problema multiponto tenta quantificar o impacto dos principais produtores harmônicos conhecidos. O impacto de fontes menores é agrupado como tensão harmônica



de fundo  $\bar{V}_{k0}^h$ . Esta tensão é geralmente assumida como sendo aproximadamente constante durante o período de medição.

2. O conjunto de dados selecionados ( $i=1, \dots, n$ ) tem um valor médio de  $\beta_{kA}^h$ . Este valor é rotulado como  $\beta_{kA-eq}^h$ . Se  $\beta_{kA-eq}^h$  for usado na Equação (2.66) em vez de  $\beta_{kA}^h$ , um erro aparecerá na equação.

Com as suposições acima, a Equação (2.66) pode ser reescrita na forma de uma equação algébrica linear como mostrado na Equação (2.66), quando grandes cargas harmônicas A, B,...M estão no sistema.

$$|V_k^h(i)| = |V_{k0}^h| \cos \beta_{k0-eq}^h + Z_{kA}^h |I_A^h(i)| \cos \beta_{kA-eq}^h + \dots + Z_{kM}^h |I_M^h(i)| \cos \beta_{kM-eq}^h + \varepsilon_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.66)$$

$$\begin{cases} B_0 = |U_{K0}^h| \cos \beta_{k0-eq}^h \\ B_A = |U_{K0}^h| \cos \beta_{k0-eq}^h \\ B_B = |U_{K0}^h| \cos \beta_{k0-eq}^h \\ \vdots \\ B_M = |U_{K0}^h| \cos \beta_{k0-eq}^h \end{cases} \quad (2.67)$$

A seguinte equação pode ser descrita:

$$Y = XB + \varepsilon \quad (2.68)$$

onde

$$Y = [|U_k^h(1)| |U_k^h(2)| \dots |U_k^h(n)|]^T \quad (2.69)$$

$$B = [B_0 B_A \dots B_M]^T \quad (2.70)$$

$$X = \begin{bmatrix} 1 & |I_A^h(1)| & |I_B^h(1)| & \dots & |I_M^h(1)| \\ 1 & |I_A^h(2)| & |I_B^h(2)| & \dots & |I_M^h(2)| \\ 1 & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 1 & |I_A^h(n)| & |I_B^h(n)| & \dots & |I_M^h(n)| \end{bmatrix} \quad (2.71)$$

A manipulação acima converteu o problema de impacto harmônico multiponto em um problema de regressão linear múltipla onde as correntes harmônicas de cargas suspeitas são variáveis explicativas (X) e a tensão harmônica é a variável de resposta (Y).

Usando técnicas tradicionais de solução por regressão linear múltipla, a matriz  $\mathbf{B}$  pode ser calculada da seguinte forma, e assim a regressão pode ser alcançada seguindo as Equação (2.72) - (2.74).

$$(\mathbf{B}^T \mathbf{B}) \hat{\mathbf{x}} + \varepsilon \mathbf{B}^T = \mathbf{B}^T \mathbf{Y} \quad (2.72)$$

$$(\mathbf{B}^T \mathbf{B})^{-1} (\mathbf{B}^T \mathbf{B}) \hat{\mathbf{x}} + \varepsilon \mathbf{B}^T (\mathbf{B}^T \mathbf{B})^{-1} = (\mathbf{B}^T \mathbf{B})^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{Y} \quad (2.73)$$

$$\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{B}^T \mathbf{B})^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{Y} - \varepsilon \mathbf{B}^T (\mathbf{B}^T \mathbf{B})^{-1} \quad (2.74)$$

A vantagem desse método é que ele pode estimar o impacto harmônico com base no número limitado de dados de magnitude medidos. No entanto, a precisão de ambos os métodos diminuirá se o harmônico de fundo tiver certas flutuações.

Para que este método funcione, é necessário encontrar um conjunto de dados onde apenas uma das fontes harmônicas varie enquanto as outras permanecem aproximadamente constantes, tornando o processo desafiador. Essa limitação foi abordada por meio do uso de diferentes métodos, como a regressão linear múltipla (HU *et al.*, 2022), o algoritmo de mínimos quadrados recursivos com restrições (PARK; PARK, 2022), o método de mínimos quadrados parciais bayesiano (ZANG *et al.*, 2016) e o método de mínimos quadrados parciais complexos amplamente linear (SUN *et al.*, 2020).

#### 2.4.2 Método baseado na direção do fluxo de potência harmônico

Em (SAXENA; BHAUMIK; SINGH, 2013) é apresentado uma metodologia para identificar as múltiplas fontes harmônicas juntamente com seus níveis de injeção de harmônicos em um sistema de energia usando dispositivos de medição de harmônicos instalados em todos os nós do sistema, também é proposto uma otimização baseada de enxame de partículas binárias para encontrar as localizações ideais dos dispositivos de medição de harmônicos, para coletar dados harmônicos. A abordagem de identificação harmônica proposta é baseada na direção do fluxo de potência harmônica nos nós do sistema para categorizar e classificar as barras suspeitas.

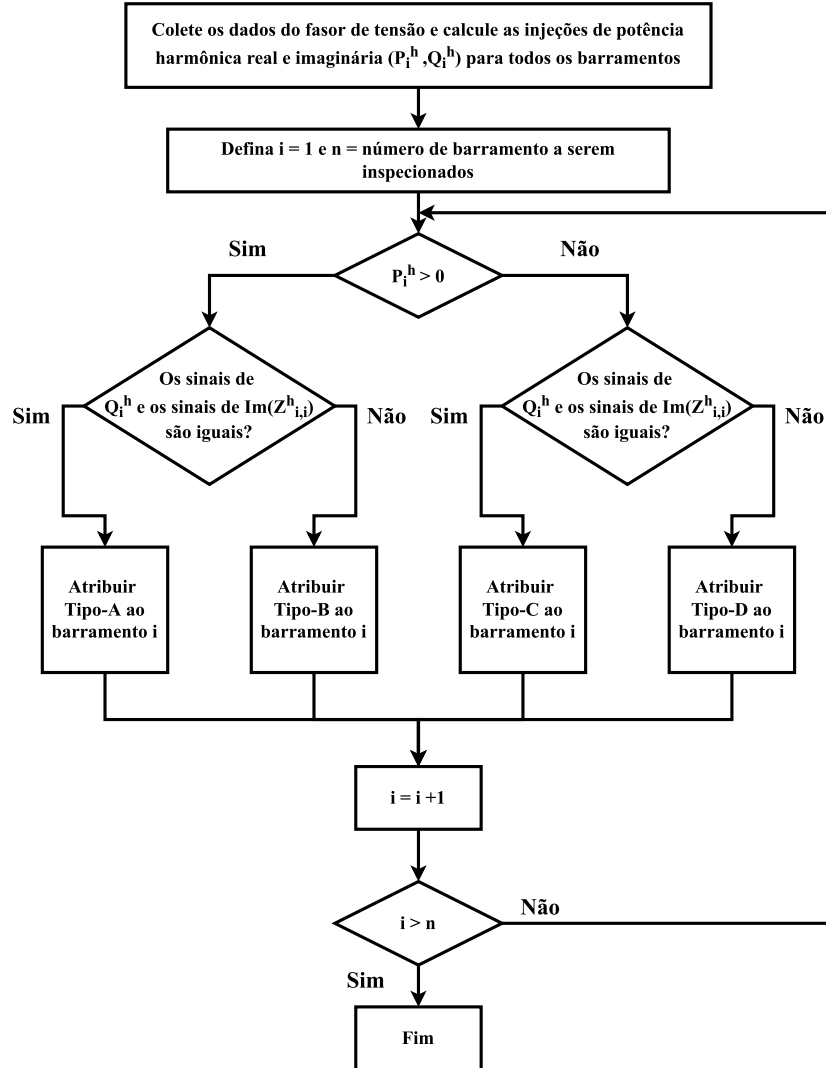
A técnica consiste em que, uma vez conhecida a injeção de corrente harmônica, a injeção de potência harmônica complexa no barramento  $i$  pode ser calculada. Assim, a injeção de potência harmônica real e a injeção de potência harmônica imaginária na barra  $i$  podem ser determinadas conforme as Equações (2.75) e (2.76).

$$P_i^h = \text{Re}(Z_{jj}^h) \cdot |I_j^h|^2 \quad (2.75)$$

$$Q_i^h = \text{Im}(Z_{j,j}^h) \cdot |I_j^h|^2 \quad (2.76)$$

Dependendo dos sinais da potência ativa harmônica no barramento  $i$   $P_i^h$ , potência reativa harmônica no barramento  $i$   $Q_i^h$ , a parte real da impedância no barramento  $\text{Re}(Z_{j,j}^h)$  e a parte imaginária da impedância no barramento  $\text{Im}(Z_{j,j}^h)$ , é atribuída uma categoria para cada barramento, que refletirá sua probabilidade de ser um barramento não linear. O fluxograma mostrado no Diagrama 3 descreve os passos para implementar a categorização de barramento proposta pelos autores em (SAXENA; BHAUMIK; SINGH, 2013). Aqui, o símbolo  $y_{i,0}^h$  denota a admitância de derivação equivalente oferecida às  $h$ -ésimas componentes harmônicas na  $i$ -ésima barra. Os diferentes tipos de barramento são categorizados em quatro tipos, conforme apresentado no Quadro 1.

Diagrama 3 – Fluxograma para identificação do tipo de barramento.



Fonte: Figura adaptada de (SAXENA; BHAUMIK; SINGH, 2013).

Quadro 1 – Diferentes Tipos de Barramento e sua Probabilidade de Fonte Harmônica.

| Tipo de Barramento | Probabilidade de ter qualquer fonte harmônica |
|--------------------|-----------------------------------------------|
| Tipo - A           | Muito Alta                                    |
| Tipo - B           | Moderada                                      |
| Tipo - C           | Baixa                                         |
| Tipo - D           | Muito Baixa                                   |

#### 2.4.3 Método baseado na análise de componentes independentes

Em (GURSOY; NIEBUR, 2008) é proposto um método estatístico para identificar o perfil harmônico de carga. A abordagem é interessante, pois não envolve nenhuma informação do sistema. As equações do sistema sob a condição não senoidal são dadas pela seguinte equação linear:

$$\mathbf{I}^h = \mathbf{Y}^h \cdot \mathbf{V}^h \quad (2.77)$$

$\mathbf{I}^h$  é o vetor de injeção de corrente fasorial do barramento,  $\mathbf{V}^h$  é o vetor de tensão do barramento e  $\mathbf{Y}^h$  é a matriz de admitância do sistema na frequência  $h$ . A equação linear (2.77) é resolvida para cada frequência de interesse.

Pode ser difícil obter: 1) parâmetros precisos do sistema, especialmente para harmônicos mais altos e 2) medições harmônicas suficientes para garantir a observabilidade do sistema. Usando os dados de sequência de tempo das medições disponíveis (ou seja, sequências complexas de medição de tensão harmônica em um número limitado de barramentos e subestações preferíveis). O algoritmo ICA é capaz de estimar os perfis de carga de fontes de corrente harmônica sem o conhecimento dos parâmetros e topologia do sistema usando apenas as propriedades estatísticas de dados de séries temporais.

O modelo de medição linear para o fluxo de carga harmônico dado em (2.77) pode ser definido como:

$$V^h(t_i) = Z^h \cdot I^h(t_i) \quad i = 1, 2, \dots, T. \quad (2.78)$$

$V^h(t_i) \in \mathbb{C}^M$  estão os vetores de medição de tensão harmônica conhecidos,  $I^h(t_i) \in \mathbb{C}^M$  são os vetores de fonte de corrente harmônica desconhecidos,  $V^h(t_i) \in \mathbb{C}^{M \times N}$  é a matriz de mistura desconhecida que relaciona as medições às fontes,  $t_i$  é o índice de amostra e  $T$  é o número de amostras.

A representação geral das equações do sistema linear em (2.77) pode ser escrita como (2.79), as matrizes  $\mathbf{Z}^h$  e  $\mathbf{Y}^h$  representa de impedância e admitância equivalente na frequência entre o nó e a fonte respectivamente. Pode-se separar a matriz de admitância

em duas partes

$$\begin{bmatrix} I_1^h \\ I_2^h \\ \vdots \\ I_N^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{1,1}^h + Y_{L1}^h & Y_{1,2}^h & \cdots & Y_{1,N}^h \\ Y_{2,1}^h & Y_{2,2}^h + Y_{L2}^h & \cdots & Y_{2,N}^h \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N,1}^h & Y_{N,2}^h & \cdots & Y_{N,N}^h + Y_{LN}^h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^h \\ V_2^h \\ \vdots \\ V_N^h \end{bmatrix} \quad (2.79)$$

$$\begin{bmatrix} I_1^h \\ I_2^h \\ \vdots \\ I_N^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{1,1}^h & Y_{1,2}^h & \cdots & Y_{1,N}^h \\ Y_{2,1}^h & Y_{2,2}^h & \cdots & Y_{2,N}^h \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N,1}^h & Y_{N,2}^h & \cdots & Y_{N,N}^h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^h \\ V_2^h \\ \vdots \\ V_N^h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{L1}^h & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & Y_{L2}^h & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & Y_{LN}^h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^h \\ V_2^h \\ \vdots \\ V_N^h \end{bmatrix} \quad (2.80)$$

O segundo termo do lado direito de (2.80) representa as cargas lineares como um vetor de fontes de correntes harmônicas. Reescrevendo (2.80), obtem-se a Equação (2.81):

$$-\mathbf{I}_L^h + \mathbf{I}^h = \mathbf{Y}^h \cdot \mathbf{V}^h \quad (2.81)$$

$\mathbf{I}_L^h$  é o vetor fonte de corrente harmônica correspondente ao segundo termo no lado direito de (2.80). No modelo ICA, a matriz de mistura  $\mathbf{A}$ , representa a matriz de impedância  $\mathbf{Z}^h$  no domínio harmônico, que deve ser independente do tempo para todos os passos de tempo  $t_i, i = 1, 2, \dots, T$ . Usando esta transformação simples, o modelo de carga para cargas lineares muda do modelo de impedância para o modelo atual e a matriz de admitância é mantida constante. A representação de cargas lineares com modelos atuais aumenta o número de fontes a serem estimadas além das cargas não lineares. No entanto, considerando que não há cargas lineares nas barras de fontes harmônicas e combinando as cargas lineares, que possuem perfis de carga semelhantes, o número de fontes a serem estimadas pode ser reduzido.

Existem algumas ambiguidades na estimativa pelo ICA. No caso de sinais de valor real, componentes independentes podem ser estimados até uma escala e um fator de permutação. Isso se deve ao fato de que as fontes  $\mathbf{s}$  e a matriz de mistura  $\mathbf{A}$  são desconhecidas. Uma fonte pode ser multiplicada por um fator  $k$  e a coluna correspondente da matriz de mistura  $\mathbf{A}$  pode ser dividida por  $k$ , sem alterar a distribuição de probabilidade e o vetor de medição. Da mesma forma, permutar duas colunas de  $\mathbf{A}$  e as duas linhas correspondentes da fonte não afetará o vetor de medição. No caso complexo, essa indeterminação diz respeito às fases. Sem conhecimento prévio, as fases das fontes  $\mathbf{s}$  estimadas são desconhecidas.

Essa indeterminação pode ser eliminada se houver algum conhecimento prévio das fontes. De fato, em sistemas de energia elétrica, é razoável supor que existem dados históricos de carga, que podem ser usados para comparar as fontes estimadas com as fontes originais; além disso, assume-se que as cargas de pico previstas estão disponíveis e podem ser usadas para dimensionar os perfis de carga.

O caso em que o número de medições é igual ao número de fontes e, portanto, é uma matriz quadrada (ou seja,  $M = N$ ). Se houver mais medições do que fontes ( $M > N$ ), a dimensão do vetor de medição pode ser reduzida usando a análise de componentes principais (PCA) (KURITA, 2019). Se houver mais fontes do que medições ( $M < N$ ), as fontes máximas podem ser estimadas. A "M-éssima" estimativa apresenta o resíduo das demais fontes e erros de estimativa.

O algoritmo de identificação de carga harmônica descrito anteriormente pode ser resumido como segue.

1. Se a matriz de mistura  $\mathbf{A}$  não for quadrada, use PCA para reduzir a dimensão das medições.
2. Aplique um filtro linear para obter os componentes de variação rápida do vetor de medição  $\mathbf{V}^h$ .
3. Centralize e branqueie os dados de medição.
4. Aplique o algoritmo complexo FastICA ao componente de variação rápida de  $\mathbf{V}^h$ .
5. Obtenha estimativas das fontes de corrente harmônica na frequência harmônica  $h$ .
6. Execute as etapas 2–5 para cada frequência harmônica de interesse.
7. Reordenar e dimensionar as fontes estimadas usando dados históricos

Em (ZHAO *et al.*, 2020a) é proposta uma nova abordagem para avaliar as contribuições harmônicas em sistemas com múltiplas fontes harmônicas. A metodologia combina a triagem de entropia mista e uma versão aprimorada da ICA de múltiplos pontos, permitindo separar e identificar as contribuições de diferentes fontes harmônicas, mesmo quando os sinais das fontes se sobrepõem ou apresentam dependências complexas. A triagem de entropia mista ajuda a eliminar dados irrelevantes, e o ICA melhorado separa os sinais de forma mais eficiente, garantindo uma avaliação mais precisa das contribuições harmônicas. O método é especialmente útil em sistemas com medições não sincronizadas por Sistema de Posicionamento Global (GPS), onde há desafios na distinção dos efeitos de diferentes fontes harmônicas. Para que o método funcione, é necessária a escolha adequada de um conjunto de dados consecutivos com harmônicos de fundo relativamente estáveis.

#### 2.4.4 Método baseado na Transformada Wavelet

Em (SINHA; GOSWAMI; NATH, 2016) é proposto um método baseado na transformada wavelet para identificar a localização das fontes harmônicas. O método é baseado na decomposição wavelet dos sinais de tensão e corrente no ponto de medição. A potência

reativa da decomposição wavelet foi usada. Uma carga geradora de harmônicos é identificada pela extração de seus harmônicos característicos nos sinais do sistema de potência. A pseudo-frequência para a decomposição wavelet é definida na frequência característica da carga, e a frequência de amostragem é escolhida de modo que a informação harmônica desejada possa ser extraída. Os sinais dos sistemas de potência são, no entanto, capturados em uma frequência de amostragem mais alta. Para a identificação da fonte perturbadora, a frequência de amostragem necessária para a decomposição é obtida usando *downsampling* nos dados capturados. A aplicabilidade do método foi demonstrada para redes de sistemas de energia radiais e não radiais. O método é muito atrativo, pois também pode determinar o tipo de cargas não lineares. No entanto, este método não se destina a determinar a contribuição harmônica de cada carga não linear.

## 2.5 Conclusões Parciais

Neste capítulo foram abordadas técnicas relacionadas a análise de responsabilidade pela contribuição harmônica dividindo a responsabilidade em dois geradores e por múltiplos geradores. Em relação a análise de responsabilidade foram abordados os métodos quantitativos e qualitativos. Como apresentado, os métodos quantitativos são mais vantajosos pois identificam o valor da distorção harmônica gerada por cada um dos lados do sistema, enquanto as técnicas qualitativas apenas apontam o lado do gerador principal. Em relação aos métodos quantitativos foi observado que eles são baseados na impedância do sistema. Diante disto torna-se necessário estimar a impedância harmônica, que pode ser obtida a partir de técnicas invasivas e não invasivas. As técnicas invasivas inserem distúrbios no sistema elétrico para estimar a impedância harmônica, que podem prejudicar a QEE do sistema. Porém, comparado com as técnicas não invasivas, possuem maior confiabilidade na estimação da impedância, no entanto devido ao maior custo e dificuldade de se implementar as técnicas não invasivas têm ganhado maior relevância. Em relação às publicações científicas atuais, pois estas possuem um maior foco em técnicas não invasivas principalmente baseadas em ICA.

O tópico de ponto único ainda é um tópico de pesquisa ativo, porém a abordagem do problema multiponto vem surgindo recentemente na literatura, devido principalmente às situações em que há cada vez mais cargas contendo fontes harmônicas conectadas ao sistema. O problema multiponto visa determinar especificamente qual carga causa um determinado problema harmônico em um ponto do sistema. Essas informações são úteis para identificar cargas harmônicas, quantificar sua responsabilidade pela mitigação de harmônicos e solucionar o problema quando Consumidores e Concessionária de múltiplos harmônicos estão envolvidos. Neste capítulo foram apresentadas técnicas de multiponto encontradas na literatura, sendo a principal técnica multiponto a baseada em regressão linear múltipla. Nos próximos capítulos, serão abordadas as técnicas para a análise da

contribuição de múltiplas fontes propostas, bem como a verificação dos resultados obtidos.

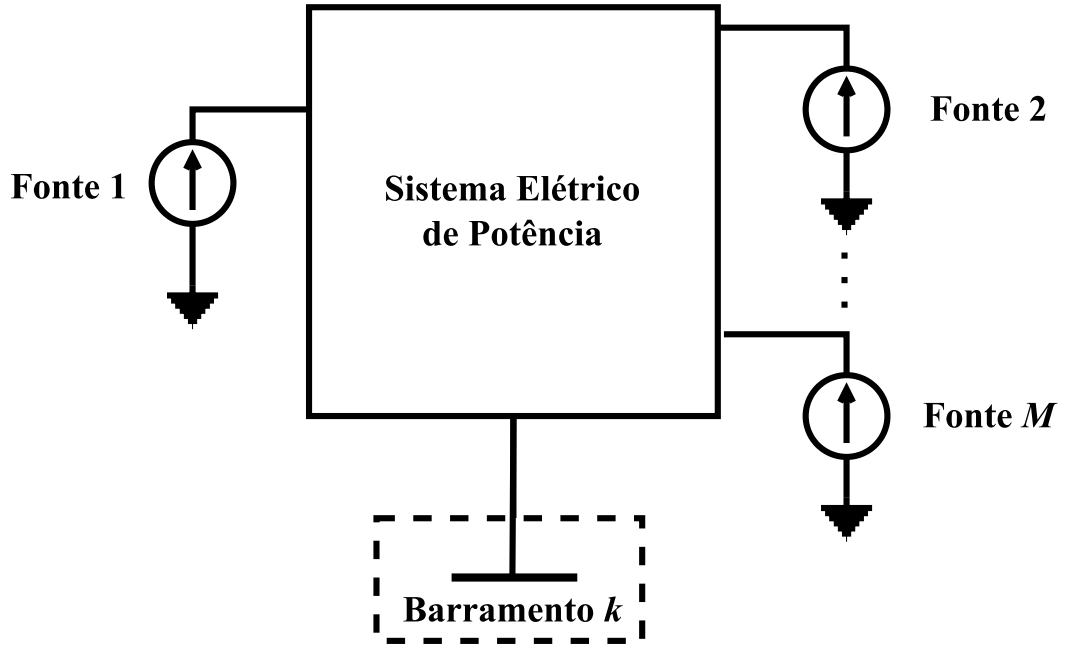


### 3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA ESTIMAÇÃO DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA POR MÚLTIPLAS FONTES

Neste capítulo, apresentamos a metodologia proposta para a estimação da impedância de transferência e da contribuição harmônica de múltiplas fontes. A metodologia utiliza a estimação de impedância por Análise de Componentes Independentes (ICA), uma técnica não invasiva, com o objetivo de identificar e registrar as fontes harmônicas no sistema. Além disso, serão avaliadas as variações nas fontes estimadas. A seguir, destacam-se as principais características do método proposto.

A Figura 12 ilustra um exemplo de um sistema de potência com múltiplas fontes harmônicas. O objetivo deste trabalho é determinar a contribuição de cada uma das fontes no barramento  $k$  para o harmônico  $h$ . Este problema é formulado conforme a equação (3.1).

Figura 12 – Sistema com  $M$  fontes harmônicas e barramento  $k$  de interesse.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

$$V_k^h = \sum_{i=1}^M z_{ki}^h I_{si}^h + V_0^h \quad (3.1)$$

onde  $V_k^h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$  no barramento  $k$ ,  $V_0^h$  é a tensão harmônica de fundo,  $I_{si}^h$  é a corrente harmônica da  $i$ -ésima fonte para o harmônico  $h$ , e  $z_{ki}^h$  é a impedância de transferência entre a fonte de corrente  $i$  e a tensão no barramento  $k$ . O desafio, portanto,

é estimar tanto as fontes harmônicas individuais quanto as impedâncias de transferência, assumindo que as tensões e correntes nos pontos de conexão da rede sejam conhecidas.

Suponha que a tensão no barramento  $k$  e as fontes de corrente individuais sejam conhecidas em instantes de tempo,  $t = t_1, t_2, \dots, t_M$ . Suponha também que as impedâncias de transferência da rede permaneçam constantes no intervalo  $t \in \{t_1 \dots t_M\}$ . Assim podemos escrever,

$$V_k^h(t) = \sum_{i=1}^M z_{ki}^h I_{si}^h(t) + V_0^h \quad (3.2)$$

A partir de agora, o parâmetro  $h$  será omitido das equações para simplificar a notação.

$$\begin{bmatrix} V_k(t_1) \\ \vdots \\ V_k(t_M) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & I_{s1}(t_1) & \cdots & I_{sM}(t_1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & I_{s1}(t_M) & \cdots & I_{sM}(t_M) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0^h \\ z_{k1} \\ \vdots \\ z_{kM} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Reescrevendo em notação matricial a equação (3.3) chega-se em

$$\mathbf{V}_k = \mathbf{I}_s \times \mathbf{z}_k \quad (3.4)$$

Se o valor das correntes harmônicas variar no intervalo de tempo de modo que a matriz  $\mathbf{I}_s$  seja invertível, então a impedância de transferência harmônica pode ser calculada como,

$$\mathbf{z}_k = \mathbf{I}_s^{-1} \times \mathbf{V}_k \quad (3.5)$$

Com os elementos do vetor  $\mathbf{z}_k$  calculados, é possível estimar as contribuições harmônicas geradas pela fonte  $n$  no barramento  $k$  de acordo com:

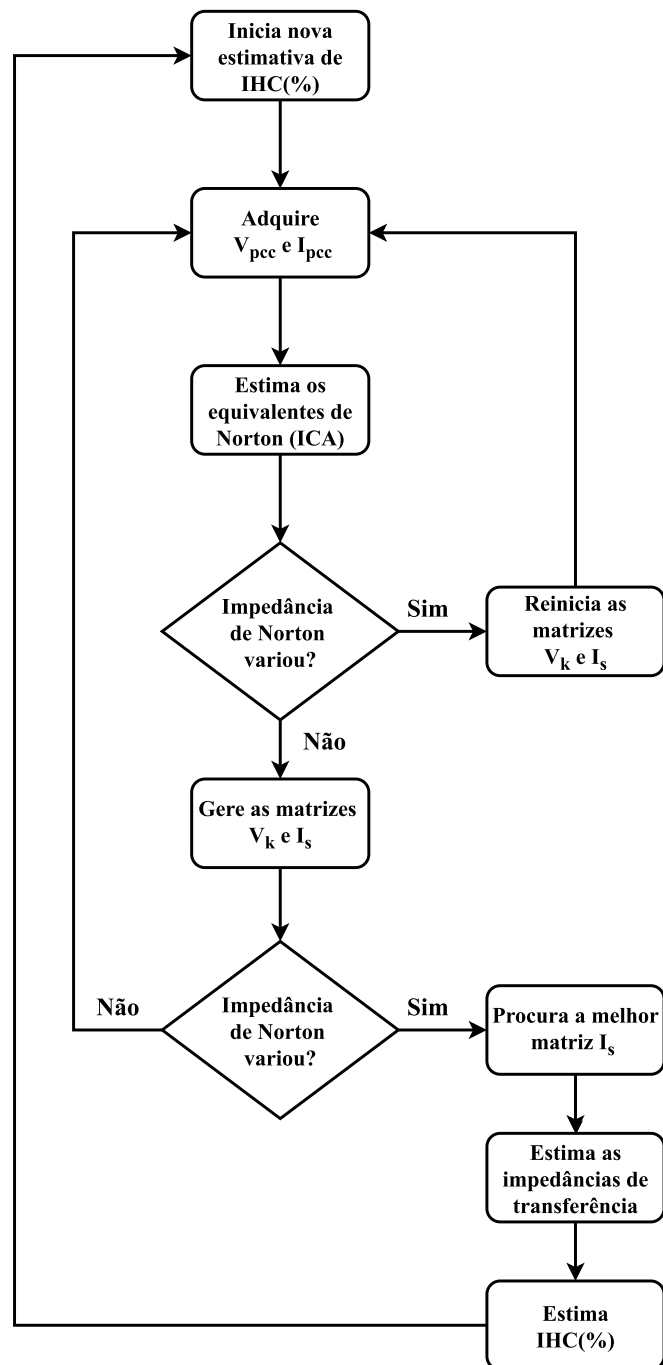
$$V_{kn} = z_{kn} \times I_{sn} \quad (3.6)$$

onde  $V_{kn}$  é a tensão harmônica, de ordem  $h$ , gerada pela fonte harmônica  $n$  no barramento  $k$ .

Os elementos da matriz  $\mathbf{I}_s$  são obtidos utilizando técnicas convencionais de identificação harmônica via Análise de Componentes Independentes (ICA), conforme descrito, por exemplo, em (ZHAO; YANG, 2015). Esses elementos são calculados para cada fonte presente no sistema e para cada instante de tempo selecionado. Neste trabalho, também são estimados os harmônicos de fundo.

No início, a técnica ICA convencional é aplicada a cada ponto de acesso do sistema, estimando a fonte de corrente no instante de tempo  $t_i$ . Além disso, as impedâncias do lado da concessionária principal e do lado do consumidor são estimadas. O primeiro bloco de decisão no Diagrama 4 verifica se houve grandes variações no sistema. Se sim, um novo conjunto de fontes atuais deve ser estimado. O segundo bloco de decisão questiona se a matriz  $\mathbf{I}_s$  possui o número de observações linearmente independentes maior que o número de fontes harmônicas. Caso contrário, um novo conjunto de instantes de tempo deve ser adicionado até que a matriz inversa possa ser obtida. Quando a matriz  $\mathbf{I}_s$  invertível é encontrada, a matriz de impedância de transferência é obtida e o ICH é estimado. Em seguida, o processamento se repete novamente. O fluxograma geral da técnica proposta está representado no Diagrama 4.

Diagrama 4 – Fluxograma geral da técnica proposta.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Vale destacar que a metodologia leva em consideração as flutuações de carga, pois utiliza harmônicos variáveis no tempo como base, de modo que as flutuações de carga

não afetam a estabilidade do algoritmo. Por outro lado, a reconfiguração da rede altera a impedância de Norton, e o algoritmo para estimar a impedância harmônica de transferência exige que a impedância de Norton permaneça constante durante a aplicação da Equação (3.5). Como a reconfiguração da rede é um evento esporádico ao longo do dia, esse fato não afetará a estabilidade do algoritmo.

Uma consideração importante na metodologia proposta é que a matriz  $\mathbf{I}_s$  das correntes harmônicas deve ser inversível, o que significa que suas linhas precisam ser linearmente independentes. Para garantir essa condição, é essencial selecionar os instantes de tempo de forma adequada. Nas seções seguintes, serão discutidas diferentes abordagens para analisar e assegurar a inversibilidade da matriz  $\mathbf{I}_s$ .

### 3.1 Número de Condicionamento

Como dito anteriormente para resolver a Equação (3.4) é necessário encontrar uma matriz inversível contendo as correntes das fontes que resolva a equação e como geralmente o número de observações das correntes das fontes no período de tempo em que a impedância é constante é maior do que número de fontes, existem  $N_p$  matrizes possíveis, sendo que:

$$N_p = \frac{G!}{M!(G-M)!} \quad (3.7)$$

onde  $N_p$  é o número possíveis de matrizes quadradas para resolver a Equação (3.4),  $G$  é o número de observações e  $M$  é o número de fontes.

Para decidir qual matriz escolher utiliza-se o condicionamento de um sistema. O condicionamento de um sistema linear é um conceito relacionado à forma como os erros se propagam dos dados de entrada para os dados de saída. Quando a solução do sistema linear é sensível a pequenas mudanças nos coeficientes, diz-se que o sistema é mal condicionado (FRANCO, 2006). O mal condicionamento está relacionado ao fato de que a matriz dos coeficientes está próxima de ser singular, ou seja, seu determinante é quase nulo, ou seja, uma matriz não-inversível, o que afeta a acurácia da técnica proposta.

Seja  $\mathbf{A}.\mathbf{x} = \mathbf{b}$ , onde  $\mathbf{A}$  é uma matriz  $p \times p$  invertível. Se a matriz  $\mathbf{A}$  for perturbada, obtemos uma nova matriz  $\hat{\mathbf{A}}$ , e, conseqüentemente, a solução perturbada será dada conforme a Equação (3.8).

$$\hat{\mathbf{x}} = \hat{\mathbf{A}}^{-1}.\mathbf{b} \quad (3.8)$$

Usando uma norma compatível com uma norma vetorial, pode-se medir essa perturbação em termos absolutos e relativos

$$\|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}\| = \|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{A}}^{-1}.\mathbf{b}\| = \|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{A}}^{-1}.\mathbf{A}.\mathbf{x}\| = \|(\mathbf{I} - \hat{\mathbf{A}}^{-1}.\mathbf{A})\mathbf{x}\| \leq \|\mathbf{I} - \hat{\mathbf{A}}^{-1}.\mathbf{A}\|.\|\mathbf{x}\| \quad (3.9)$$

Dessa forma, a perturbação relativa é dada por

$$\frac{\|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}\|}{\|\mathbf{x}\|} \leq \|\mathbf{I} - \hat{\mathbf{A}}^{-1}.\mathbf{A}\| \quad (3.10)$$

A equação (3.10) fornece um limite superior para  $\|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}\|/\|\mathbf{x}\|$ , tomando como um erro relativo entre  $\mathbf{x}$  e  $\hat{\mathbf{x}}$ .

Por outro lado, se o vetor  $\mathbf{b}$  for perturbado, obtemos um novo vetor  $\hat{\mathbf{b}}$ , de forma que  $\mathbf{x}$  e  $\hat{\mathbf{x}}$  satisfazem a Equação (3.11).

$$\mathbf{A}.\hat{\mathbf{x}} = \hat{\mathbf{b}} \quad (3.11)$$

Portanto,

$$\|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}\| = \|\mathbf{A}^{-1}.\mathbf{b} - \mathbf{A}^{-1}.\hat{\mathbf{b}}\| = \|\mathbf{A}^{-1}.\mathbf{b} - \mathbf{A}^{-1}.\hat{\mathbf{b}}\| \leq \|\mathbf{A}^{-1}\|.\|\mathbf{b} - \hat{\mathbf{b}}\|, \quad (3.12)$$

fornecendo uma medida para erro absoluto entre  $\mathbf{x}$  e  $\hat{\mathbf{x}}$ . Para estimar uma medida relativa do erro.

$$\|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}\| \leq \|\mathbf{A}^{-1}\|.\|\mathbf{b} - \hat{\mathbf{b}}\| = \|\mathbf{A}^{-1}\|.\|\mathbf{A}\mathbf{x}\| \frac{\|\mathbf{b} - \hat{\mathbf{b}}\|}{\|\mathbf{b}\|} \leq \|\mathbf{A}^{-1}\|.\|\mathbf{A}\|.\|\mathbf{x}\| \frac{\|\mathbf{b} - \hat{\mathbf{b}}\|}{\|\mathbf{b}\|} \quad (3.13)$$

logo,

$$\frac{\|\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}\|}{\|\mathbf{x}\|} \leq \|\mathbf{A}^{-1}\|.\|\mathbf{A}\| \frac{\|\mathbf{b} - \hat{\mathbf{b}}\|}{\|\mathbf{b}\|} \quad (3.14)$$

Segundo a equação (3.14), o erro relativo de  $\mathbf{x}$  é limitado superiormente por  $\kappa(\mathbf{A})$  vezes o erro relativo em  $\mathbf{b}$ , onde

$$\kappa(\mathbf{A}) = \|\mathbf{A}^{-1}\|.\|\mathbf{A}\| \quad (3.15)$$

é chamado de número de condição da matriz  $\mathbf{A}$ . Note que depende da norma utilizada. Neste trabalho a norma utilizada será a norma segunda da matriz.

Sobre o número de condição da matriz pode-se fazer algumas observações:

- Temos que  $\kappa(\mathbf{A}) \geq 1$ ,

$$\kappa(\mathbf{A}) = \|\mathbf{A}^{-1}\|.\|\mathbf{A}\| \geq \|\mathbf{A}^{-1}.\mathbf{A}\| = \|\mathbf{I}\| = 1 \quad (3.16)$$

- Se  $\kappa(\mathbf{A})$  é grande, então pequenas perturbações relativas no vetor  $\mathbf{b}$  produzirão grandes perturbações relativas em  $\mathbf{x}$ , ou seja, o sistema  $\mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b}$  é mal condicionado.

Na metodologia proposta, busca-se a matriz mais bem condicionada do sistema, com o menor valor de  $\kappa(\mathbf{I}_{\text{sn}})$ , para minimizar a propagação de erro nos fasores no ponto de interesse.

No entanto, dependendo do número de fontes ( $M$ ) e das medições ( $G$ ), o número de testes para encontrar a solução melhor condicionada pode ser inviável. Por exemplo, se há  $M = 7$  fontes harmônicas e obtemos  $G = 3 \times M = 21$  medições, a combinação possível dada por (3.7) será  $N_p = 116280$ , o que representa um número inviável de testes para operações online. A estratégia a ser utilizada neste trabalho, quando o número de combinações excede 50, será escolher, por sorteio aleatório das linhas das matrizes, entre as  $G$  linhas disponíveis, cinquenta matrizes  $I_s$  para serem testadas. O número de testes possíveis dependerá da aplicação e do hardware disponível para estimar a contribuição harmônica.

### 3.2 Método dos Mínimos Quadrados

Uma outra proposta para solucionar a Equação (3.3), é utilizar o Método dos mínimos quadrados (do inglês *Least Squares*) (PAPANI *et al.*, 2021; PETERS; WILKINSON, 1970). O método dos mínimos quadrados pode ser aplicado para estimar uma solução aproximada para um sistema de equações lineares sobre-determinado, ou seja, um sistema em que  $\mathbf{A}$  é uma matriz retangular  $G \times M$  com mais equações do que incógnitas (quando  $G > M$ ), com  $\text{rank}(\mathbf{A}) = M$ .

$$\mathbf{b} = \mathbf{A}\mathbf{x} \quad (3.17)$$

Podemos definir o seguinte teorema: Seja  $\mathbf{A}$  uma matriz  $G \times M$ , e as seguintes afirmações são logicamente equivalentes:

- A equação  $\mathbf{b} = \mathbf{A}\mathbf{x}$  tem uma única solução de mínimos quadrados para cada  $\mathbf{b}$  em  $\mathbb{C}^q$
- As colunas de  $\mathbf{A}$  são linearmente independentes
- A matriz  $\mathbf{A}^T \mathbf{A}$  de tamanho  $M \times M$  é invertível.

Quando essas afirmações são verdadeiras, a solução de mínimos quadrados  $\hat{\mathbf{x}}$  pode ser encontrada:

$$(\mathbf{A}^T \mathbf{A})\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{A}^T \mathbf{b} \quad (3.18)$$

$$(\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1}(\mathbf{A}^T \mathbf{A})\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{b} \quad (3.19)$$

$$\mathbf{I}\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \cdot \mathbf{A}^T \mathbf{b} \quad (3.20)$$

$$\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \cdot \mathbf{A}^T \mathbf{b} \quad (3.21)$$

A Equação (3.21) fornece uma solução rápido quando  $\mathbf{A}^T \mathbf{A}$  é fácil de encontrar. Podemos definir o erro de mínimos quadrados para  $\mathbf{b} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x}$  como a distância entre  $\mathbf{b}$  e  $\mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}$ ,  $\|\mathbf{b} - \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}\|$ .

Se  $\mathbf{A} \in \mathbb{C}^{G \times G}$  e  $\mathbf{b} \in \mathbb{C}^G$ , então sempre haverá um número infinito de soluções de mínimos quadrados para  $\mathbf{b} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x}$  se as colunas de  $\mathbf{A}$  forem linearmente dependentes, e sempre haverá uma solução única se as colunas de  $\mathbf{A}$  forem linearmente independente (PETERS; WILKINSON, 1970). A vantagem desse método é que ele pode estimar o impacto harmônico com base no número limitado de dados de magnitudes medidas. No entanto, a precisão de ambos os métodos diminuirá se o harmônico de fundo tiver certas flutuações.

### 3.3 Método dos mínimos quadrados reduzidos

Na metodologia apresentada para análise de contribuição harmônica é necessário a aquisição contínua de dados fasoriais e seu armazenamento. Entretanto, o armazenamento dos dados de sinais elétricos não é uma simples tarefa, devido à grande quantidade de dados a ser registrada. Além disso, atualmente não existem muitos equipamentos voltados para o armazenamento contínuo de sinais amostrados, ao invés disso, objetivam apenas a captura de pequenos trechos do sinal no qual ocorram variações (ELÉTRICA; KAPISCH, 2015).

Pensando nesse problema vamos adicionar uma variação na técnica baseada em mínimos quadrados que analisa a redundância dos dados fasoriais das fontes do sistema que são encontradas a partir dos dados de impedância estimadas por ICA, com objetivo final é obter um conjunto de dados que minimizem o tamanho dos dados fasoriais, ao mesmo tempo em que melhoram a qualidade da estimacão.

Neste trabalho, propomos um algoritmo de análise vetorial, com o objetivo de selecionar os melhores dados de uma sentença disponível. A abordagem mais simples seria implementar um mecanismo pelo qual um vetor  $\mathbf{x}$  só seria selecionado se sua pontuação de similaridade for atendida. A função de similaridade escolhida pode ser descrita pela Equação (3.23), com  $\tau$  sendo um certo limite a ser estabelecido empiricamente,  $\mathbf{x}_s$  os vetores de armazenados e  $\mathbf{x}_i$  o vetor de entrada para análise.



$$\begin{cases} \cos(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}_i) & , \text{ se } \cos(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}_i) \leq \tau \\ 0 & , \text{ se } \cos(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}_i) > \tau \end{cases} \quad (3.22)$$

Como uma função sobre  $\cos(\hat{\mathbf{u}}, \hat{\mathbf{u}})$ , a similaridade de cosseno entre dois vetores de sentença diferentes:

$$\cos(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}_i) = \frac{\mathbf{x}_s \mathbf{x}_i}{\|\mathbf{x}_s\| \cdot \|\mathbf{x}_i\|} \quad (3.23)$$

Observe que é possível usar qualquer outra métrica de similaridade. Aqui, o propósito da função de similaridade é permitir uma projeção entre os dois vetores, de modo a permitir maior flexibilidade na sua amplitude e verificar a ortogonalidade entre eles (CHINEA-RIOS; SANCHIS-TRILLES; CASACUBERTA, 2019). Nesta abordagem todas as linhas linearmente dependentes da matriz serão retirados, visto que o ângulo será igual a  $\cos(\mathbf{x}_s, \mathbf{x}_i) = 1 > \tau$ .

### 3.4 Metodologia de Regressão Elástica para Identificação de Múltiplas Fontes Harmônicas

A metodologia de identificação de múltiplas fontes harmônicas apresentada em (HU *et al.*, 2022) é uma abordagem que utiliza a regressão elástica para resolver o problema da multicolinearidade nas medições de harmônicos. O primeiro passo dessa metodologia consiste em entender a complexidade da determinação da contribuição harmônica em sistemas com múltiplas fontes. A presença de cargas lineares e a interdependência entre as medições de diferentes barramentos podem levar a dados colineares, dificultando a identificação precisa das contribuições de cada fonte.

A Regressão Elástica é uma técnica de modelagem estatística que integra as características da Regressão Lasso e da Regressão Ridge, oferecendo uma solução eficaz para situações em que as variáveis independentes são altamente correlacionadas, um fenômeno conhecido como multicolinearidade. Essa multicolinearidade pode resultar em estimativas instáveis dos coeficientes de regressão, tornando a interpretação dos resultados mais difícil e comprometendo a confiabilidade das análises. Para enfrentar esses desafios, a Regressão Elástica aplica penalizações que equilibram a seleção de variáveis e a regularização dos coeficientes. Isso não só estabiliza as estimativas, mas também facilita a seleção adequada dos pontos temporais e reduz a multicolinearidade, preparando os dados de forma adequada para a aplicação da técnica de mínimos quadrados.

A Regressão Elástica busca minimizar uma função de custo que combina o erro quadrático da previsão e penalizações para os coeficientes de regressão. A função de custo é expressa Equação (3.24).

$$J(\beta) = \sum_{j=1}^n (y_j - X_j \beta)^2 + \lambda_1 \sum_{k=1}^p |\beta_k| + \lambda_2 \sum_{k=1}^p \beta_k^2 \quad (3.24)$$

$$\hat{\beta} = \arg \min_{\beta} \left\{ \sum_{n=1}^N \left( y_n - \beta_0 - \sum_{j=1}^r x_{nj} \beta_j \right)^2 + \lambda_2 \|\beta\|_2^2 \right\} \quad (3.25)$$

onde:

- $y_i$  - Valor Observado da Variável Dependente: Representa as medições de contribuições harmônicas em pontos específicos do sistema elétrico.
- $X_i$  - Vetor de Variáveis Independentes: Representa as medições de correntes harmônicas.
- $\beta$  - Vetor de Coeficientes: Contém os coeficientes que indicam a contribuição de cada fonte harmônica.
- $N$  - Número Total de Observações.
- $p$  - Número de Variáveis Independentes: Indica quantas variáveis estão sendo analisadas no modelo. Deve ser escolhido com cuidado para evitar multicolinearidade e assegurar que as variáveis relevantes sejam incluídas.
- $\lambda_1$  - Parâmetro de Regularização Lasso ( $\ell_1$ -norm): Controla a penalização que promove esparsidade nos coeficientes, forçando alguns a zero, o que ajuda a identificar as fontes harmônicas mais relevantes.
- $\lambda_2$  - Parâmetro de Regularização Ridge ( $\ell_2$ -norm): Controla a penalização que evita que os coeficientes se tornem muito grandes, ajudando a estabilizar as estimativas e lidar com a multicolinearidade.

Os autores validaram o método por meio de simulações computacionais quanto com dados de campo. As simulações permitiram avaliar o desempenho do método em condições controladas, enquanto os dados de campo, coletados em uma rede de transmissão real. As métricas utilizadas para a avaliação incluíram o Erro Quadrático Médio (MSE) e a análise de resíduos, que quantificaram a precisão das estimativas e a adequação do modelo. Os resultados do estudo sobre a determinação da contribuição harmônica com o método de Regressão Elástica demonstraram sua eficácia em enfrentar desafios como a multicolinearidade e a incerteza nas medições. Neste trabalho a metodologia de Regressão Elástica será utilizada para comparação de resultados no próximo capítulo.

### 3.5 Conclusões Parciais

Neste capítulo, inicialmente discutiu a metodologia básica proposta para estimar a contribuição e a transferência harmônica das fontes no sistema em um determinado ponto. Após a introdução dessa metodologia, foram feitas duas observações importantes.

A primeira observação é a necessidade de identificar as fontes do sistema. Para isso, este trabalho propõe a utilização da estimação da impedância harmônica via Análise de Componentes Independentes (ICA) para encontrar as fontes do sistema.

A segunda observação é que a matriz  $\mathbf{I}_s$  das correntes harmônicas das fontes deve ser inversível. Para resolver esse problema, foram apresentadas três abordagens distintas. A primeira abordagem baseia-se na confiabilidade das possíveis matrizes  $\mathbf{I}_s$ . A segunda abordagem utiliza a técnica de mínimos quadrados completa, que considera todos os dados observados de corrente e tensão, enquanto a terceira abordagem emprega a técnica de mínimos quadrados reduzidos, que aplica uma função de singularidade para diminuir o número de dados. Além disso, foi introduzida a técnica que será utilizada para comparação dos resultados.

Neste capítulo, também foi apresentada a metodologia para a estimativa dos parâmetros de uma linha de transmissão, utilizando os equivalentes de Norton propostos na estimativa de impedância por meio da ICA. Essa abordagem será utilizada para uma caracterização mais precisa da linha em relação as impedâncias harmônicas do sistema, facilitando a análise e o cálculo dos parâmetros.

No próximo capítulo, serão apresentados os resultados das simulações computacionais da metodologia proposta em duas redes diferentes, além de resultados obtidos com dados reais de uma rede implementada na região Nordeste do Brasil.

## 4 RESULTADOS

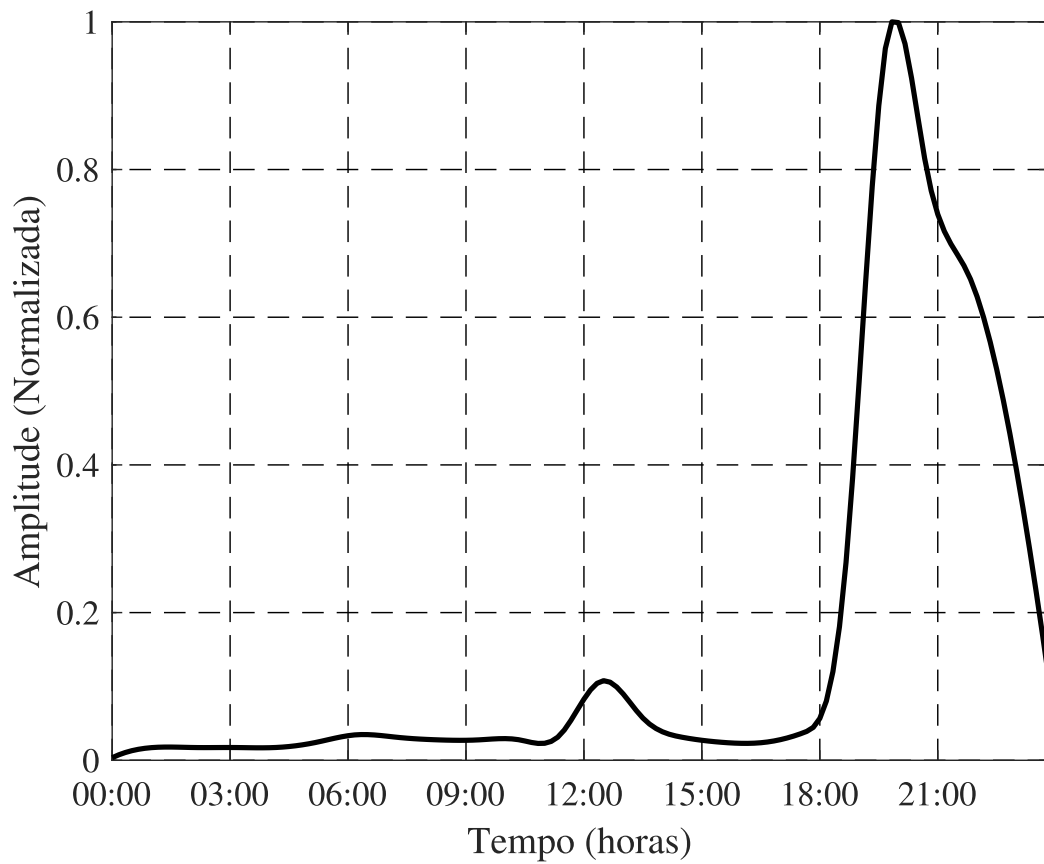
Após definir a metodologia para a estimação da transferência harmônica do sistema, pode-se aplicar o método para analisar a contribuição harmônica de cada fonte do sistema. Neste capítulo serão apresentados os resultados de estimação da transferência harmônica por meio de simulações computacionais utilizando o SIMULINK/MATLAB. Também é apresentado um resultado de estimação da impedância para uma rede elétrica real que faz parte do SIN (Sistema Interligado Nacional) da região Norte do Brasil.

### 4.1 Curvas de Cargas e Perfil de Carga

Para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a curva de carga é definida como registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser excepcionalmente para um período semanal, mensal ou anual. Saber o comportamento de uma curva de carga possibilita uma classificação mais acurada dos consumidores, possibilitando inferir o comportamento de consumo dos mesmos num intervalo de tempo finito. Além disso, as curvas de cargas podem ser endereçadas a diferentes naturezas. Existem curvas de cargas que podem caracterizar um consumidor como: rural, residencial, comercial, industrial, serviço público ou iluminação pública. Em geral, as curvas de carga são apresentadas em termos de potência. Entretanto, análises semelhantes podem ser extraídas via correntes harmônicas ao invés de se utilizar potências complexas, visto que, a potência complexa é uma função da corrente (GURSOY; NIEBUR, 2008). No presente trabalho optou-se pela representação em perfis de corrente pois não prejudica a análise, e torna mais intuitivo o entendimento da metodologia de injeção de fontes harmônicas de corrente. Neste caso, os modelos que utilizam corrente como unidade serão chamados de perfis de carga, para diferenciar da curva de carga que utiliza potência como unidade.

Um exemplo de perfil de carga é o modelo residencial e é, guardadas as devidas proporções, representado pelo Gráfico 1.

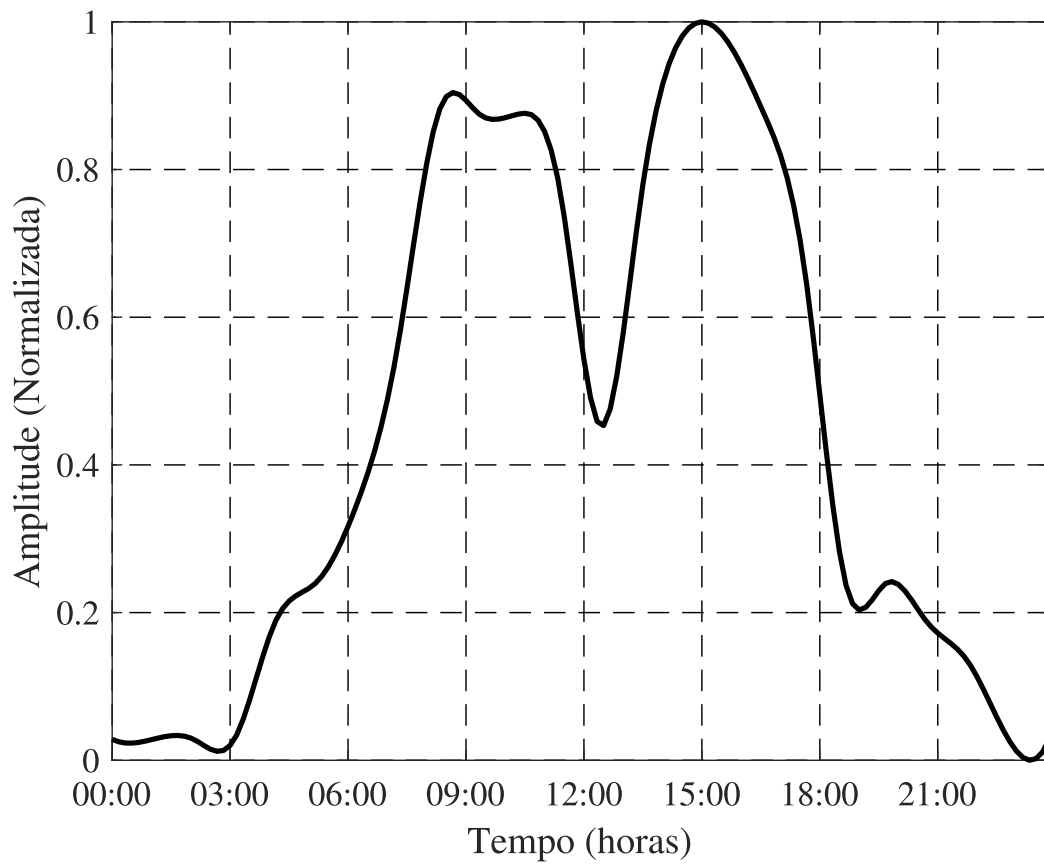
Gráfico 1 – Perfil lento Residencial



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Um consumidor residencial pode ser caracterizado por uma demanda suave e quase constante durante o dia, e por fim, um aumento no consumo entre 18 e 21 horas. Este aumento da demanda é ocasionado pelo uso intenso do chuveiro elétrico e equipamentos característicos residenciais. Outro perfil utilizado é o industrial. Neste caso, consumo elevado no período da manhã próximo de 8 até 11 horas, e também, no período da tarde entre 14 e 17 horas. Tal perfil está apresentado pelo Gráfico 2.

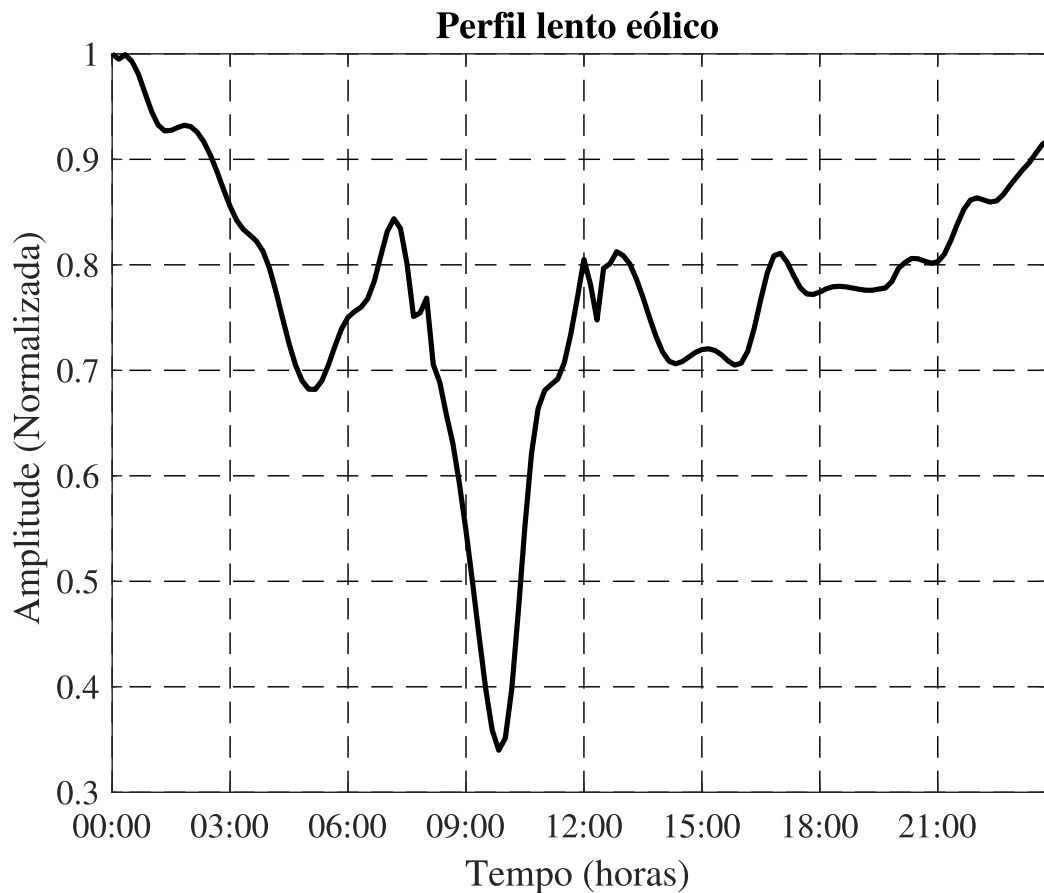
Gráfico 2 – Perfil lento industrial



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Finalmente, um perfil que representa a atividade eólica está ilustrado no gráfico a seguir. Tal perfil segue o comportamento para o subsistema do Nordeste, presente no Boletim Mensal de Geração Eólica de Agosto de 2021 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A atividade eólica apresenta maior intensidade no começo do dia e ao final do mesmo, para essa região. Embora o perfil eólico seja um perfil de geração, ele é apresentado porque os geradores eólicos podem injetar correntes harmônicas no SEP.

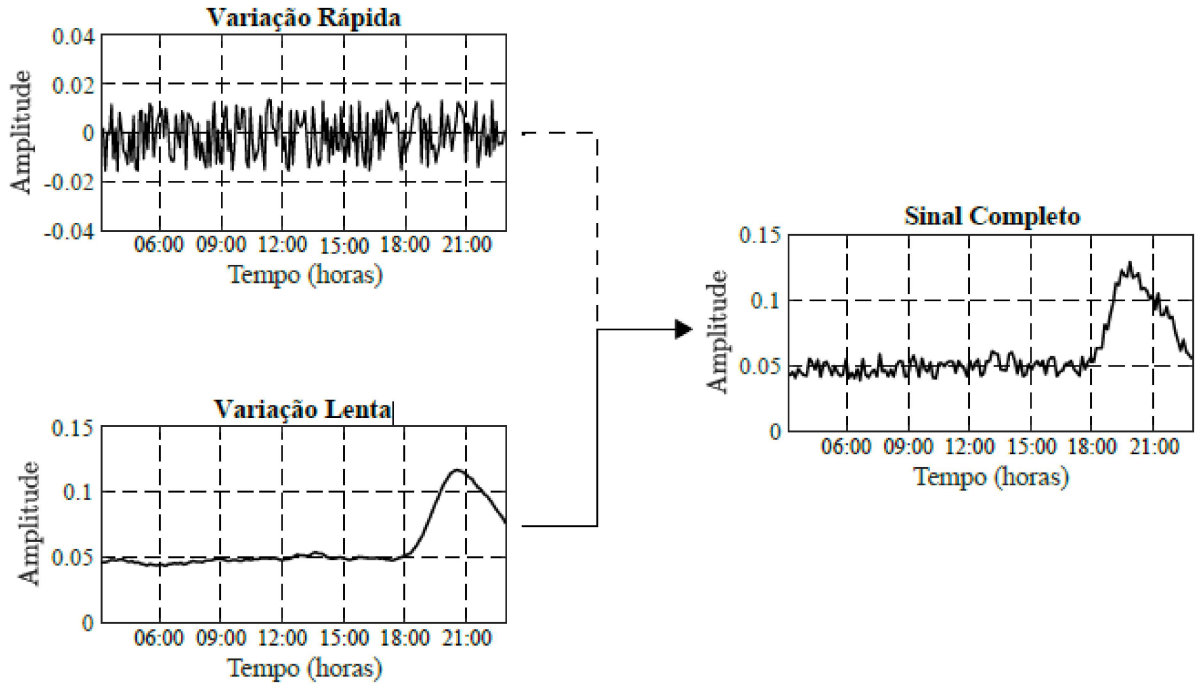
Gráfico 3 – Perfil lento eólico



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A demanda de potência de uma carga não é constante ao longo do dia, semana ou por um período maior de observação. Temperatura, dia da semana, período do dia, são parâmetros que podem influenciar a demanda de potência de uma carga. Essas adversidades são responsáveis por criarem a variação lenta do perfil, denominada de *slow variation*. A variação lenta é responsável por promover flutuações de período prolongado, por exemplo, períodos de horas. Em contrapartida, flutuações abruptas de segundos ou até mesmo minutos, são denominadas de variações rápidas do perfil, ou *fast variation*. Essas variações são difíceis de prever e são modeladas como flutuações aleatórias. Neste caso, é sugerida uma modelagem com variância em torno de 0,002 para uma distribuição Laplaciana (GURSOY; NIEBUR, 2008). Além disso, estudos de monitoramento de longo prazo de tensões e correntes harmônicas foram efetuados no Reino Unido, que por conseguinte, apresentaram análises em termos de flutuações rápidas e lentas dos perfis. Portanto, os sinais podem ser tratados como a soma de uma parcela determinística, *slow variation* e outra aleatória, conforme *fast variation* a Figura 13.

Figura 13 – Perfil de variação harmônica



Fonte: Adaptado de (CABRAL, 2019)

A independência estatística reside nas parcelas aleatórias do perfil, ou flutuações rápidas. Além disso, do ponto de vista prático, a independência estatística tem a ver com as particularidades pontuais de cada fonte, mesmo as fontes sendo de um mesmo tipo. Matematicamente, isso significa que para duas fontes harmônicas de corrente ( $y_1$  e  $y_2$ ), a distribuição conjunta de probabilidade ( $p_{y_1y_2}$ ) entre ambas é equivalente à multiplicação das distribuições individuais de probabilidade ( $p_{y_1}$  e  $p_{y_2}$ ), conforme (4.1). Generalizando para N fontes harmônicas de corrente, obtém-se (4.2).

$$p_{y_1y_2}(y_1, y_2) = p_{y_1}(y_1)p_{y_2}(y_2) \quad (4.1)$$

$$p_{y_1y_2\dots y_n}(y_1, y_2, \dots, y_n) = p_{y_1}(y_1)p_{y_2}(y_2)\dots p_{y_n}(y_n) \quad (4.2)$$

Inicialmente, as fontes harmônicas de corrente são modeladas por uma flutuação lenta e rápida que são somadas de forma a compor um perfil de fonte harmônica de corrente que represente as variações ao longo de um dia, horas e minutos. Então, para um perfil lento  $\Gamma$ , adiciona-se uma flutuação rápida  $\gamma$ , de acordo com

$$T[n] = \Gamma[n] + \gamma[n] \quad (4.3)$$

onde T é o perfil completo de variação diária e  $n$  é o índice da amostra, ou seja, se cada amostra  $n$  está sendo computada a cada hora, em cada uma dessas amostras é gerada uma



variação aleatória de acordo com um tipo de distribuição fixo. Neste caso, a modelagem da flutuação rápida pode ser definida por uma distribuição uniforme, por exemplo. Logo, para  $N$  fontes harmônicas e suas respectivas variações, obtém-se:

$$\begin{aligned} T_1[n] \\ T_2[n] \\ \vdots \\ T_N[n] \end{aligned} \tag{4.4}$$

Entretanto, ainda é necessário anexar espectros harmônicos aos perfis de carga estabelecidos. Assim, suponha que determinado tipo de carga  $\alpha_1$ , possua um espectro harmônico com magnitude e fase, para uma ordem harmônica específica  $h$ , definidos por:

$$A_1(h) = |\alpha_1|^h + \angle \alpha_1^h \tag{4.5}$$

Para caracterizar os espectros de frequência gerados pela carga  $\alpha_1$  ao perfil da mesma, é necessário efetuar uma multiplicação entre perfil e as ordens harmônicas desejadas a serem injetadas na rede. Além do mais, como o espectro harmônico é de natureza complexa, é necessário fazer uma consideração ao perfil de forma que seja possível essa multiplicação. Para tal, optou-se por considerar a parte real equivalente à parte imaginária para a variação lenta, ou seja, as partes reais e imaginárias diferem-se na parcela equivalente à variação rápida. A Equação (4.7) descreve um perfil de carga lenta .

$$T_{\alpha_1} = T'_{\alpha_1} + jT''_{\alpha_1} \tag{4.6}$$

onde:  $T_{\alpha_1}$  é um perfil de carga para uma fonte harmônica de corrente qualquer, composto pela parte real  $T'_{\alpha_1}$  e imaginária  $T''_{\alpha_1}$ , associadas ao tipo de carga  $\alpha_1$ .

$$T_{A_1} = T_{\alpha_1} \cdot A_1(h) \tag{4.7}$$

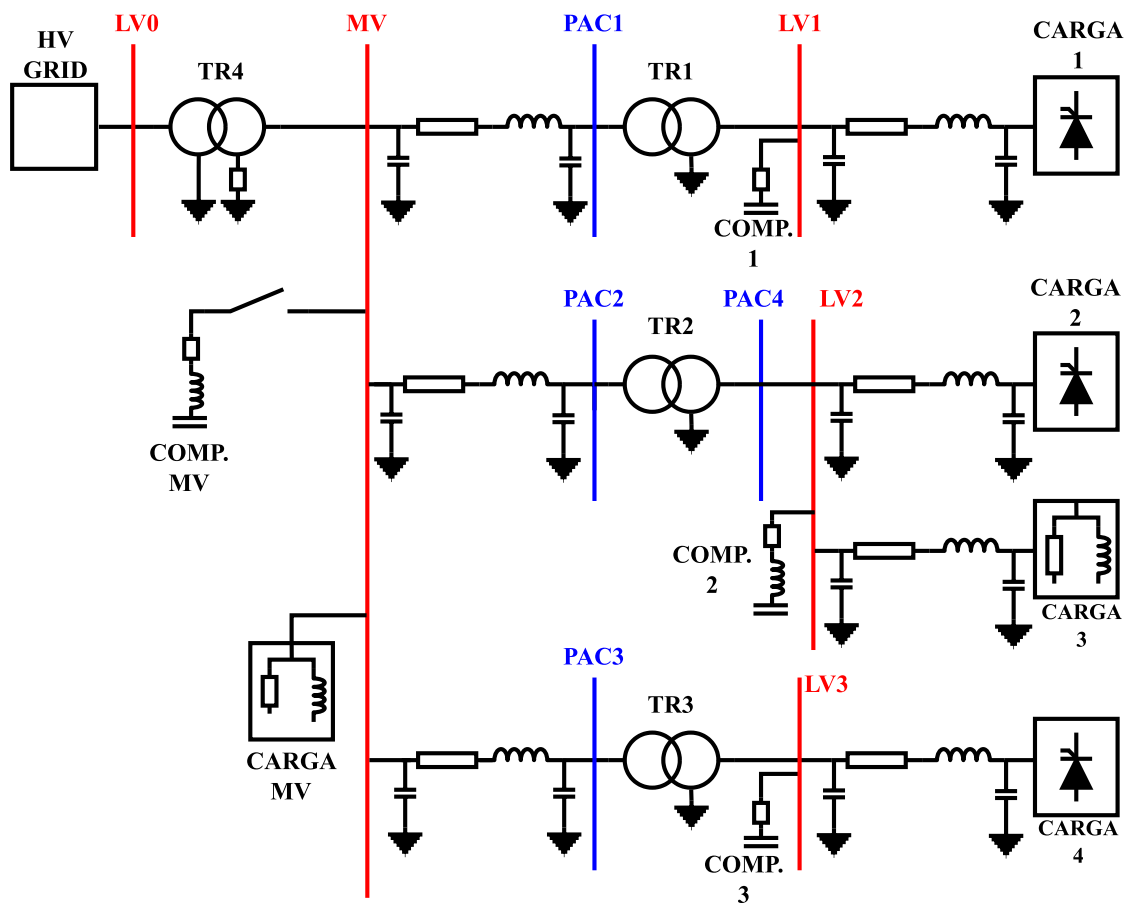
onde:  $T_{A_1}$  é um perfil de carga para uma fonte harmônica de corrente qualquer, cujo  $A_1$  representa o índice que identifica o conjunto de espectros associados à mesma.

## 4.2 Beachmark IEEE-HCD

Um sistema de teste de referência para avaliar métodos de responsabilidade harmônica é proposto em (PAPIČ *et al.*, 2018). A Figura 14 apresenta um esquema deste sistema, que foi ligeiramente modificado para uso no presente estudo. O sistema de referência original é um sistema trifásico simétrico, composto por uma rede de alta tensão (AT) equivalente de 110 kV com uma potência nominal de curto-circuito de 3200 MVA e uma relação X/R de 10. O sistema inclui um transformador de 110 kV/20 kV (YNyn) com

uma relação de transformação de 110/21. Três cargas são alimentadas a partir das barras de média tensão (MV do ingles "medium voltage") através de linhas MT separadas. Os PACs dos clientes estão localizados no lado MT de seus respectivos transformadores de média para baixa tensão (BT). O Cliente 1, conectado no PAC1, possui um retificador com tiristores trifásico como fonte de distorção harmônica. O Cliente 2, conectado no PAC2, também possui um retificador com tiristores trifásico além de cargas lineares. O Cliente 3, conectado no PAC3, possui apenas cargas lineares na configuração original. O sistema foi simulado usando a biblioteca Matlab/Simulink *SimPowerSystems*.

Figura 14 – Proposta de modelo de rede simétrica trifásica para estudos harmônicos



Fonte: Adaptado de (PAPIĆ *et al.*, 2019)

Para os propósitos deste trabalho, a rede foi modificada da seguinte forma: as cargas não lineares foram modeladas como uma fonte de corrente equivalente em paralelo com uma impedância. Cada fonte foi configurada para injetar uma corrente com uma distorção harmônica individual de 1% nas componentes desde a 2ª ordem até a 50ª ordem.. Além disso, a carga linear do Cliente 3 foi alterada para uma carga não linear. Essas modificações permitem um melhor controle do experimento, uma vez que os fasores

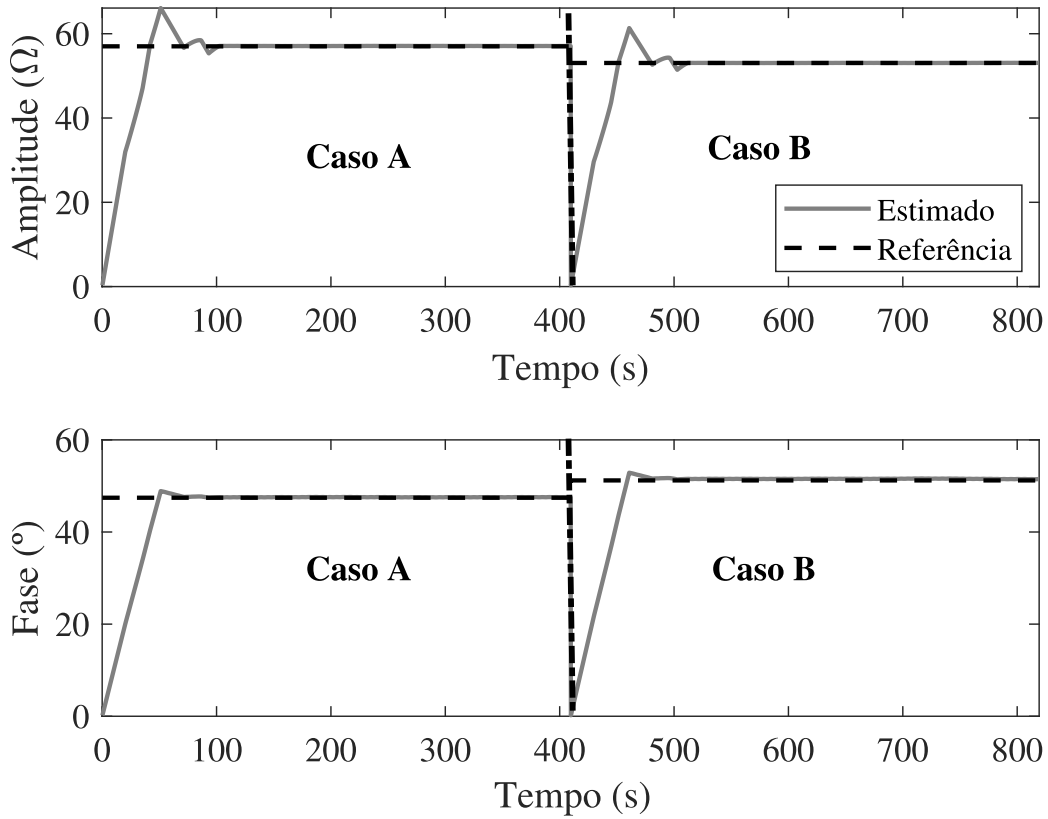
harmônicos precisam apresentar variabilidade temporal para que a metodologia funcione adequadamente. Ademais, a adição de uma nova carga não linear cria outro ramo para a estimativa da transferência da impedância harmônica. Mais detalhes sobre o sistema de potência original podem ser encontrados em (PAPIČ *et al.*, 2018).

Para avaliar o desempenho do método proposto, foram analisados cinco cenários distintos. No Caso A, o compensador de média tensão (MV) está desconectado do sistema, e os barramentos MV, PAC1, PAC2 e PAC3 são monitorados. No Caso B, embora os mesmos barramentos sejam acompanhados, o compensador MV está conectado, modificando a impedância do sistema; a Figura 15 ilustra a variação da impedância para o 5º harmônico nos dois primeiros casos. No Caso C, o sistema apresenta uma configuração idêntica à do Caso B, exceto pelo fato de que o barramento PAC3 não é monitorado. No Caso D, segue-se uma abordagem análoga, porém sem monitoramento do barramento PAC2. Por fim, no Caso E, a carga não linear originalmente conectada ao PAC3 deixa de gerar harmônicos, sendo substituída por uma carga totalmente linear.

Em todos os casos, as impedâncias de transferência e as contribuições harmônicas foram analisadas no barramento MV.

Para simular a impedância de transferência em frequências harmônicas até a 50ª ordem, utilizou-se a suposição de que as fontes produzem todas essas harmônicas. Claramente, esta não é uma situação prática, mas foi assumido aqui para mostrar que o método é capaz de estimar as impedâncias de transferência para qualquer componente harmônico presente na rede. As fontes que injetam harmônicas no sistema são HV-GRID, CARGA 1, CARGA 2 e CARGA 4. O perfil de variação harmônica nas fontes neste trabalho é representado por uma variação lenta (perfil industrial), que representa as variações ao longo do dia, somada a uma variação rápida, que representa as variações instantâneas. A variação rápida foi obtida pela adição de um componente aleatório com distribuição Laplaciana, conforme sugerido em (PEREIRA; SILVA; SANTOS, 2021).

Figura 15 – Variação da impedância do sistema vista pela concessionária do barramento MV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Neste trabalho para melhor avaliar os resultados das simulações computacionais são adicionados erros típicos de uma PMU harmônica por Interpolação B-Spline, que possui seus parâmetros detalhados em (ALEIXO *et al.*, 2022).

Para comparar a impedância de transferência estimada com os valores esperados, este trabalho utilizará a métrica conhecida como Total Vector Error (TVE). O TVE é definido, de forma padrão, conforme a Equação (4.8).

$$TVE(\%) = \sqrt{\frac{(Z_R - \hat{Z}_R)^2 + (Z_{Im} - \hat{Z}_{Im})^2}{Z_R^2 + Z_{Im}^2}} \cdot 100\% \quad (4.8)$$

onde  $\hat{Z}_R$  e  $\hat{Z}_{Im}$  são as partes real e imaginária da impedância estimada. Analogamente,  $Z_R$  e  $Z_{Im}$  denotam as correspondentes partes real e imaginária do valor de referência.

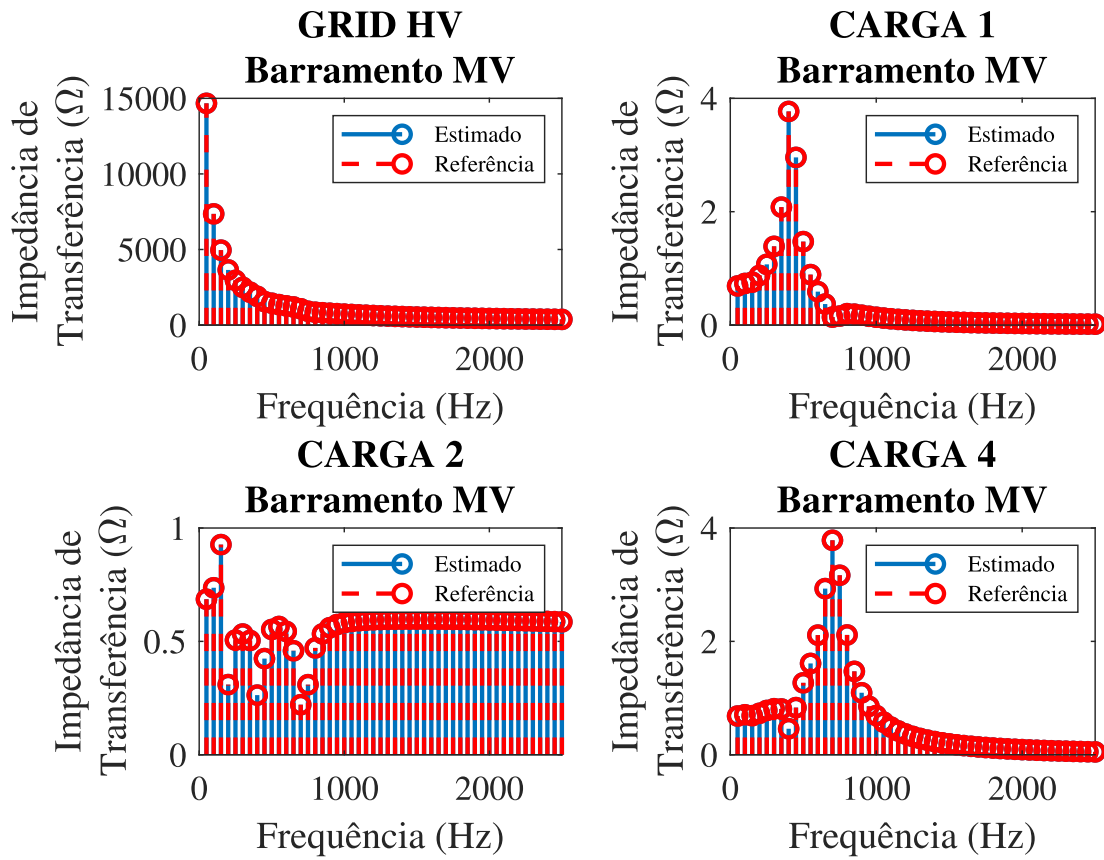
Para fins de comparação dos resultados encontrados, *Total Vector Error* (TVE) é uma métrica amplamente utilizada em medições de fasores e análise de impedâncias devido a várias razões:

- **Avaliação da Precisão:** O TVE permite avaliar a precisão das medições de fasores em relação aos valores de referência. Isso é crucial em sistemas de energia, onde a precisão é essencial para a operação segura e eficiente.
- **Comparação de Métodos:** O uso do TVE facilita a comparação entre diferentes métodos de estimação de fasores, permitindo que os pesquisadores e engenheiros determinem qual abordagem fornece os resultados mais confiáveis.
- **Sensibilidade:** O TVE é sensível a erros tanto em magnitude quanto em fase, o que o torna uma métrica robusta para detectar desvios significativos nas medições.
- **Utilização Prática:** A fórmula do TVE é relativamente simples e fácil de implementar, tornando-a uma ferramenta prática para análise em tempo real em sistemas de monitoramento de energia.
- **Uniformidade de Comparação:** O TVE fornece uma medida normalizada (em porcentagem) do erro, permitindo comparações diretas entre diferentes conjuntos de dados e condições operacionais.
- **Relevância para Harmônicos:** Em sistemas com componentes harmônicos, o TVE pode ser utilizado para avaliar como os diferentes harmônicos afetam a qualidade geral da medição, ajudando na implementação de estratégias de mitigação de harmônicos.

#### 4.2.1 Caso A: Compensador MV não está conectado ao sistema

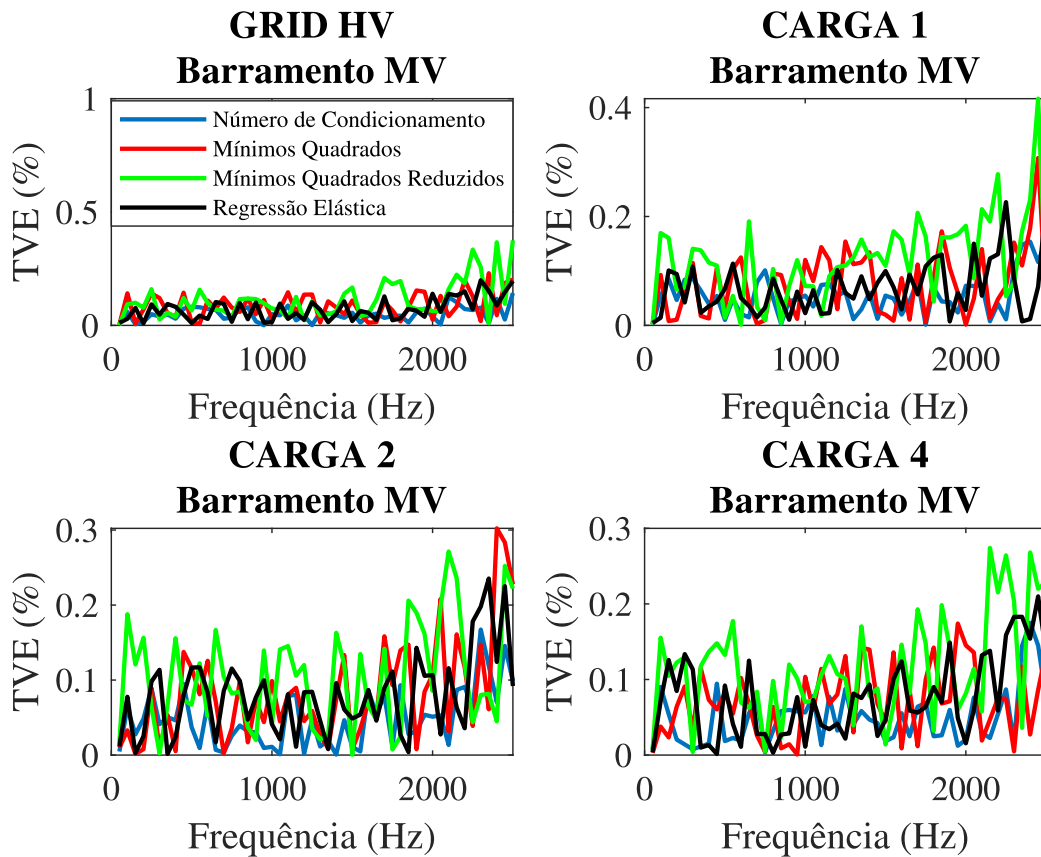
No primeiro caso, o compensador MV ("COMP. MV" na Figura 14) é desconectado do sistema. Após no mínimo de 4 conjuntos de valores de tensão e corrente linearmente independentes, a estimativa da impedância de transferência é realizada conforme mostrado na Gráfico 4. Cada gráfico representa a impedância de transferência de uma fonte específica para o barramento MV. Os gráficos superiores mostram respectivamente, da esquerda para a direita, a auto-impedância da Barra MV e a impedância de transferência da Carga 1 para MV. Os gráficos inferiores mostram respectivamente, da esquerda para a direita, a transferência da Carga 2 para MV e da Carga 4 para MV.

Gráfico 4 – Impedância de transferência para o caso A - compensador MV desconectado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 5 – TVE da Impedância de transferência para o caso caso A - compensador MV desconectado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

O TVE da impedância de transferência obtidas com as metodologias propostas é apresentado no Gráfico 5. A partir desta figura pode ser visto que a técnica proposta foi capaz de estimar com precisão os valores de impedância de transferência com o maior erro relativo sendo 0,6%.

Usando a impedância de transferência estimada e a injeção harmônica estimada de fontes individuais pode-se estimar a contribuição harmônica individual de cada fonte no barramento MV usando a Equação (2.63). Os resultados individuais da Contribuição Harmônica são mostrados na Tabela 1. É importante mencionar que o método proposto permite calcular a contribuição harmônica individual ao longo do tempo, por exemplo, a cada intervalo de 10 minutos. Isso possibilita atualizar dinamicamente a impedância harmônica de transferência, estimar os harmônicos injetados por cada fonte harmônica e determinar o IHC no ponto especificado. Dessa forma, a atribuição de responsabilidade harmônica ao longo do dia e das semanas torna-se um procedimento de avaliação mais preciso do que os procedimentos estáticos que são comumente aplicados.

Cada linha da Tabela 1 representa o IHC para o harmônico  $h$  na barra MV,

Tabela 1 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no caso A.

| Ordem Harmônica (Hz) | HV GRID<br>IHC (%) | LOAD 1<br>IHC(%) | LOAD 2<br>IHC(%) | LOAD 4<br>IHC(%) |
|----------------------|--------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1º (50Hz)            | 100                | 0                | 0                | 0                |
| 5º (250Hz)           | 59,78              | 18,35            | 8,60             | 13,26            |
| 7º (350Hz)           | 35,59              | 39,89            | 9,40             | 15,12            |
| 11º (550Hz)          | 51,47              | -26,59           | 18,75            | 56,37            |
| 13º (650Hz)          | 25,33              | -8,11            | 10,48            | 72,29            |

em relação aos valores de. Por exemplo, na linha correspondente ao harmônico 11º, a contribuição harmônica gerada pela Carga 1 é negativa, indicando que essa carga atua como um dreno harmônico para essa ordem.

O método proposto neste trabalho não analisa um único ponto na rede com o objetivo de determinar as contribuições tanto do lado da concessionária quanto do lado do consumidor. Diferentemente dessa abordagem tradicional, o método proposto analisa as contribuições de cada carga para todo o sistema elétrico de forma multiponto e sistêmica. Nesse caso, observe que, de acordo com a Tabela 2, os resultados podem ser interpretados da seguinte forma:

- Para a frequência fundamental (50Hz), 100% da contribuição é atribuída à subestação principal, indicando que esta é a única fonte de energia para a rede de distribuição. Os outros barramentos não contribuem, neste caso, pois não há geração distribuída nem outras fontes de energia no sistema;
- Para a quinta ordem harmônica (250Hz), há correntes harmônicas sendo injetadas no sistema por todos os barramentos de carga da rede. Nesse caso, todos os pontos da rede contribuem individualmente para a distorção harmônica do sistema elétrico. Neste caso, 59,78% da contribuição está associada à rede de alta tensão (HV grid), indicando que ela representa a maior contribuição para a distorção harmônica, enquanto as outras cargas possuem uma contribuição total de 40,22%. Diferentemente de outros métodos na literatura, o método proposto não apenas indica a contribuição total das cargas, mas também calcula a contribuição harmônica individual de cada fonte harmônica. Neste caso, 18,35%, 8,60% e 13,26% são as contribuições individuais das cargas 1, 2 e 4, respectivamente;
- Para a décima primeira ordem harmônica (550Hz), há injeções harmônicas provenientes da rede de alta tensão, da Carga 2 e da Carga 4. Contudo, neste caso específico, não há corrente harmônica injetada pela Carga 1 na 11ª ordem harmônica. Nesse caso, a Carga 1 absorve as correntes harmônicas, atenuando a propagação das correntes harmônicas ao longo da rede. Isso é comumente chamado de efeito de amortecimento das cargas, conforme discutido na referência (BURCH *et al.*, 2003).



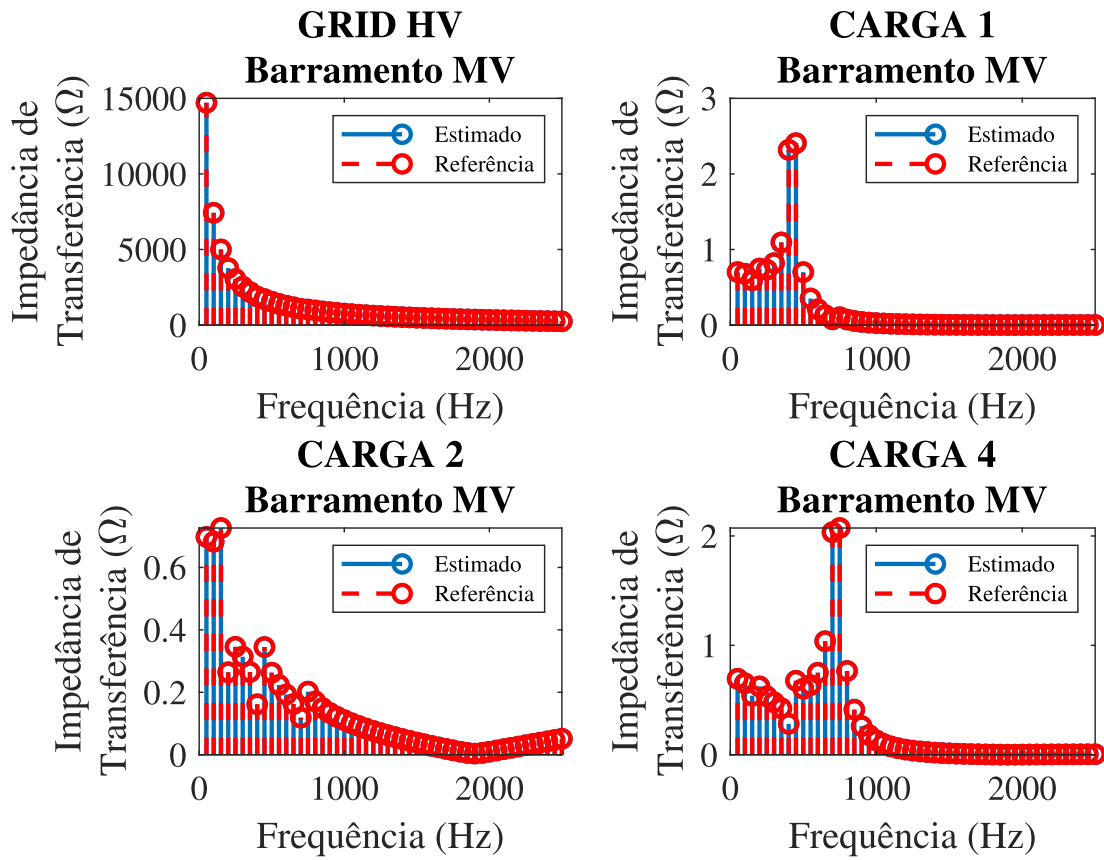
Note que o método proposto é capaz de identificar esse caso importante e prático que pode ocorrer em cenários reais. Uma determinada carga linear pode ser afetada por outras fontes harmônicas distribuídas no sistema de distribuição, mesmo que não injete correntes harmônicas na rede. Nesse caso, a carga linear atua como um “filtro” para as distorções harmônicas na rede. Na prática, isso acarreta diversos problemas para o consumidor (mesmo que ele não injete correntes harmônicas), como sobrecarga, perdas de potência, envelhecimento prematuro de dispositivos elétricos, aumento de temperatura em cabos, danificando seus equipamentos e máquinas.

Vale ressaltar que para que o método ICA possa estimar adequadamente os equivalentes de Norton, os harmônicos devem variar no tempo e os instantes de tempo selecionados devem permitir a inversibilidade da matriz de transferência. Os resultados mostraram a eficiência do método para estimar dinamicamente a matriz de impedância de transferência e, portanto, a contribuição harmônica dinâmica.

#### 4.2.2 Caso B: Compensador MV é conectado ao sistema

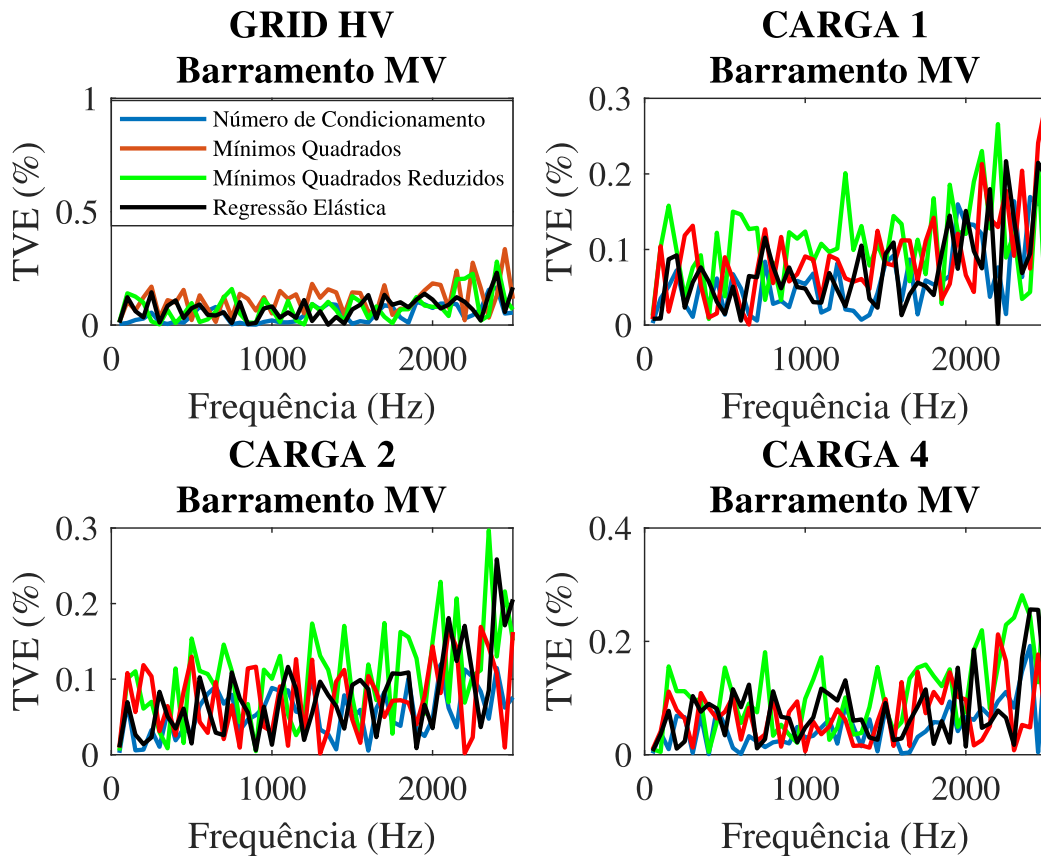
Neste caso, o compensador MV é conectado ao sistema alterando a impedância do sistema. Conforme mostrado no fluxograma da técnica proposta na Diagrama 4, se houver uma variação de impedância, o cálculo da impedância de transferência retorna ao estado inicial. Semelhante ao caso anterior, a técnica armazena um conjunto de valores de tensão e corrente para estimar a impedância de transferência conforme mostrado na Gráfico 6.

Gráfico 6 – Impedância de transferência para o caso B - compensador MV conectado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 7 – TVE da Impedância de transferência para o caso B - compensador MV conectado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Analisando os resultados obtidos para o Caso B no Gráfico 6, observa-se que a técnica proposta conseguiu se adaptar à variação de impedância do sistema, encontrando novos valores de impedância de transferência muito próximos dos valores ideais esperados. No Gráfico 7, é apresentado o TVE médio estimado, permitindo avaliar a eficácia da técnica. Como o TVE é inferior a 0,5%, pode-se concluir que a técnica proposta foi eficaz em se adaptar às variações de impedância e calcular os novos valores de impedância de transferência com precisão. Assim como no caso anterior, o método do "Número de Condicionamento" demonstrou desempenho superior em comparação com outras técnicas de condicionamento.

Semelhante ao caso anterior, as contribuições harmônicas individuais para alguns harmônicos foram estimadas e são apresentadas na Tabela 2.

Para auxiliar os usuários na escolha do melhor método para estimar o HIT, a Tabela 3 resume o desempenho dos quatro métodos utilizados neste artigo, em termos de precisão e tempo de simulação. Como pode ser observado, o Número de Condicionamento é o método mais preciso; no entanto, apresenta o maior esforço computacional. Vale

Tabela 2 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no caso B.

| Ordem Harmônica (Hz) | HV GRID<br>IHC (%) | CARGA 1<br>IHC(%) | CARGA 2<br>IHC(%) | CARGA 4<br>IHC(%) |
|----------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1º (50Hz)            | 100                | 0                 | 0                 | 0                 |
| 5º (250Hz)           | 67,29              | 14,89             | 7,00              | 10,81             |
| 7º (350Hz)           | 55,31              | 27,57             | 6,57              | 10,54             |
| 11º (550Hz)          | 73,50              | -16,84            | 11,11             | 32,22             |
| 13º (650Hz)          | 52,37              | -5,47             | 6,96              | 46,14             |

Tabela 3 – Resultados sobre o método utilizado para selecionar  $\mathbf{I}_s$ .

|                           | Número de<br>Condicionamento | Mínimos<br>Quadrados | Mínimos<br>Quadrados<br>Reduzido | Elastic<br>Net |
|---------------------------|------------------------------|----------------------|----------------------------------|----------------|
| TVE (%)                   | 0.0527                       | 0.0942               | 0.1383                           | 0.0742         |
| Tempo de<br>Simulação (s) | 3.2045                       | 2.0585               | 2.4913                           | 2.52775        |

destacar que o intervalo de tempo típico para a estimativa de parâmetros de qualidade de energia é de 10 minutos, de modo que o tempo de simulação exigido por todos os algoritmos é menor que isso e pode ser implementado em uma aplicação online.

#### 4.2.3 Caso C: Sistema Parcialmente Monitorado - PAC3 do sistema não é monitorado

Neste caso, o PAC3 do sistema não é monitorado. Para essa situação, espera-se que a distorção harmônica da CARGA 4 seja incluída na distorção harmônica de fundo da fonte principal. Expandindo a Equação (3.2) para quatro fontes monitoradas, onde  $V'_0$  representa o harmônico de fundo:

$$V_k^h(t) = z_{k1}^h I_{s1}(t) + z_{k2}^h I_{s2}(t) + z_{k3}^h I_{s3}(t) + z_{k4}^h I_{s4}(t) + V'_0 \quad (4.9)$$

Agora, repetindo o mesmo desenvolvimento para três fontes monitoradas:

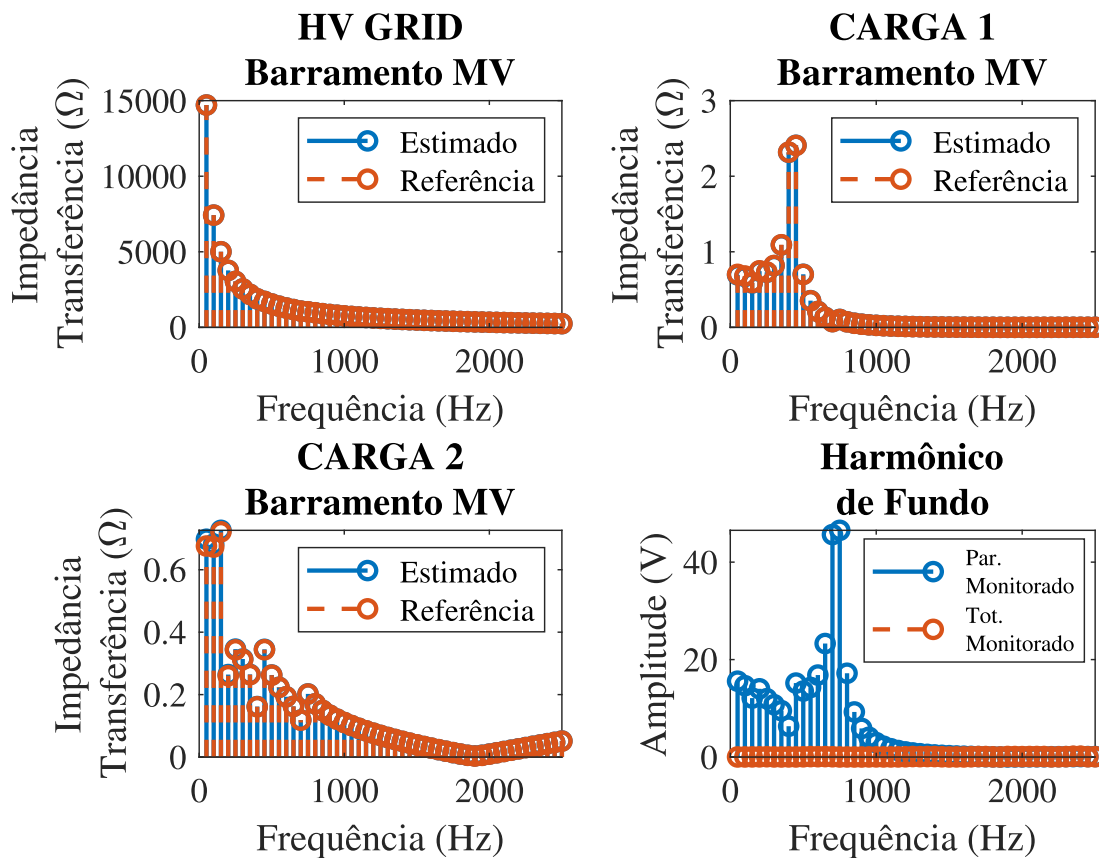
$$V_k^h(t) = z_{k1}^h I_{s1}(t) + z_{k2}^h I_{s2}(t) + z_{k3}^h I_{s3}(t) + V_0 \quad (4.10)$$

Considerando que o sistema não sofre nenhuma alteração e que apenas a carga no PAC3 deixa de ser monitorada,  $V_k^h(t)$  permanece o mesmo nas Equações (4.9) e (4.10). Igualando as duas equações, temos:

$$V_0 = z_{k4}^h I_{s4}(t) + V'_0 \quad (4.11)$$

Aplicando a técnica proposta neste caso, os resultados referentes à impedância de transferência são apresentados nos Gráficos 8.

Gráfico 8 – Impedância de Transferência e Tensão Harmônica de fundo para o Caso C - Sistema Parcialmente monitorado (PAC3 não monitorado).



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Analisando os resultados do Gráfico 8, pode-se observar que todas as impedâncias harmônicas de transferência são iguais, exceto pelo valor do harmônico de fundo, que foi alterado para acomodar a contribuição harmônica do barramento não monitorado. A figura inferior à direita mostra a diferença da amplitude do harmônico de fundo entre os casos monitorado e não monitorado. Note que as impedâncias harmônicas de transferência das cargas 1, 2 e HV-GRID para o barramento MV não mudaram, como era esperado.

A Tabela 4 apresenta a Contribuição Harmônica Individual para o Caso C, com os resultados do Caso B incluídos para facilitar a comparação e interpretação dos novos resultados. A partir dessa tabela, observa-se que a Contribuição Harmônica Individual da CARGA 4 foi incorporada ao harmônico de fundo quando o PAC3 não foi monitorado. Esse é um resultado relevante e de grande importância, pois permite verificar, com base no harmônico de fundo, se as principais fontes do sistema estão sendo devidamente consideradas na análise de distorção harmônica.

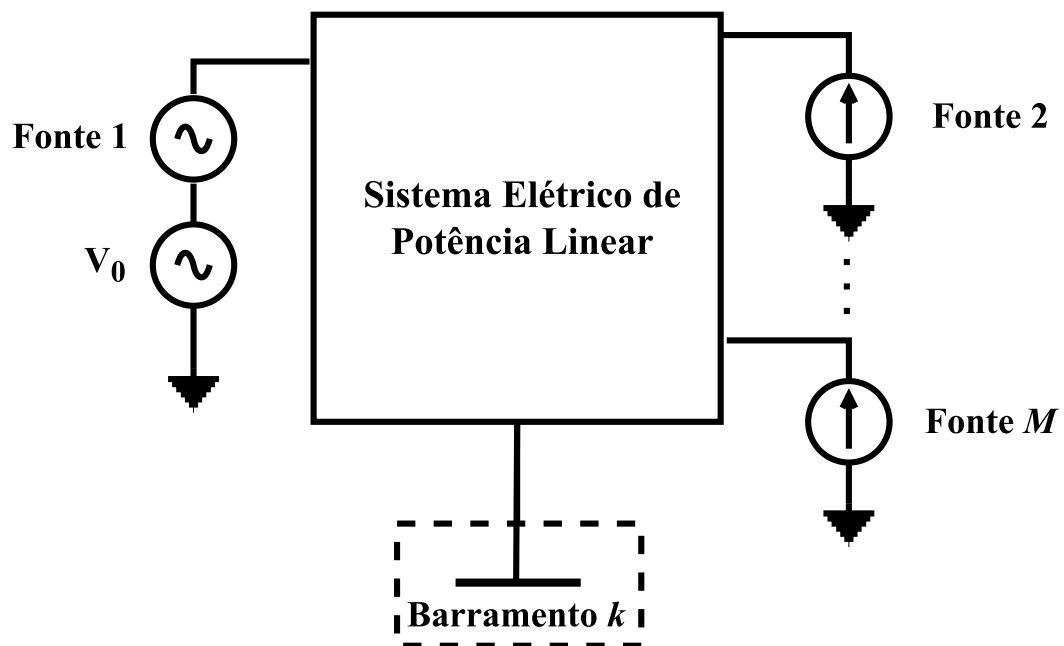
Considerando que o harmônico fundamental é parte integrante da geração da fonte principal do sistema (fornecida pela concessionária), a distorção harmônica do HV-GRID

Tabela 4 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso C.

| Ordem Harmônica | HV GRID IHC (%) | CARGA 1 IHC (%) | CARGA 2 IHC (%) | CARGA 4 IHC (%) | Harm. de Fundo (%) |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| Caso B          |                 |                 |                 |                 |                    |
| 1               | 100             | 0               | 0               | 0               | 0                  |
| 5               | 67,29           | 14,89           | 7,00            | 10,81           | 0                  |
| 7               | 55,31           | 27,57           | 6,57            | 10,54           | 0                  |
| 11              | 73,50           | -16,84          | 11,11           | 32,22           | 0                  |
| 13              | 52,37           | -5,47           | 6,96            | 46,14           | 0                  |
| Caso C          |                 |                 |                 |                 |                    |
| 1               | 100             | 0               | 0               | -               | 0                  |
| 5               | 67,29           | 14,89           | 7,00            | -               | 10,81              |
| 7               | 55,31           | 27,57           | 6,57            | -               | 10,54              |
| 11              | 73,50           | -16,84          | 11,11           | -               | 32,22              |
| 13              | 52,37           | -5,47           | 6,96            | -               | 46,14              |

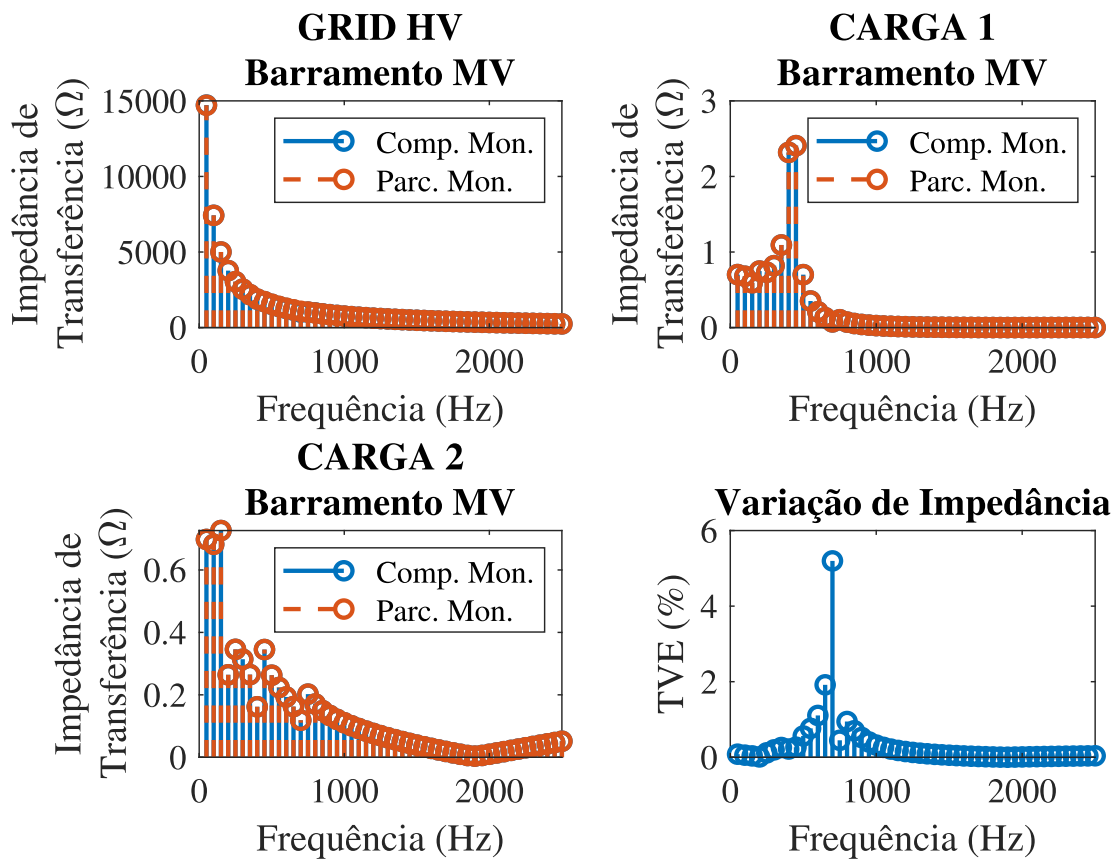
é ajustada para acomodar a contribuição harmônica do barramento não monitorado. A Figura 16 apresenta um exemplo de sistema de potência com múltiplas fontes harmônicas, levando em conta os harmônicos fundamentais como uma característica da geração principal.

Figura 16 – Sistema com  $M$  fontes harmônicas e barramento  $k$  de interesse, considerando o harmônico de fundo como parte da fonte da concessionária.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 9 – Impedância de Transferência e Tensão Harmônica de fundo para o Caso C - Sistema Parcialmente monitorado com o harmônico de fundo sendo parte da geração principal.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Ao analisar os resultados do Gráfico 9, observa-se que todas as impedâncias harmônicas de transferência permanecem iguais, exceto pela impedância de transferência do HV GRID para o barramento MV, que foi alterada para acomodar a contribuição harmônica do barramento não monitorado. A figura no canto inferior direito destaca a diferença na impedâncias harmônicas de transferência entre o HV GRID e o barramento MV nos casos monitorado e não monitorado. Vale ressaltar que as impedâncias harmônicas de transferência das Cargas 1 e 2 para o barramento MV não apresentaram alterações.

A Tabela 5 apresenta os valores da contribuição harmônica individual para o Caso C. Os resultados do Caso B foram incluídos novamente nesta tabela para facilitar a interpretação dos novos resultados. Nessa análise, verifica-se que o contribuição harmônica individual da Carga 4 foi incorporada ao lado de fornecimento quando o PAC3 não foi monitorado, aumentando o valor de TVE do resultado da impedância de transferência. Este é um resultado muito relevante e interessante, pois demonstra que é possível extrair o contribuição harmônica individual do lado de fornecimento por meio do monitoramento de cargas suspeitas.

Tabela 5 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso C, considerando o harmônico de fundo como parte da geração principal.

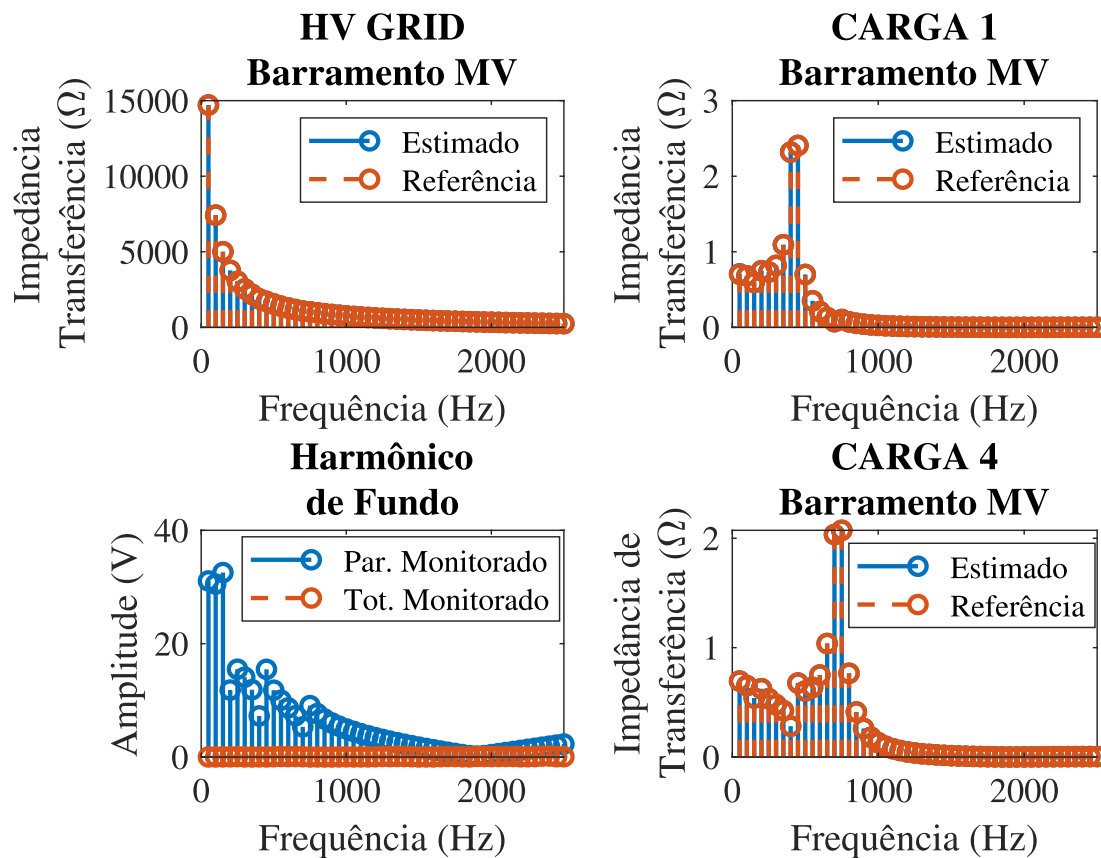
| Ordem Harmônica | HV GRID IHC (%) | CARGA 1 IHC (%) | CARGA 2 IHC (%) | CARGA 4 IHC (%) |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Caso B          |                 |                 |                 |                 |
| 1 <sup>a</sup>  | 100,00          | 0,00            | 0,00            | 0,00            |
| 5 <sup>a</sup>  | 67,29           | 14,89           | 7,00            | 10,81           |
| 7 <sup>a</sup>  | 55,31           | 27,57           | 6,57            | 10,54           |
| 11 <sup>a</sup> | 73,50           | -16,84          | 11,11           | 32,22           |
| 13 <sup>a</sup> | 52,37           | -5,47           | 6,96            | 46,14           |
| Caso C          |                 |                 |                 |                 |
| 1 <sup>a</sup>  | 100,00          | 0,00            | 0,00            | -               |
| 5 <sup>a</sup>  | 78,09           | 14,90           | 7,00            | -               |
| 7 <sup>a</sup>  | 65,85           | 27,57           | 6,57            | -               |
| 11 <sup>a</sup> | 105,73          | -16,84          | 11,10           | -               |
| 13 <sup>a</sup> | 98,52           | -5,48           | 6,96            | -               |

#### 4.2.4 Caso D: Sistema Parcialmente Monitorado - PAC2 do sistema não é monitorado

Repetindo o mesmo desenvolvimento do caso anterior, mas considerando que, neste cenário, a fonte de harmônicos PAC2 deixa de ser monitorada, espera-se, de forma semelhante ao resultado anterior, que a distorção harmônica da CARGA 2 seja incorporada à distorção harmônica de fundo do fornecimento. Ao aplicar a técnica proposta nesse contexto, obtém-se o resultado ilustrado no Gráfico 9.



Gráfico 10 – Impedância de Transferência e Harmônico de Fundo para o Caso D - Sistema Parcialmente monitorado (PAC2 não monitorado).



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A Tabela 6 apresenta a Contribuição Harmônica Individual para o Caso D, com os resultados do Caso B incluídos para facilitar a comparação e interpretação dos novos resultados. A partir dessa tabela, verifica-se que a Contribuição Harmônica Individual da CARGA 2 foi incorporada ao harmônico de fundo quando o PAC2 deixou de ser monitorado.

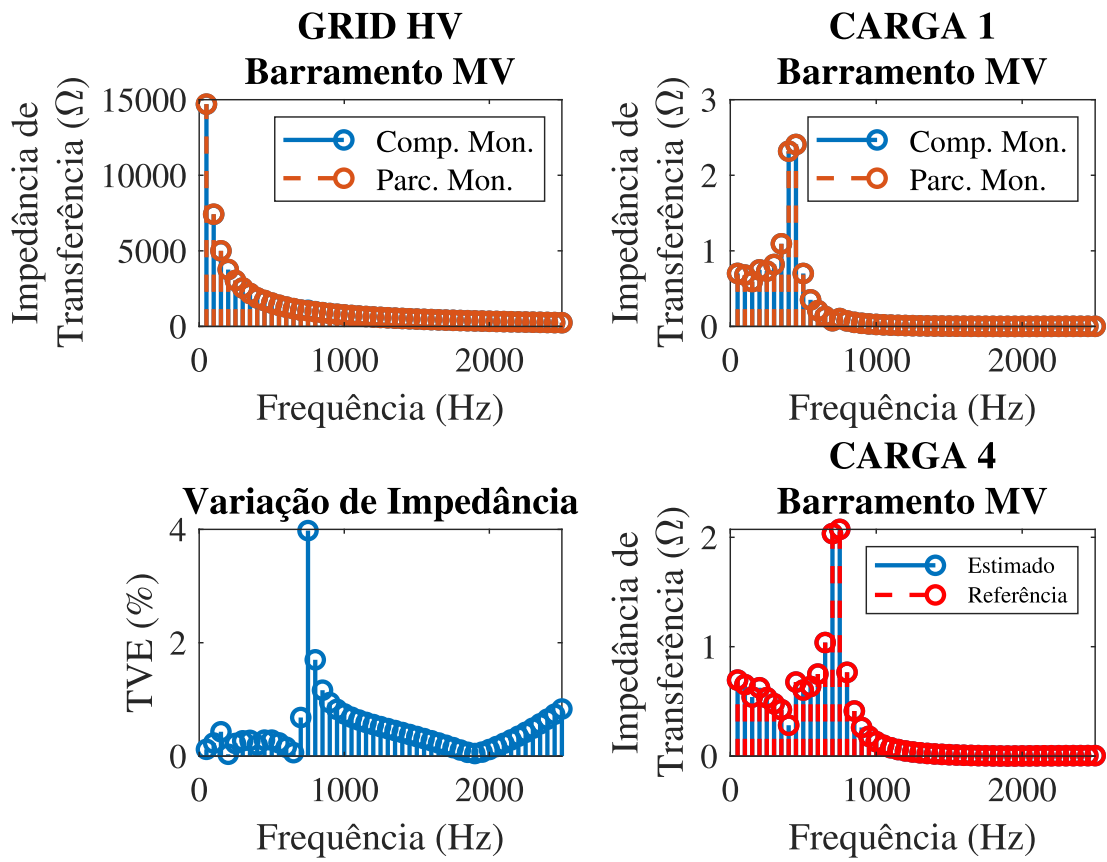
Esse comportamento ocorre porque, ao desconsiderar a fonte de harmônicos PAC2, a distorção harmônica gerada por essa carga passa a ser tratada como parte da distorção harmônica de fundo. Dessa forma, a análise considera que a contribuição da CARGA 2 não está sendo medida diretamente, mas está incluída na análise como um efeito do harmônico de fundo. Esse resultado é relevante, pois destaca a importância do monitoramento completo das fontes de harmônicos para uma análise precisa da distorção harmônica em sistemas elétricos.

Similar ao caso anterior, os harmônicos de fundo serão incorporados a geração principal (fonte da concessionária), conforme o Gráfico 16.

Tabela 6 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso D.

| Ordem Harmônica | HV GRID IHC (%) | CARGA 1 IHC (%) | CARGA 2 IHC (%) | CARGA 4 IHC (%) | Harm. de Fundo (%) |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| Caso B          |                 |                 |                 |                 |                    |
| 1               | 100             | 0               | 0               | 0               | 0                  |
| 5               | 67,29           | 14,89           | 7,00            | 10,81           | 0                  |
| 7               | 55,31           | 27,57           | 6,57            | 10,54           | 0                  |
| 11              | 73,50           | -16,84          | 11,11           | 32,22           | 0                  |
| 13              | 52,37           | -5,47           | 6,96            | 46,14           | 0                  |
| Caso D          |                 |                 |                 |                 |                    |
| 1               | 100             | 0               | -               | 0               | 0                  |
| 5               | 67,29           | 14,89           | -               | 10,81           | 7,00               |
| 7               | 55,31           | 27,57           | -               | 10,54           | 6,57               |
| 11              | 73,50           | -16,84          | -               | 32,22           | 11,11              |
| 13              | 52,37           | -5,47           | -               | 46,14           | 6,96               |

Gráfico 11 – Impedância de Transferência e Tensão Harmônica de fundo para o Caso D - Sistema Parcialmente monitorado com o harmônico de fundo sendo parte da geração principal.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Ao analisar os resultados da Figura 11, observa-se que todas as impedâncias harmônicas de transferência permanecem iguais, exceto pela impedância de transferência do HV GRID para o barramento MV, que foi alterada para acomodar a contribuição harmônica do barramento não monitorado. A figura no canto inferior esquerdo destaca a diferença na impedâncias harmônicas de transferência entre o HV GRID e o barramento MV nos casos monitorado e não monitorado. Vale ressaltar que os impedâncias harmônicas de transferência das Cargas 1 e 4 para o barramento MV não apresentaram alterações.

A Tabela 7 apresenta os valores do contribuição harmônica individual para o Caso D. Nessa análise, verifica-se que o contribuição harmônica individual da Carga 4 foi incorporado ao lado de fornecimento quando o PAC3 não foi monitorado, aumentando o valor de TVE do resultado da impedância de transferência. Este é um resultado muito relevante e interessante, pois demonstra que é possível extrair o contribuição harmônica individual do lado de fornecimento por meio do monitoramento de cargas suspeitas.

Tabela 7 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso D, considerando o harmônico de fundo como parte da geração principal.

| Ordem Harmônica | HV GRID IHC (%) | CARGA 1 IHC (%) | CARGA 2 IHC (%) | CARGA 4 IHC (%) |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Caso B          |                 |                 |                 |                 |
| 1 <sup>a</sup>  | 100,00          | 0,00            | 0,00            | 0,00            |
| 5 <sup>a</sup>  | 67,29           | 14,89           | 7,00            | 10,81           |
| 7 <sup>a</sup>  | 55,31           | 27,57           | 6,57            | 10,54           |
| 11 <sup>a</sup> | 73,50           | -16,84          | 11,11           | 32,22           |
| 13 <sup>a</sup> | 52,37           | -5,47           | 6,96            | 46,14           |
| Caso D          |                 |                 |                 |                 |
| 1 <sup>a</sup>  | 100,00          | 0,00            | -               | 0,00            |
| 5 <sup>a</sup>  | 74,29           | 14,90           | -               | 10,81           |
| 7 <sup>a</sup>  | 61,88           | 27,57           | -               | 10,54           |
| 11 <sup>a</sup> | 84,61           | -16,84          | -               | 32,22           |
| 13 <sup>a</sup> | 59,33           | -5,48           | -               | 46,14           |

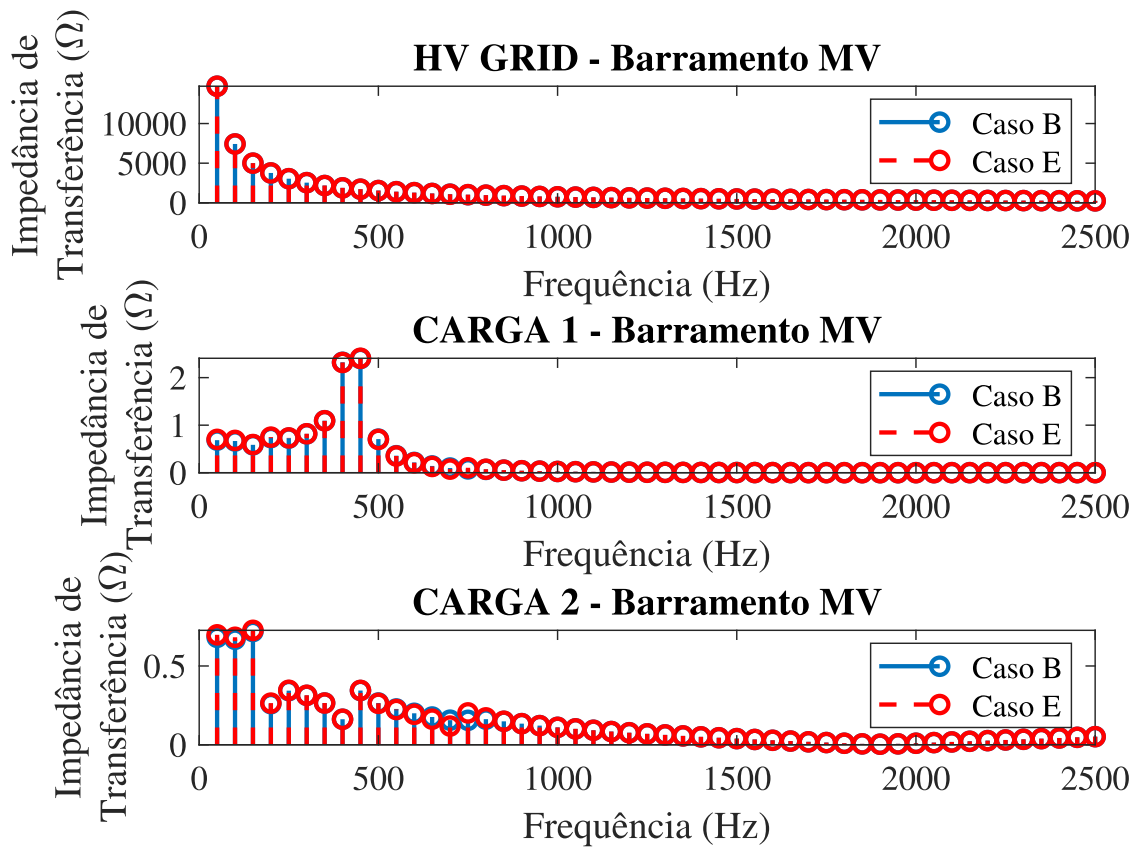
#### 4.2.5 Caso E: Sistema Totalmente Monitorado, Carga 4 puramente linear

Neste caso, a carga não linear CARGA 4 é desativada e substituída por uma carga linear, deixando de gerar contribuição harmônica no sistema. Essa alteração faz com que a impedância e a distorção harmônica no Barramento MV seja alterada. Como resultado, o perfil de distorção harmônica do sistema se torna mais dependente das demais fontes ativas. A variação harmônica é percebida pela metodologia que descarta os fasores armazenados até o momento para recomençar o processo de análise contribuição harmônica (conforme o fluxograma apresentado no Diagrama 4).

Ao analisar os resultados do Gráfico 12, observam-se pequenas variações na impedância de transferência das cargas para o barramento MV. Já o Gráfico 13 apresenta a

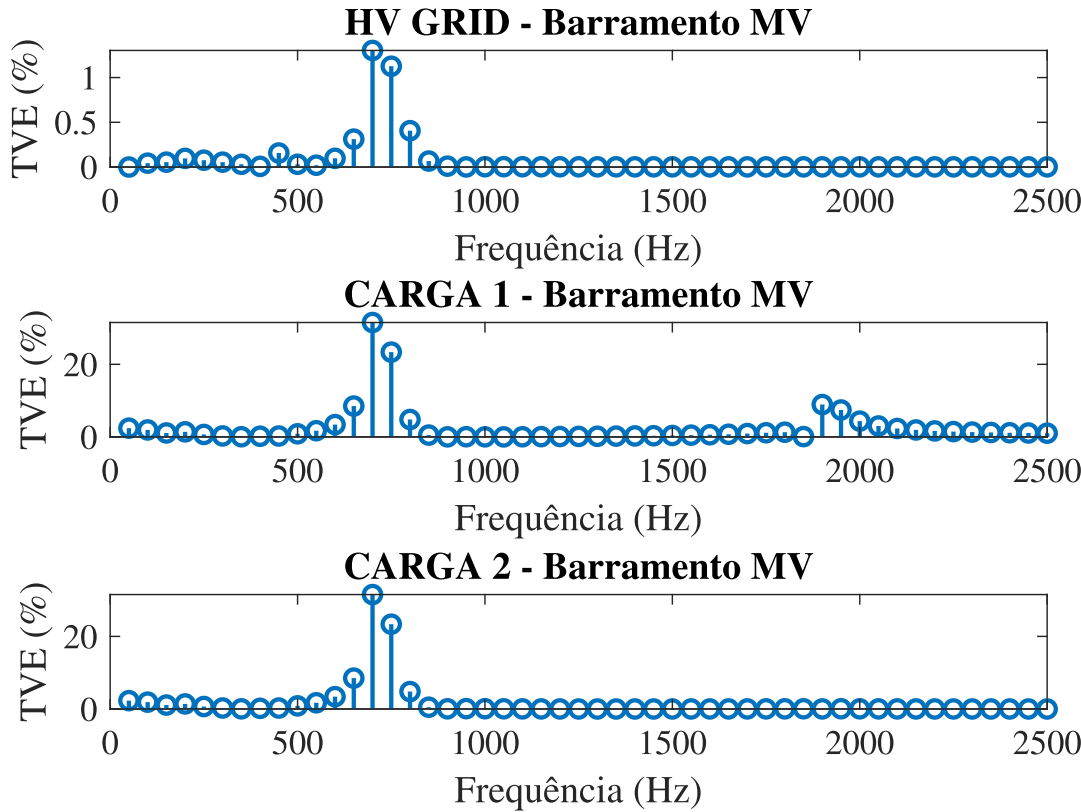
diferença em TVE entre os casos B e E, destacando os efeitos da variação de impedância no sistema.

Gráfico 12 – Impedância de Transferência para o Caso E - Sistema Totalmente Monitorado, Carga 4 puramente linear.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 13 – TVE da Impedância de Transferência para o Caso E em Relação a estimação do Caso B.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A Tabela 8 apresenta os resultados de contribuição harmônica, destacando as porcentagens de distorção harmônica individual injetadas por cada carga não linear no sistema.

Um resultado interessante neste caso é a contribuição harmônica gerada pela fonte "HV-GRID" na 11ª componente harmônica, que ultrapassa o valor de 100%. Esse fenômeno ocorre quando as outras fontes do sistema exercem um efeito comumente conhecido como amortecimento, ou seja, os fasores das demais fontes estão orientados em sentido contrário ao da fonte "HV-GRID", reduzindo parcialmente a amplitude total da harmônica no PAC. Isso demonstra que a contribuição de uma fonte específica pode exceder 100% em determinadas condições, como no caso da fonte "HV-GRID" na 11ª componente harmônica. Contudo, a soma das contribuições harmônicas de todas as fontes do sistema deve sempre totalizar 100%, garantindo o equilíbrio das participações relativas no espectro do vetor resultante no PAC.

Os valores de contribuição harmônica individual permitem identificar as principais fontes de harmônicos e avaliar o impacto de cada uma delas no comportamento global

Tabela 8 – Contribuição harmônica individual gerada por cada fonte do sistema no Caso E.

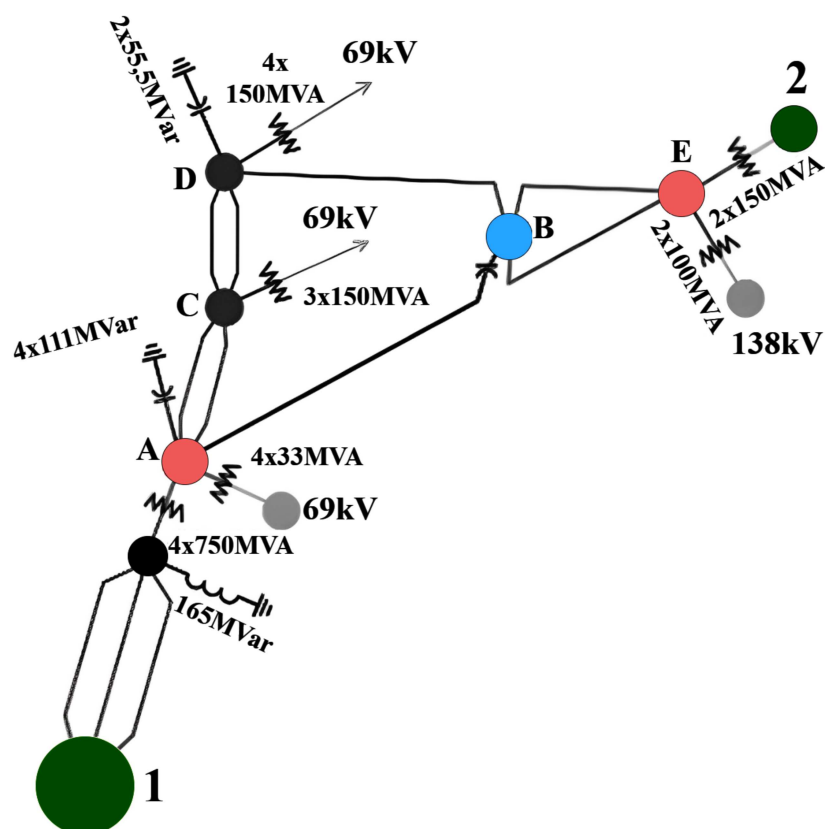
| Ordem Harmônica | HV GRID IHC (%) | CARGA 1 IHC (%) | CARGA 2 IHC (%) | CARGA 4 IHC (%) | Harm. de Fundo (%) |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| Caso B          |                 |                 |                 |                 |                    |
| 1               | 100             | 0               | 0               | 0               | 0                  |
| 5               | 67,29           | 14,89           | 7,00            | 10,81           | 0                  |
| 7               | 55,31           | 27,57           | 6,57            | 10,54           | 0                  |
| 11              | 73,50           | -16,84          | 11,11           | 32,22           | 0                  |
| 13              | 52,37           | -5,47           | 6,96            | 46,14           | 0                  |
| Caso E          |                 |                 |                 |                 |                    |
| 1               | 100             | 0               | 0               | 0               | 0                  |
| 5               | 75,45           | 16,70           | 7,85            | 0               | 0                  |
| 7               | 61,83           | 30,82           | 7,34            | 0               | 0                  |
| 11              | 108,46          | -24,85          | 16,39           | 0               | 0                  |
| 13              | 97,23           | -10,16          | 12,92           | 0               | 0                  |

do sistema elétrico. Além disso, a tabela fornece uma base comparativa para análise de cenários com diferentes configurações de monitoramento e desativação de fontes harmônicas, facilitando a compreensão do efeito de cada carga na distorção harmônica total.

#### 4.3 Sistema Conde-Santa Maria

Para avaliar a técnica proposta foi utilizado o sistema de transmissão de 230kV na região norte do Brasil proposto em (ALBERTO *et al.*, 2022). O diagrama unifilar deste subsistema é mostrado na Figura 17. O Quadro 2 faz a relação com o diagrama unifilar com o nome dos barramento do sistema.

Figura 17 – Proposta de modelo de rede simétrica trifásica para estudos harmônicos



Fonte: Adaptado de (ALBERTO *et al.*, 2022)

Quadro 2 – Nome dos barramentos em relação ao diagrama unifilar

| Barramento | Nome do Barramento |
|------------|--------------------|
| A          | Conde              |
| B          | Castanhal          |
| C          | Utinga             |
| D          | Guama              |
| E          | Santa Maria        |

A Tabela 9 apresenta os parâmetros nominais de impedância das linhas de transmissão que conectam os barramentos do sistema de 60 Hz representado na Figura 17. São apresentados os valores dos parâmetros de sequência positiva para a resistência série, reatância série e reatância shunt ( $R_1$ ,  $X_1$ ,  $S_1$ ). Os valores correspondentes de sequência zero também são fornecidos ( $R_0$ ,  $X_0$ ,  $S_0$ , respectivamente). Linhas paralelas são assumidas com os mesmos valores de impedância.

As cargas nominais são representadas diretamente na Figura 17 para cada barramento do sistema em MVA. Para as simulações computacionais, considera-se um fator de potência igual a 0,95 indutivo para cada carga.

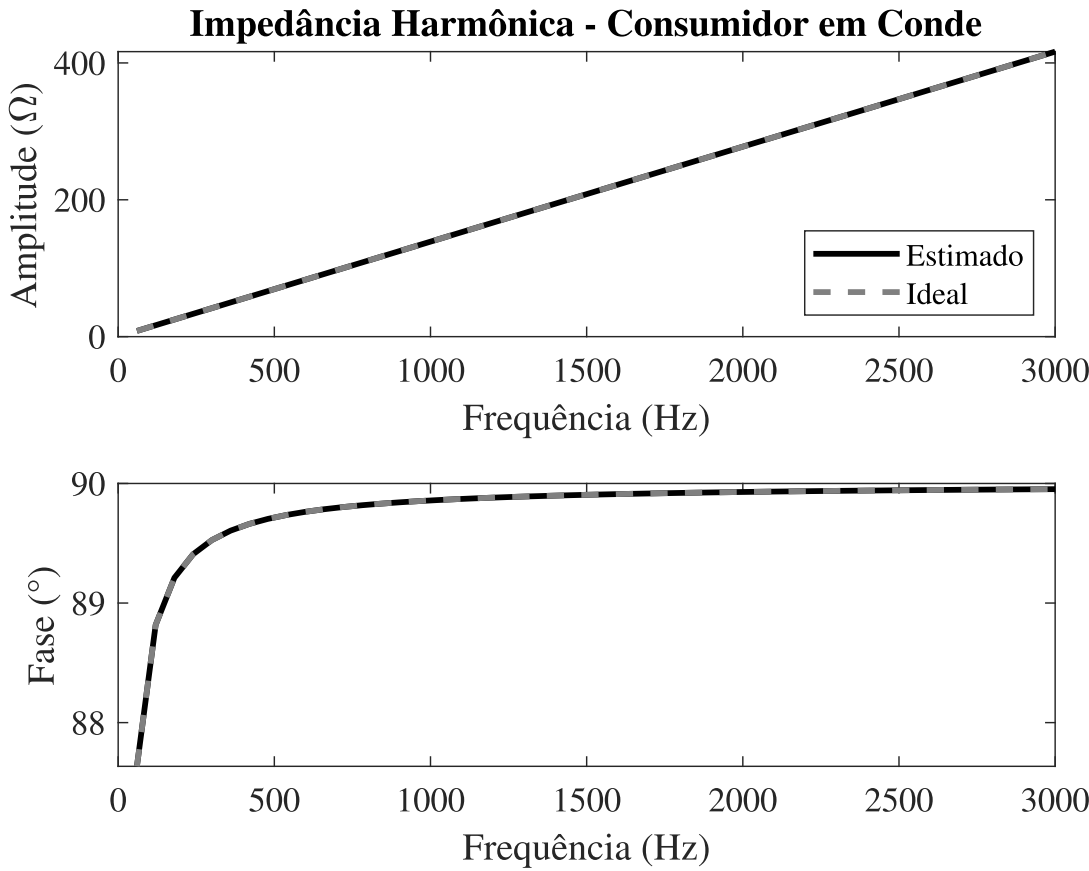
Tabela 9 – Dados dos parâmetros das linhas de transmissão

| Parâmetros       | Linhas |        |       |        |          |
|------------------|--------|--------|-------|--------|----------|
|                  | A-C    | C-D    | D-B   | B-E    | A-B      |
| R1 ( $\Omega$ )  | 1,27   | 0,475  | 6,76  | 0,9651 | 5,668    |
| R0 ( $\Omega$ )  | 9,84   | 3,81   | 28,8  | 0,1903 | 56,225   |
| X1 ( $\Omega$ )  | 8,81   | 3,41   | 34,38 | 5,875  | 58,356   |
| X0 ( $\Omega$ )  | 37,98  | 14,735 | 89,34 | 0,5579 | 1,5654   |
| S1 (M $\Omega$ ) | 0,01   | 0,01   | 0,01  | 0,01   | 25,59297 |
| S0 (M $\Omega$ ) | 0,01   | 0,01   | 0,01  | 0,01   | 48,0974  |

Capacitores fixos estão conectados ao sistema, sendo representados diretamente na Figura 17, assim como suas correspondentes potências reativas.

O primeiro passo foi estimar a impedância harmônica via ICA do consumidor e da concessionária vista dos barramentos de Conde (A) e Santa Maria (B), onde estão localizadas as fontes harmônicas no sistema. Os gráficos 14-17 mostram o resultado da estimação da impedância comparados com os valores ideais esperados.

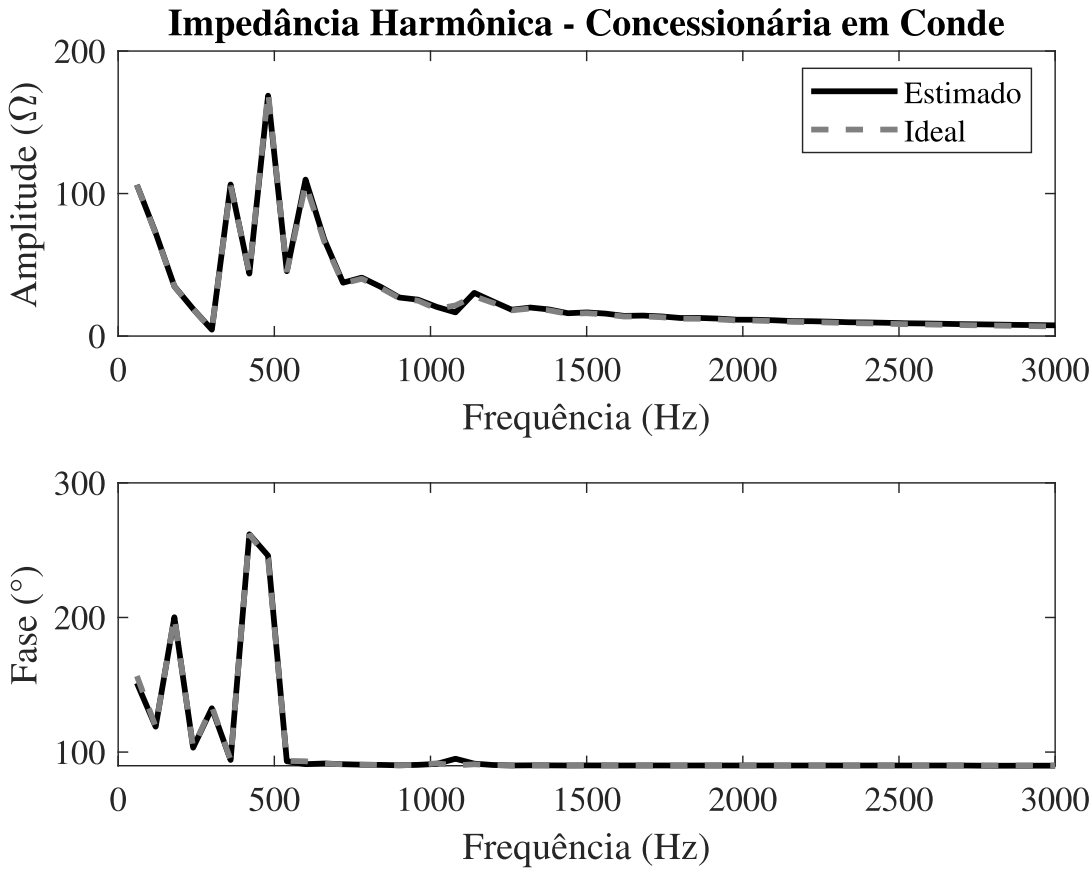
Gráfico 14 – Impedância Harmônica vista do lado do consumidor de Conde



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

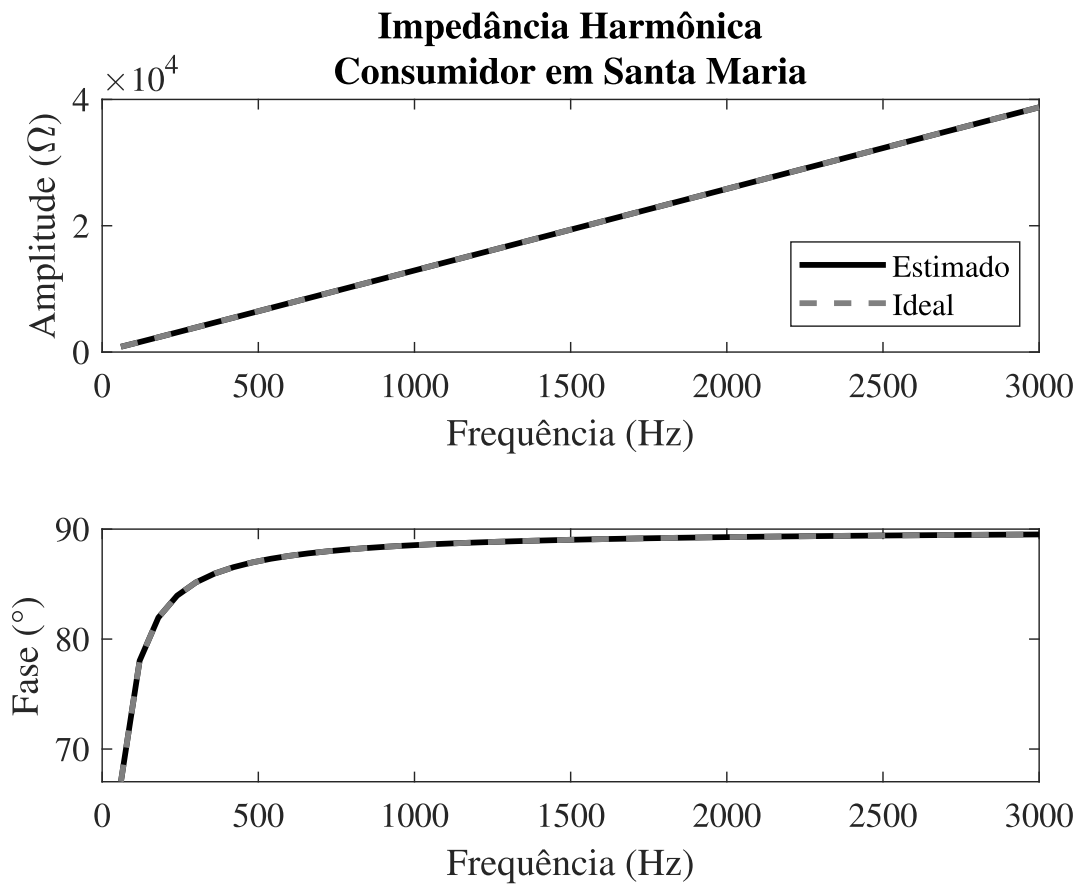


Gráfico 15 – Impedância Harmônica vista do lado do concessionária de Conde



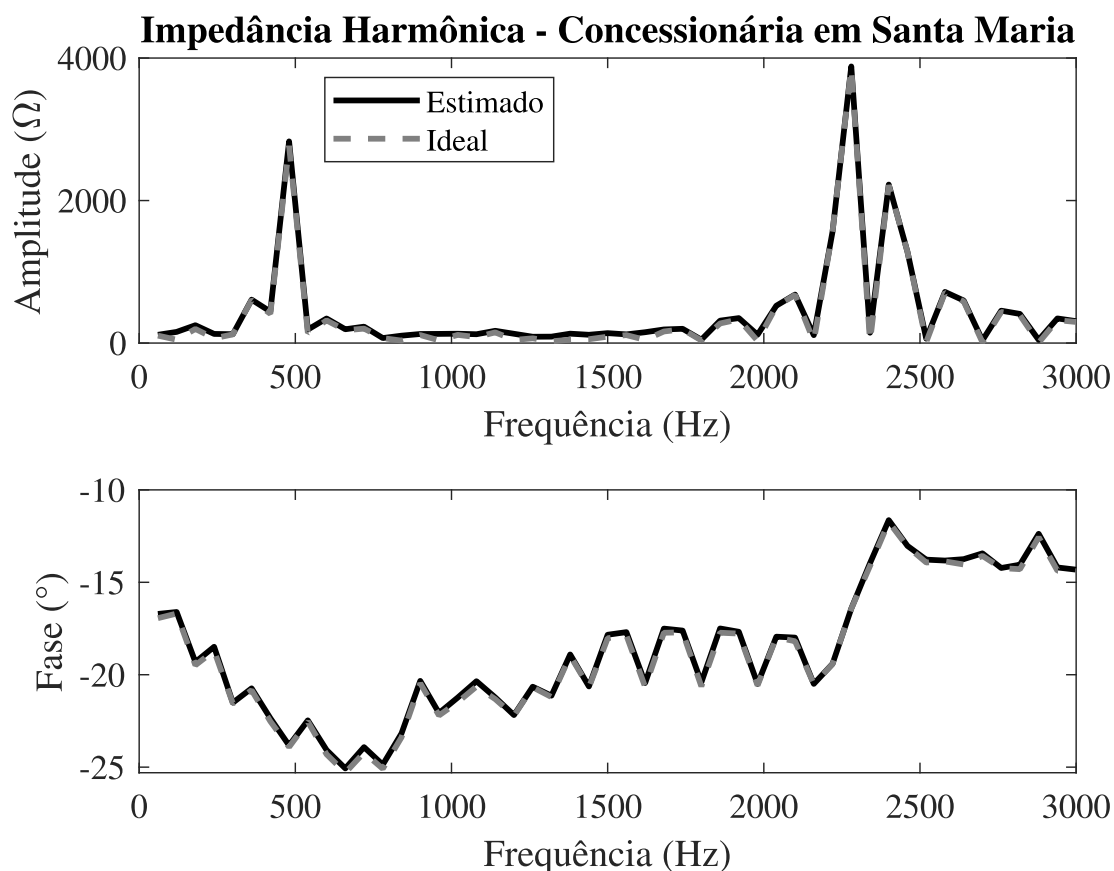
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 16 – Impedância Harmônica vista do lado do consumidor de Santa Maria



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

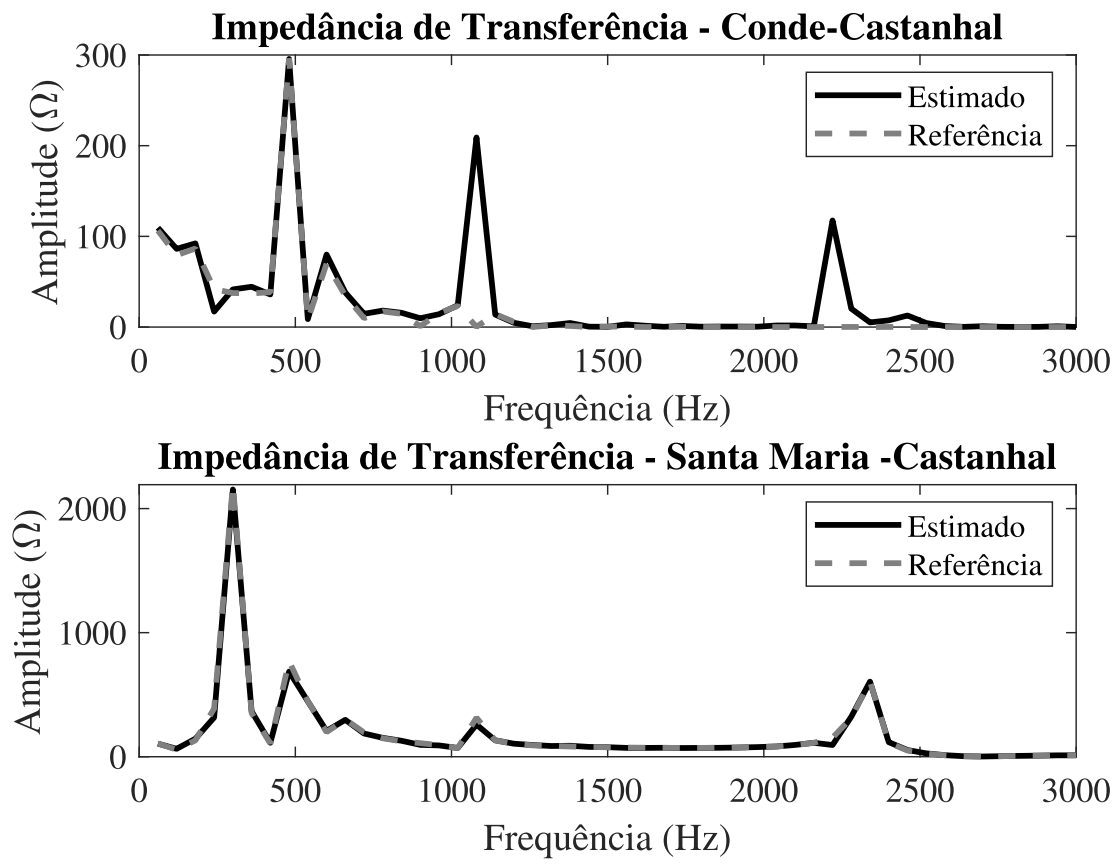
Gráfico 17 – Impedância Harmônica vista do lado do concessionária de Santa Maria



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

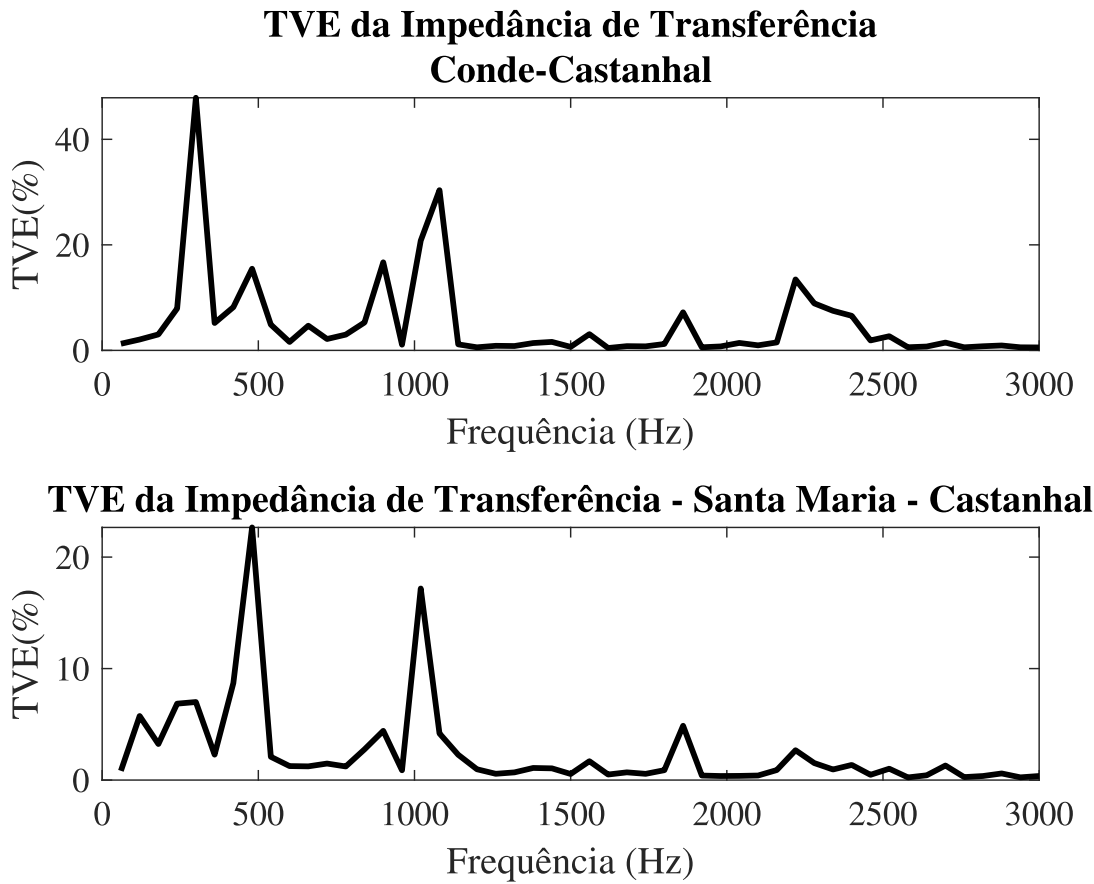
Com os valores de geração das fontes estimados por ICA, foi realizada uma análise de impedância de transferência no barramento de Castanhal (B). O primeiro teste foi conduzido sem utilizar as métricas de condicionamento propostas no Capítulo 3. Os resultados das impedâncias de transferência em Castanhal, sem condicionamento, são apresentados nos Gráficos 18 e 19. Neste caso, foram utilizadas duas linhas aleatórias do conjunto de dados de corrente para estimar a impedância de transferência.

Gráfico 18 – Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal sem condicionamento



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

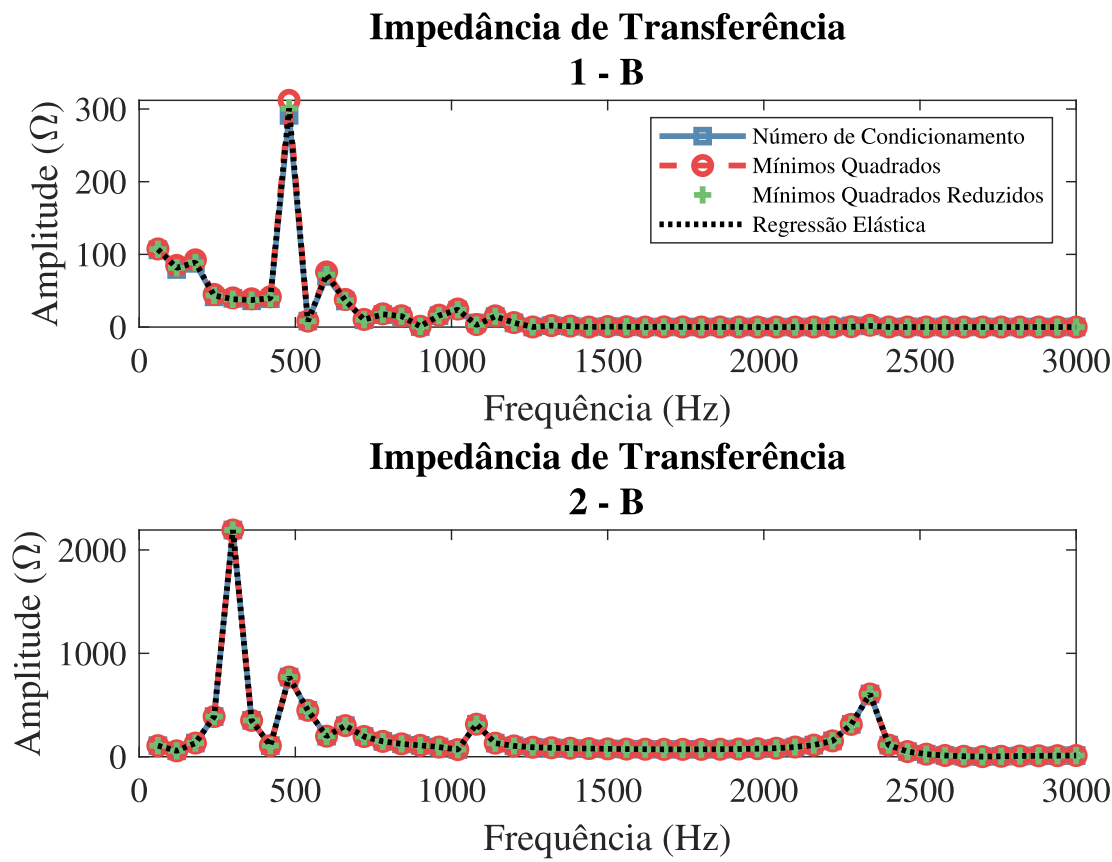
Gráfico 19 – TVE da Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal sem condicionamento



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

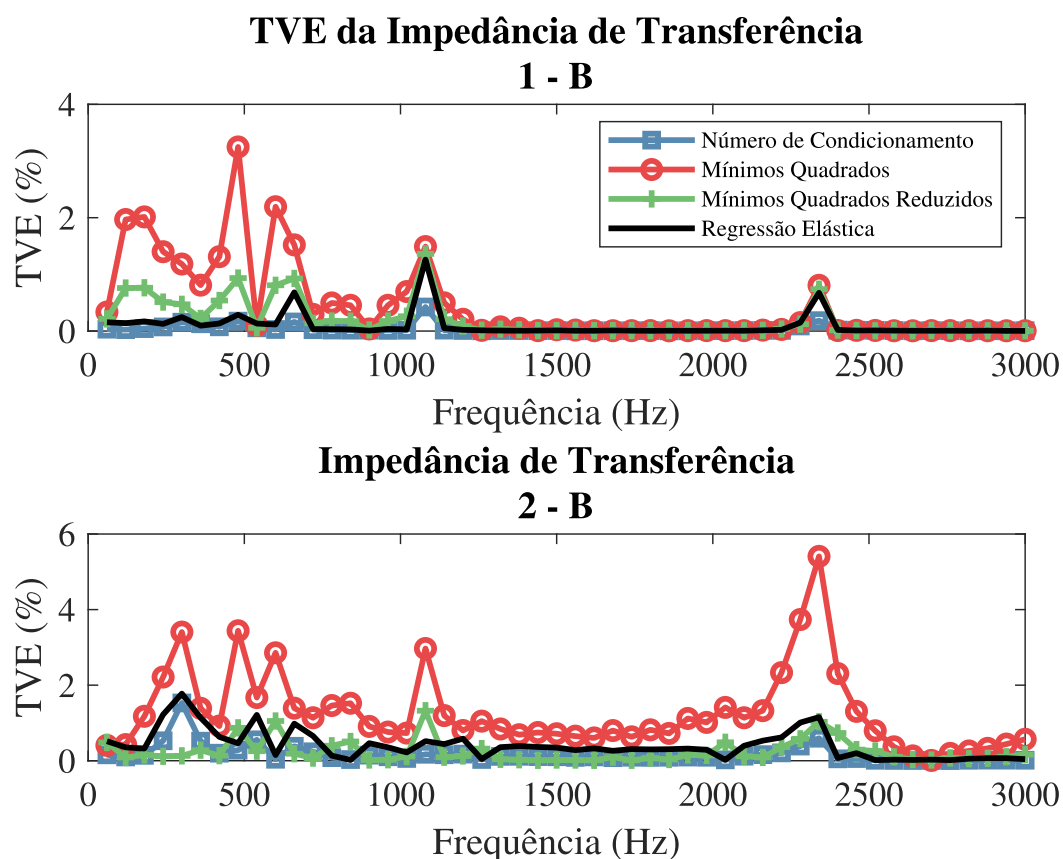
A partir dos dados avaliados nos Gráficos 18 e 19, observa-se um TVE muito alto em algumas componentes harmônicas, com valores de erro superiores a 40%. Para melhorar a estimação, serão utilizadas as métricas apresentadas no Capítulo 3, cuja metodologia visa encontrar uma matriz que contenha dados de corrente linearmente independentes. Os resultados da estimação de impedância de transferência harmônica e do TVE são apresentados nos Gráficos 20 e 21.

Gráfico 20 – Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 21 – TVE da Impedância Harmônica de Transferência para Castanhal



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Note que o erro máximo foi próximo de 6% para o método de Mínimos Quadrados e inferior a 1% para o método do Número de Condicionamento, que novamente foi a técnica com melhor desempenho. A impedância harmônica de transferência 1-B apresenta ressonância em torno do 7º harmônico, e a impedância harmônica de transferência 2-B apresenta ressonância em torno do 5º harmônico. Isso significa que, se o Barramento 2 gerar uma corrente harmônica de 5º harmônico, a distorção harmônica de tensão no Barramento B será amplificada por essa ressonância. O mesmo pode ser dito para a corrente do 7º harmônico gerada no Barramento 1.

Comparando os resultados dos gráficos, observa-se que as técnicas propostas conseguiram reduzir significativamente os erros em relação aos resultados sem condicionamento, além de assegurar a independência linear da matriz utilizada. A primeira técnica analisada foi a do Número de Condicionamento, que apresentou os melhores resultados de estimativa, mas possui a desvantagem de um alto custo computacional, devido às operações de inversão de matriz. Como alternativa, o Método dos Mínimos Quadrados foi explorado, oferecendo menor custo computacional e melhorando os resultados em comparação aos obtidos sem condicionamento, sem a necessidade de garantir a independência linear das linhas da matriz

de corrente. Embora o Método dos Mínimos Quadrados tenha apresentado um TVE ligeiramente superior em relação à técnica do Número de Condicionamento, ele se destaca pela menor complexidade computacional. Além disso, ao aplicar o Método dos Mínimos Quadrados Reduzido, foi possível diminuir a redundância de dados na matriz de corrente, aprimorando ainda mais os resultados. Ao comparar os resultados das metodologias propostas com a metodologia de Regressão Elástica, observa-se que os valores de TVE foram bastante próximos. Isso demonstra que as técnicas propostas são alternativas eficazes, proporcionando uma estimativa precisa ao problema de identificação de responsabilidade múltiplas fontes harmônicas.

#### 4.4 Validação da Técnica via Dados Coletados em Campo do Sistema Conde-Santa Maria

PMUs comerciais comumente instaladas em sistemas de transmissão conseguem estimar com precisão o fasor fundamental. No entanto, a estimação de fasores harmônicos sincronizados, ou PMUs Harmônicas (HPMUs), investigada desde o final do século XX (FARDANESH *et al.*, 1998; ZELINGHER *et al.*, 2006; CARVALHO *et al.*, 2014), continua sendo um tópico desafiador (ALEIXO *et al.*, 2022; GRANADOS-LIEBERMAN *et al.*, 2021). Atualmente, HPMUs são incomuns em sistemas elétricos reais. Os principais desafios para se alcançar uma HPMU precisa e de baixo custo incluem: baixas energias harmônicas na presença de ruído, dificultando a estimação de fase; pequenas variações na frequência nominal que afetam significativamente a estimação de fase dos termos de alta ordem; e o comportamento dinâmico dos fasores harmônicos, que exige algoritmos digitais mais sofisticados e computacionalmente complexos. Esses desafios têm despertado considerável interesse entre os pesquisadores (CARTA; LOCCI; MUSCAS, 2009; CHAKIR; KAMWA; HUY, 2014; SUN *et al.*, 2020).

Os pontos A e B do sistema elétrico real apresentado na Figura 17 foram monitorados usando um sistema de monitoramento de Qualidade de Energia sincronizado, descrito em (ALBERTO *et al.*, 2022). Além de estimar parâmetros de Qualidade de Energia, o sistema desenvolvido possui uma função de oscilografia que pode ser acionada por diversas perturbações de Qualidade de Energia (ex.: THD, afundamento, transitório, etc.). Quando um evento é detectado, a oscilografia armazena 100 ciclos dos sinais de tensão e corrente, que são amostrados de forma síncrona usando GPS. A taxa de amostragem do sistema de monitoramento é de 256 amostras por ciclo. Alguns eventos afetam simultaneamente os barramentos A e B, então, há oscilografias sincronizadas disponíveis. A partir da forma de onda adquirida, os fasores harmônicos sincronizados são estimados e, conseqüentemente, a Impedância Harmônica de Transferência.

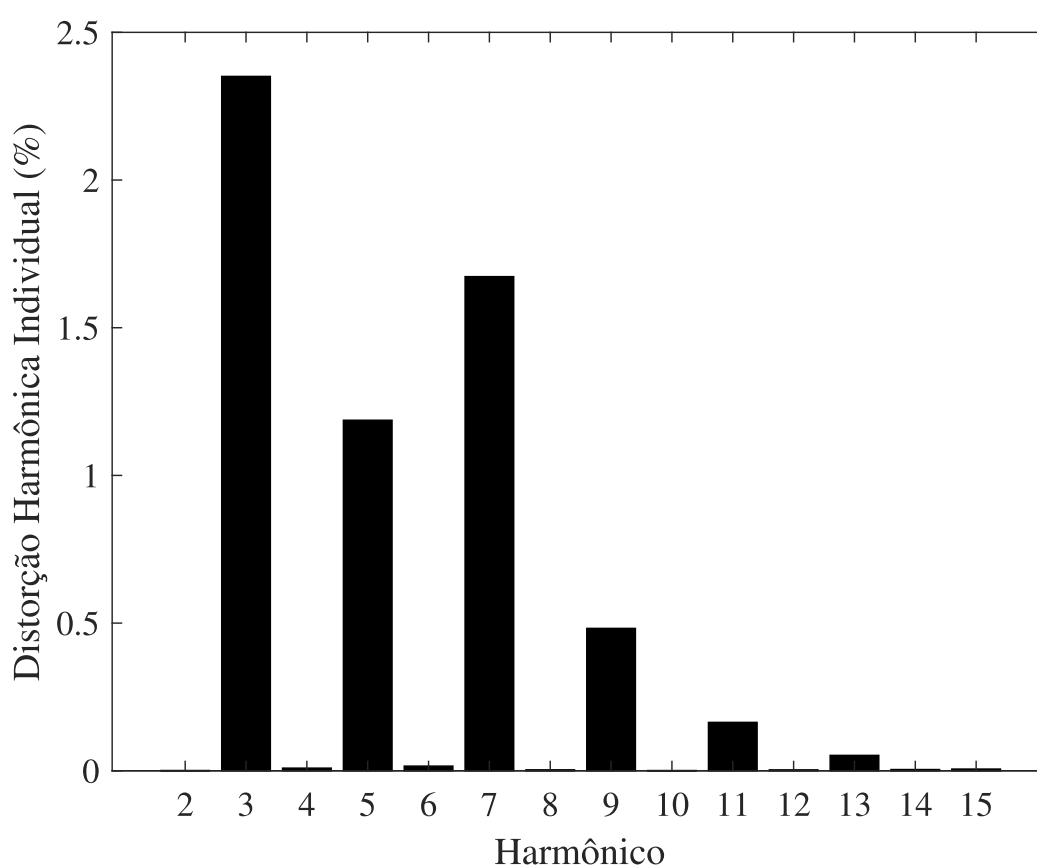
O intervalo de tempo para esta análise abrange de 8 de abril de 2021 a 18 de abril de 2021. Durante esse período, foram identificados 36 eventos que afetaram ambos os barramentos. Para cada evento, pouco menos de 100 fasores harmônicos foram obtidos



offline após o descarte da parte transitória do sinal.

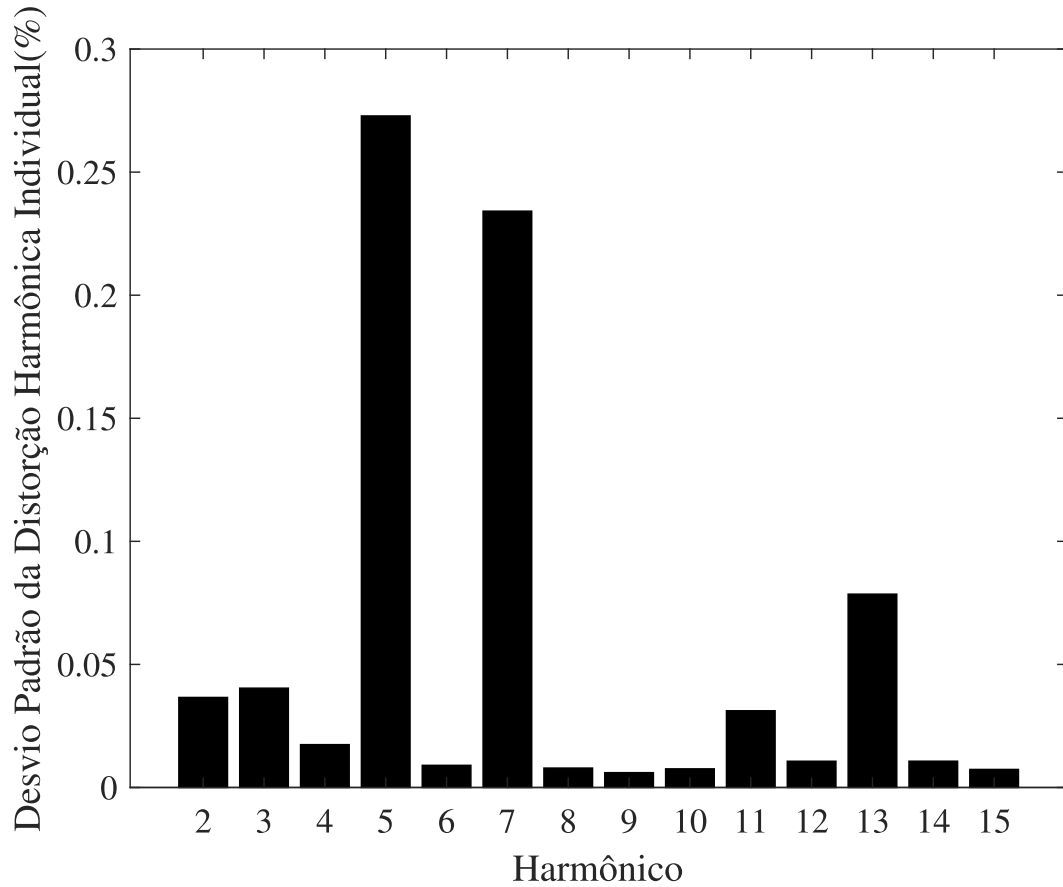
A média dos harmônicos individuais de tensão monitorados no barramento B, durante este período, é mostrada na Figura 22 para fins ilustrativos. Nota-se nesta figura a predominância dos harmônicos de ordem 3, 5 e 7. O alto valor de distorção harmônica total no barramento A (cerca de 3,29%) pode ser explicado pela proximidade de indústrias de processamento de alumínio na região. Apenas fasores harmônicos com energia acima de 0,5% foram utilizados para estimar a Impedância Harmônica de Transferência, ou seja, os harmônicos de ordem 3, 5, 7 e 9, além do fasor fundamental.

Gráfico 22 – Distorção harmônica individual média no barramento de Castanhal



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 23 – Desvio padrão Distorção harmônica individual no barramento de Castanhal

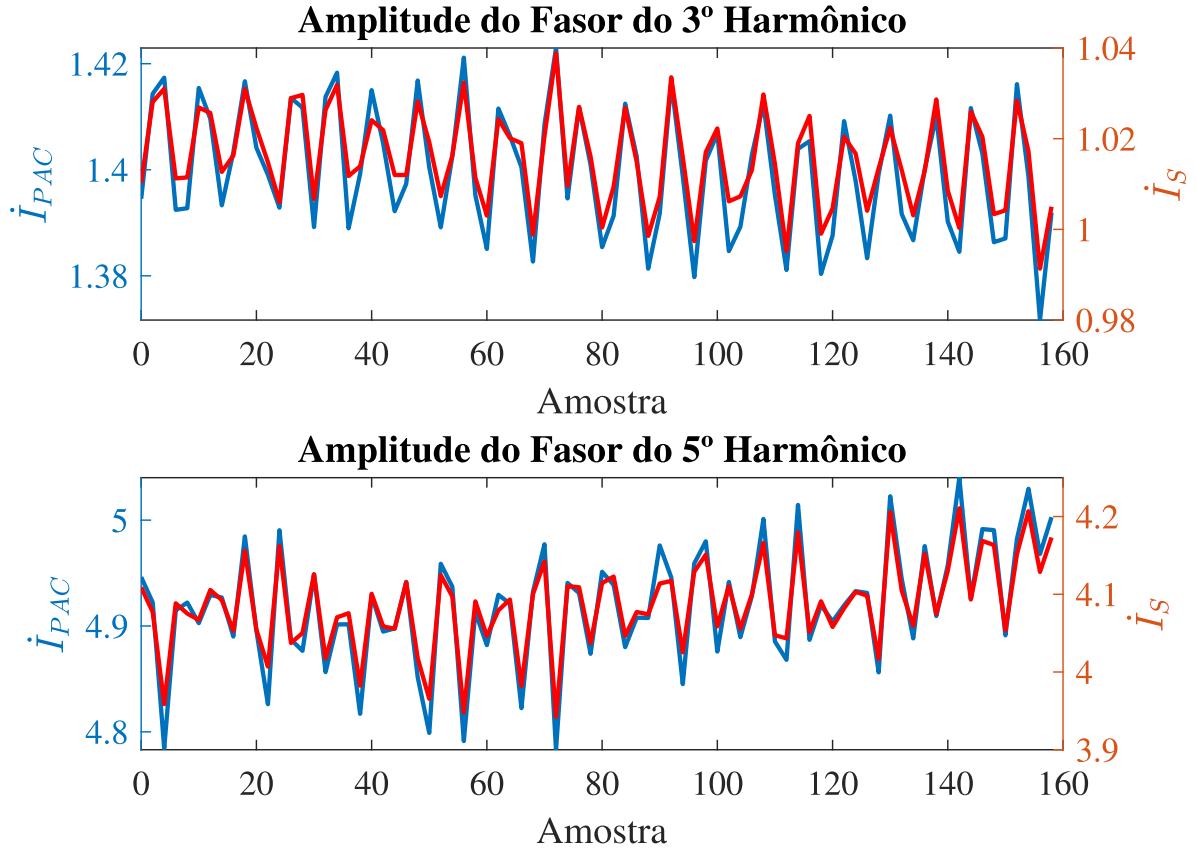


Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

O fasor de corrente medido no PAC ( $\dot{I}_{PAC}$ ) e a corrente da fonte ( $\dot{I}_S$ ), estimada pelo ICA, são mostrados na Figura 13, onde é possível notar que suas formas são ligeiramente diferentes, assim como seus valores médios.

A técnica de ICA de ponto único foi aplicada para determinar o equivalente de Norton para cada um dos 36 conjuntos de fasores, nos Barramentos A e B. Lembrando que cada conjunto possui cerca de 100 fasores harmônicos. A partir de cada conjunto de fasores, o método estima as impedâncias equivalentes de Norton, assim como os fasores harmônicos primários dos lados da concessionária e do cliente. Os fasores harmônicos primários estimados possuem tantas amostras quanto o número de amostras de medição utilizadas para estimar as impedâncias de Norton, portanto, há a necessidade de aplicar alguma técnica para selecioná-los e construir a matriz  $\mathbf{I}_{ss}$ , na Equação 3.5. Cada conjunto de fasores harmônicos estimados pelo ICA dá origem a um Impedância Harmônica de Transferência, portanto, 36 matrizes de Impedância Harmônica de Transferência são geradas para cada ordem harmônica.

Gráfico 24 –  $\dot{I}_{PAC}$  e  $\dot{I}_S$  para os harmônicos de 3ª e 5ª ordens, medidos no ponto A.



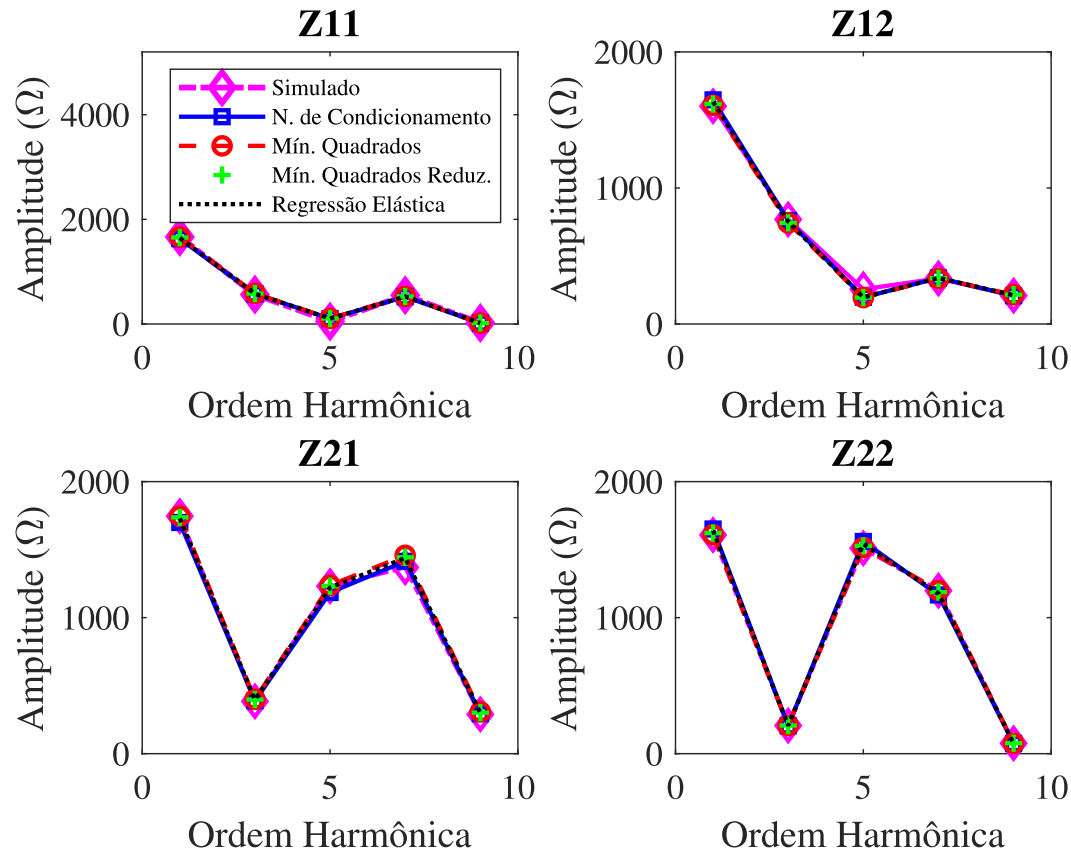
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

O gráfico 25 mostra o valor médio das amplitudes das impedâncias de transferência para cada um dos harmônicos mencionados e para os quatro algoritmos. As Impedâncias Harmônicas de Transferência obtidas pelo Matlab/Simulink, que foram utilizadas para fins de comparação, também foram incluídas neste gráfico.

A impedância  $Z_{AA}$  representa a autoimpedância de transferência do barramento A, ou seja, quanto a corrente harmônica gerada pelo barramento A induz tensão harmônica no próprio barramento. A impedância  $Z_{AB}$  representa a impedância de transferência do barramento A para o barramento B, ou seja, quanto a corrente harmônica gerada pelo barramento A induz tensão harmônica no barramento B. A impedância  $Z_{BA}$  representa a impedância de transferência do barramento B para o barramento A, ou seja, quanto a corrente harmônica gerada pelo barramento B induz tensão harmônica no barramento A. A impedância  $Z_{BB}$  representa a autoimpedância de transferência do barramento B, ou seja, quanto a corrente harmônica gerada pelo barramento B induz tensão harmônica no próprio barramento. Note que os valores médios para os quatro métodos considerados são muito próximos do simulado.

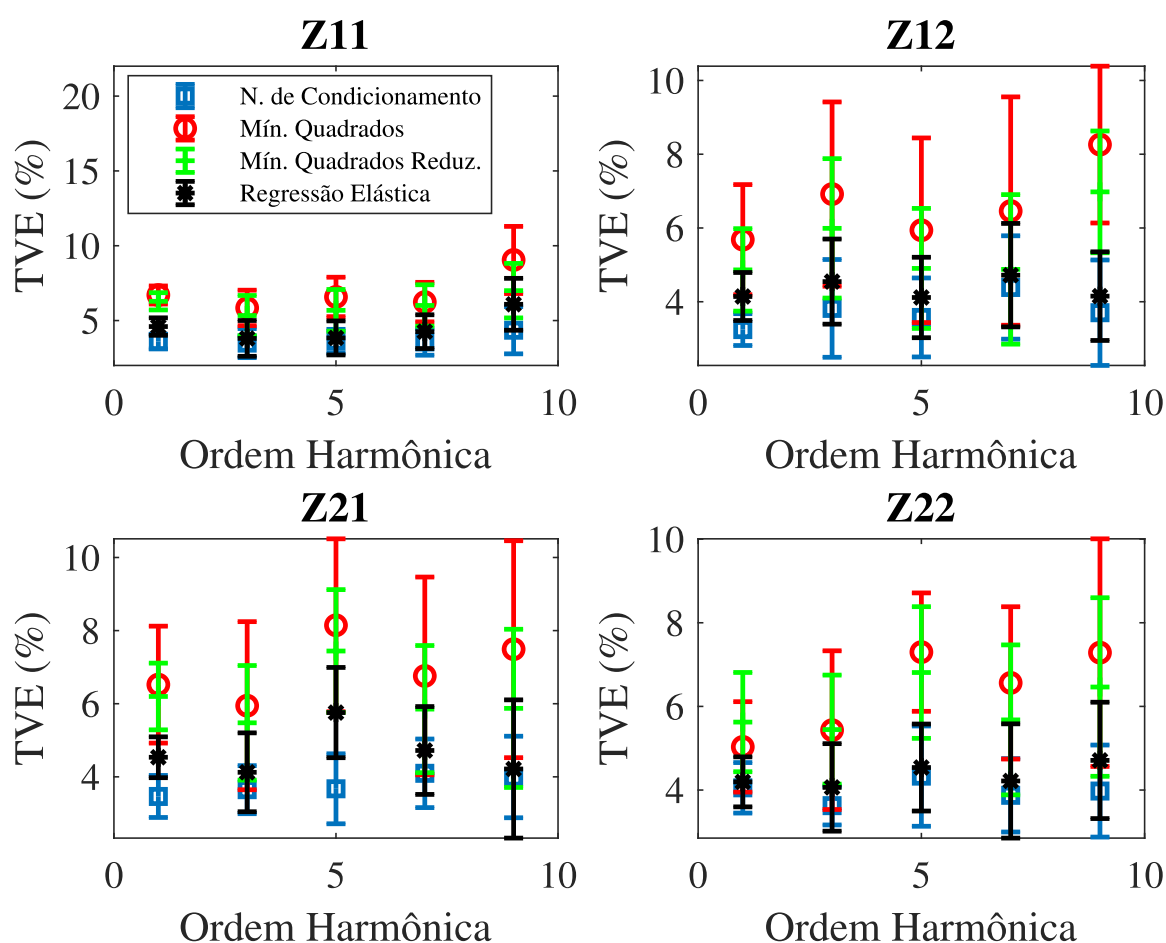
Os gráficos 25 mostram o valor médio das Impedâncias Harmônicas de Transferência para o intervalo de 10 dias. Uma questão que pode surgir é a respeito da variação dos parâmetros do sistema ao longo desses 10 dias. É possível obter alguma percepção sobre essa questão observando o TVE apresentado no Gráfico 26.

Gráfico 25 – Amplitude da impedância de transferência harmônica para o caso usando sinais coletados em campo



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Gráfico 26 – TVE da impedância de transferência harmônica para o caso usando sinais coletados em campo.



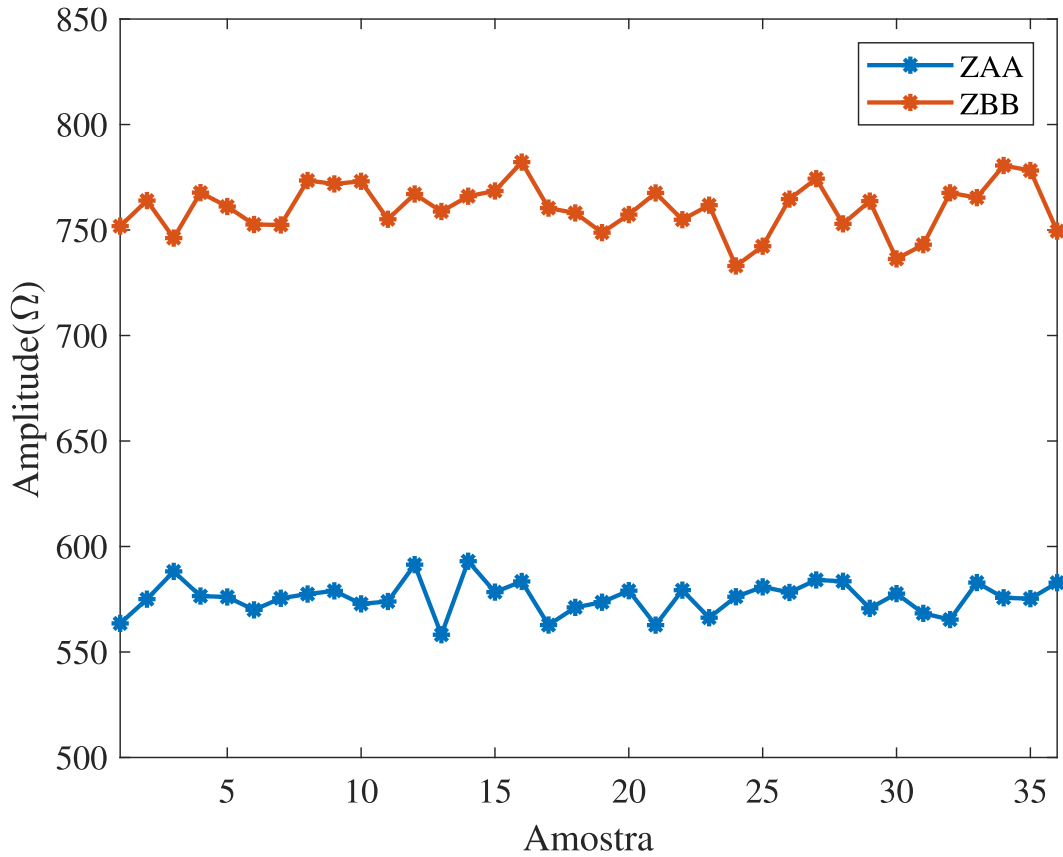
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Os erros de barra apresentados nesses gráficos foram calculados com base nos 36 conjuntos de fasores coletados ao longo de 10 dias. O desvio padrão relativamente pequeno no TVE, especialmente para a metodologia baseada no Número de Condicionamento (inferior a 2%), sugere que a rede elétrica não sofreu mudanças significativas durante o período analisado.

Esse comportamento pode ser atribuído ao fato de que a porção monitorada do sistema corresponde a uma seção terminal curta, menos suscetível a variações significativas. Além disso, os 36 conjuntos de sinais utilizados estão distribuídos ao longo dos 10 dias, resultando em períodos de tempo não considerados na análise.

Para demonstrar a variação temporal das impedâncias harmônicas, a Figura 27 apresenta a impedância de transferência do harmônico de 3ª ordem no barramento A, gerada pelas duas fontes, ao longo do período de medição de 10 dias.

Gráfico 27 – Variação da impedância de transferência ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A Tabela 10 apresenta os resultados médios da distorção harmônica individual obtidos a partir de dados de campo utilizando a métrica do número de condicionamento. As colunas na tabela nomeadas  $IHC_{ij}$ , onde  $i, j \in \{A, B\}$ , representam a porcentagem de distorção harmônica individual no barramento  $i$  que provém do barramento  $j$ . Assim,  $IHC_{AA}$  representa a distorção harmônica de tensão em porcentagem gerada pelo Barramento A em relação à tensão harmônica total no Barramento A,  $IHC_{AB}$  representa a contribuição harmônica em porcentagem gerada pelo Barramento B em relação à tensão harmônica total no Barramento A,  $IHC_{BA}$  representa a contribuição harmônica em porcentagem gerada pelo Barramento A em relação à tensão harmônica total no Barramento B, e  $IHC_{BB}$  representa a contribuição harmônica em porcentagem gerada pelo Barramento B em relação à tensão harmônica total no Barramento B.

Analisando os resultados da Tabela 10, pode-se observar que a geração de harmônicos no sistema ocorre predominantemente no ponto B, principalmente porque o ponto B está mais próximo das cargas não lineares conectadas ao sistema. Por outro lado, a geração de tensão na frequência fundamental se origina predominantemente no ponto A, uma vez que a seção mostrada é uma seção terminal do sistema.

Tabela 10 – Contribuição harmônica individual média para os resultados dos dados coletados em campo.

|                        | IHCAA (%) | IHCAB (%) | IHCBA (%) | IHCBB (%) |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1 <sup>a</sup> (60Hz)  | 101,01    | -1,01     | 100,98    | -0,98     |
| 3 <sup>a</sup> (180Hz) | 10,78     | 89,22     | 14,64     | 85,36     |
| 5 <sup>a</sup> (300Hz) | 9,92      | 90,08     | 14,83     | 85,17     |
| 7 <sup>a</sup> (420Hz) | 17,09     | 82,91     | 25,24     | 74,76     |
| 9 <sup>a</sup> (540Hz) | -0,41     | 100,41    | 15,25     | 84,75     |

Os resultados apresentados na Tabela 10 também permitem a avaliação das contribuições harmônicas entre os barramentos de carga utilizando o método proposto. Por exemplo, esses resultados podem ser interpretados da seguinte forma:

- Para a frequência fundamental (60Hz), vamos primeiramente analisar os resultados associados ao barramento A. Nesse caso, aproximadamente 100% da potência provém desse ponto ( $IHC_{AA} = 100\%$ ), pois toda a rede demanda potência da fonte principal no barramento A. Isso é indicado pelo valor negativo de  $IHC_{AB}$ , o que significa que o barramento B atua como um dos consumidores da potência gerada no barramento A. Agora, considerando os resultados do barramento B: enquanto  $IHC_{BB}$  é negativo, já que é um barramento de carga, o valor de  $IHC_{BA}$  é aproximadamente 100%, indicando que a potência vem do barramento A e é consumida no barramento B;
- Para a terceira ordem harmônica (180Hz), por exemplo, analisemos primeiramente os resultados do barramento A: 89,22% da distorção harmônica é atribuída à carga conectada no barramento A, enquanto 10,78% representam a contribuição harmônica do barramento B para o barramento A. Por outro lado, se o barramento B estiver sob análise, nota-se que 85,36% da distorção é atribuída à carga conectada no barramento B, enquanto os 14,64% restantes correspondem à contribuição do barramento A;
- Uma situação diferente é observada para a nona ordem harmônica (540Hz). Para o barramento A, aproximadamente 100% da distorção é atribuída ao próprio barramento A, enquanto os outros barramentos da rede absorvem as correntes geradas no barramento A. Em contraste, para o barramento B, 84,75% representam a contribuição da carga conectada no próprio barramento B, enquanto o valor percentual restante (15,25%) indica a contribuição do barramento A na distorção harmônica no barramento B.

## 5 CONCLUSÃO

### 5.1 CONCLUSÃO

A utilização de geradores distribuídos de fontes renováveis é uma alternativa viável para suprir a crescente demanda de energia elétrica. No entanto, a geração distribuída pode resultar em diversos problemas de qualidade de energia elétrica (QEE), sendo a geração de componentes harmônicos o principal deles.

Nesse contexto, este trabalho apresentou um método dinâmico para identificar a distorção harmônica em um determinado ponto do sistema quando há múltiplas fontes de harmônicos. O método requer a sincronização das correntes e tensões tanto no ponto de interesse quanto nos pontos de conexão das fontes harmônicas à rede. Inicialmente, o método convencional do ICA é utilizado para estimar o equivalente de Norton visto da fonte para cada harmônico de interesse. O equivalente de Norton é estimado em diversos instantes no tempo para determinar a matriz de transferência de impedância.

A análise da contribuição harmônica pode ser realizada por meio de técnicas de ponto único ou multiponto, conforme apresentado na literatura. Os métodos de ponto único dividem-se em qualitativos e quantitativos. O método qualitativo mais amplamente utilizado baseia-se no fluxo de potência harmônico. No entanto, como discutido no Capítulo 2, esse método não permite dividir claramente as responsabilidades entre os agentes, limitando-se a identificar apenas o lado do gerador principal. Além disso, diversos estudos apontam problemas na aplicação desse método.

Por outro lado, os métodos quantitativos possibilitam a divisão da responsabilidade na geração de harmônicos por meio de modelos baseados nos teoremas de Norton, Thevenin e superposição. Para aplicar esses métodos, é necessário estimar a impedância harmônica do sistema. Para essa estimativa, existem métodos invasivos e não invasivos.

Os métodos invasivos introduzem distúrbios no sistema elétrico para estimar a impedância harmônica no ponto de interesse, o que pode comprometer a qualidade da energia elétrica (QEE) do sistema. Em contraste, os métodos não invasivos permitem obter informações sobre as características harmônicas de um sistema elétrico sem perturbar seu funcionamento normal. Esses métodos utilizam técnicas de medição e processamento de dados existentes no sistema para coletar e analisar informações sobre grandezas elétricas, como tensão e corrente, a fim de extrair dados sobre as componentes harmônicas presentes.

Embora os métodos não invasivos para a estimação de impedância harmônica ofereçam vantagens, como a preservação da qualidade da energia elétrica e a ausência de perturbações indesejadas no sistema, também apresentam desvantagens, como menor precisão, maior sensibilidade a ruídos e interferências, e imprecisão na estimativa da impedância para determinadas faixas de frequência, especialmente se a corrente e a tensão



apresentarem conteúdo espectral nulo nessa região.

O problema multiponto vem surgindo recentemente na literatura, devido principalmente às situações em que há cada vez mais cargas contendo fontes harmônicas conectadas ao sistema. O problema multiponto visa determinar especificamente qual carga causa um determinado problema harmônico em um ponto do sistema. Essas informações são úteis para identificar cargas harmônicas, quantificar sua responsabilidade pela mitigação de harmônicos e solucionar o problema quando Consumidores e Concessionária de múltiplos harmônicos estão envolvidos. É importante salientar que a busca por métodos mais precisos e eficientes na análise de contribuição harmônica continua sendo um desafio constante, visando aprimorar a qualidade e o desempenho dos sistemas elétricos.

Na seção de metodologia, após apresentar a metodologia básica proposta para estimar a contribuição e transferência harmônica das fontes do sistema em um determinado ponto, foram realizadas duas observações importantes. A primeira observação destaca a necessidade de determinar as fontes do sistema, para o qual é proposto o uso da estimação da impedância harmônica por meio do ICA. A segunda observação enfatiza a importância da matriz  $\mathbf{I}_s$  das correntes harmônicas das fontes ser inversível, ou seja, suas linhas devem ser linearmente independentes. Para abordar essa questão, são apresentadas três diferentes aplicações alternativas. A primeira aplicação é baseada no critério de confiabilidade das possíveis matrizes. A segunda aplicação utiliza a técnica de mínimos quadrados, que emprega todos os dados observados de corrente e tensão. Por fim, a terceira aplicação emprega a técnica de mínimos quadrados reduzido, que utiliza uma função de singularidade para reduzir o número de dados utilizados.

Na seção de Resultados, o primeiro aspecto discutido aborda a variação das fontes harmônicas simuladas matematicamente. Em seguida, utilizando um sistema de teste Benchmark para análise de harmônicos, foram estimadas as impedâncias harmônicas de transferência para dois diferentes casos de configuração do sistema, considerando um TVE máximo de 1%. Os resultados iniciais obtidos no sistema Benchmark foram de extrema importância, pois validaram de maneira sólida a metodologia básica proposta neste trabalho. Esses resultados forneceram uma base sólida para as próximas etapas de desenvolvimento e demonstraram a viabilidade e eficácia da abordagem proposta.

Outro resultado de simulação apresentado neste trabalho foi o sistema Conde-Santa Maria. Neste sistema, foram utilizadas as três metodologias propostas para o condicionamento da matriz de correntes. Analisando os resultados de estimação de impedância de transferência das fontes, foi possível concluir que as metodologias propostas para analisar a matriz de correntes proporcionam melhores resultados com um TVE de estimação significativamente menor em comparação com o método sem condicionamento, aproximadamente 10 vezes menor. Comparando as três metodologias, a que obteve os melhores resultados foi a baseada no número de condicionamento, seguida pelo método

dos mínimos quadrados e, por fim, pelo método dos mínimos quadrados reduzido. Outra vantagem da aplicação dessas metodologias é a redução na possibilidade de que a matriz utilizada seja linearmente dependente. No caso da abordagem baseada no número de condicionamento, se todas as linhas forem linearmente dependentes, o valor de  $\kappa(\mathbf{A})$  será muito alto. Para que as técnicas baseadas no método dos mínimos quadrados não forneçam uma solução, a matriz de correntes resultante deve ter um número de linhas menor do que o número de fontes. Todos os resultados foram comparados com o Método de Regressão Elástica apresentado na literatura, com resultados próximos das metodologias propostas. Os melhores resultados foram obtidos utilizando a abordagem do número de condicionamento, embora com um custo maior de esforço computacional.

Por fim, os sinais coletados em campo do sistema Conde-Santa Maria foram aplicados à técnica proposta. Como a técnica é não invasiva, inicialmente foi analisada a distorção harmônica individual de cada componente em frequência. Verificou-se uma maior distorção nas componentes harmônicas ímpares. Foram utilizados os sinais de tensão e corrente do sistema para as componentes de maior energia: a fundamental, 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup> e 9<sup>a</sup> harmônicas. Os resultados de estimação utilizando as metodologias de condicionamento aproximaram-se dos resultados esperados, validando de forma convincente a eficácia e confiabilidade da técnica proposta e mostrando-se promissora para aplicações futuras.

As principais vantagens do método proposto são as seguintes: (i) ele não depende de modelos harmônicos do sistema de potência para estimar com precisão a impedância harmônica de transferência e, conseqüentemente, a contribuição harmônica individual; (ii) esses parâmetros são estimados dinamicamente usando fasores sincronizados; (iii) se uma fonte harmônica não estiver monitorada, sua contribuição harmônica é incorporada à contribuição do harmônico de fundo; e (iv) uma metodologia de mineração de dados é utilizada para obter um sistema bem condicionado, melhorando assim a precisão da estimativa.

## 5.2 Propostas de continuação

- Realizar análise qualitativa para avaliar a relação entre a energia do harmônico e o erro na estimação da impedância.
- Realizar análise qualitativa para avaliar a modelagem da variação rápida associada aos harmônicos, ou seja, a acurácia das estimações das impedâncias frente a funções de densidade de probabilidades diferentes modelando as variações rápidas.
- Verificar diferentes algoritmos de separação cega de fontes para comparar com o fast-ICA, tais como FastICA otimizado por kurtosis e por negentropy e o algoritmo JADE.

- Testar outras metodologias para verificar condicionamento da matriz de corrente, como por exemplo, MQP e Levenberg Marquadt.
- Análise e identificação de ressonâncias no sistema a partir da estimação da impedância de transferência.
- Comparação entre metodologias não invasivas para a estimação de impedância harmônica: análise de desempenho e precisão.

## REFERÊNCIAS

- ALBERTO, M. *et al.* Newly implemented real-time pq monitoring for transmission 4.0 substations. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 204, p. 107709, 2022.
- ALEIXO, R. R. *et al.* Real-time b-spline interpolation for harmonic phasor estimation in power systems. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, 2022.
- ALVES, D. K. *et al.* Wavelet-based monitor for grid impedance estimation of three-phase networks. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 68, n. 3, p. 2564–2574, 2021.
- AZOUAOU, R.; RABAHALLAH, S.; LEULMI, S. Study of the direction of the harmonic injections in the electrical power systems. In: IEEE. **39th International Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004**. [S.l.], 2004. v. 3, p. 944–947.
- BAGHZOUZ, Y. *et al.* Time-varying harmonics. ii. harmonic summation and propagation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 17, n. 1, p. 279–285, 2002.
- BORKOWSKI, D. A new method for noninvasive measurement of grid harmonic impedance with data selection. **International transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 25, n. 12, p. 3772–3791, 2015.
- BORKOWSKI, D.; WETULA, A.; BIENÍ, A. New method for noninvasive measurement of utility harmonic impedance. In: IEEE. **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2012. p. 1–8.
- BURCH, R. *et al.* 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.
- CABRAL, T. W. Mestrado em engenharia elétrica. 2019.
- 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.
- CARVALHO, J. R. de *et al.* A novel dft-based method for spectral analysis under time-varying frequency conditions. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 108, p. 74–81, 2014.
- CHAKIR, M.; KAMWA, I.; HUY, H. L. Extended c37. 118.1 pmu algorithms for joint tracking of fundamental and harmonic phasors in stressed power systems and microgrids. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1465–1480, 2014.
- CHANG, G. *et al.* Modeling devices with nonlinear voltage-current characteristics for harmonic studies. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 19, n. 4, p. 1802–1811, 2004.
- CHEN, F. *et al.* Improved utility harmonic impedance measurement based on robust independent component analysis and bootstrap check. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 14, n. 5, p. 910–919, 2020.

CHINEA-RIOS, M.; SANCHIS-TRILLES, G.; CASACUBERTA, F. Vector sentences representation for data selection in statistical machine translation. **Computer Speech & Language**, Elsevier, v. 56, p. 1–16, 2019.

COMON, P. Independent component analysis, a new concept? **Signal processing**, Elsevier, v. 36, n. 3, p. 287–314, 1994.

ELBASUONY, G. S. *et al.* A unified index for power quality evaluation in distributed generation systems. **Energy**, Elsevier, v. 149, p. 607–622, 2018.

ELÉTRICA, E.; KAPISCH, E. B. Detecção e compressão de distúrbios elétricos baseadas em plataforma fpga. 2015.

EROĞLU, H. *et al.* Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: A comprehensive review. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 48, p. 101566, 2021.

ESLAMI, A. *et al.* Review of ai applications in harmonic analysis in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 154, p. 111897, 2022.

FARDANESH, B. *et al.* Harmonic monitoring system via synchronized measurements. In: IEEE. **8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No. 98EX227)**. [S.l.], 1998. v. 1, p. 482–488.

FARINIS, G. K.; KANELLOS, F. D. Integrated energy management system for microgrids of building prosumers. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 198, p. 107357, 2021.

FERREIRA, D. d. A. *et al.* Detecção de ilhamento a partir da injeção de pequenos sinais através do inversor presente no gerador distribuído. Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2019.

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. **Acesso em**, v. 97, 2016.

FISCHER, H. **A history of the central limit theorem: from classical to modern probability theory**. [S.l.]: Springer, 2011. v. 4.

FRANCO, N. B. **Cálculo numérico**. [S.l.]: Pearson, 2006.

GRANADOS-LIEBERMAN, D. *et al.* Harmonic pmu and fuzzy logic for online detection of short-circuited turns in transformers. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 190, p. 106862, 2021.

GURSOY, E.; NIEBUR, D. Harmonic load identification using complex independent component analysis. **IEEE Transactions on power delivery**, IEEE, v. 24, n. 1, p. 285–292, 2008.

HOU, L. *et al.* Harmonic impedance calculation and measurement for an islanded microgrid. In: IEEE. **2013 IEEE ECCE Asia Downunder**. [S.l.], 2013. p. 550–554.

HU, H. *et al.* A novel controlled frequency band impedance measurement approach for single-phase railway traction power system. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 67, n. 1, p. 244–253, 2019.

HU, Y. *et al.* Multi-point harmonic contribution determination considering multicollinearity of measurement data. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 213, p. 108750, 2022.

HUANG, X.; NIE, P.; GONG, H. A new assessment method of customer harmonic emission level. In: **2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–5.

HUI, J. *et al.* Utility harmonic impedance measurement based on data selection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 27, n. 4, p. 2193–2202, 2012.

HUI, J. *et al.* Assessing utility harmonic impedance based on the covariance characteristic of random vectors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1778–1786, 2010.

HYVARINEN, A. Fast and robust fixed-point algorithms for independent component analysis. **IEEE transactions on Neural Networks**, IEEE, v. 10, n. 3, p. 626–634, 1999.

HYVÄRINEN, A. *et al.* **Independent component analysis**. [S.l.]: Springer, 2009.

HYVÄRINEN, A.; OJA, E. Independent component analysis: algorithms and applications. **Neural networks**, Elsevier, v. 13, n. 4-5, p. 411–430, 2000.

IEC61000-3-6. **Electromagnetic compatibility (emc)-part 3: Limits-section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in mv and hv power systems**. [S.l.]: Basic EMC publication, 1996.

IEEE Std 519. Ieee standard for harmonic control in electric power systems. **IEEE Std 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014)**, p. 1–31, 2022.

KANÁLIK, M. *et al.* Power system impedance estimation using a fast voltage and current changes measurements. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 1, p. 63, 2020.

KARIMZADEH, F.; ESMAEILI, S.; HOSSEINIAN, S. H. A novel method for noninvasive estimation of utility harmonic impedance based on complex independent component analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 30, n. 4, p. 1843–1852, 2015.

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**, IET, v. 10, n. 2, p. 526–534, 2016.

KURITA, T. Principal component analysis (pca). **Computer Vision: A Reference Guide**, Springer, p. 1–4, 2019.

LANGELLA, R.; TESTA, A.; RIBEIRO, P. Probabilistic modeling of harmonic impedances. In: **Time-Varying Waveform Distortions in Power Systems**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2010.

LI, C.; XU, W. On defining harmonic contributions at the point of common coupling. **IEEE Power Engineering Review**, THE IEEE, INC., v. 22, n. 7, p. 44–45, 2002.

LIMA, M. A. A. **Análise de componentes independentes aplicada em distúrbios de qualidade de energia**. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado. Juiz de Fora, 2009.

LIMA, M. A. A. **Uma nova metodologia para análise da qualidade da energia elétrica sob condições de ocorrência de múltiplos distúrbios**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013.

LIMA, M. A. A. **Uma nova metodologia para análise da qualidade da energia elétrica sob condições de ocorrência de múltiplos distúrbios**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2017.

LIU, Z.; LIU, J.; LIU, Z. Analysis, design, and implementation of impulse-injection-based online grid impedance identification with grid-tied converters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 35, n. 12, p. 12959–12976, 2020.

LIU, Z. *et al.* Study on harmonic impedance estimation and harmonic contribution evaluation index. **IEEE Access**, v. 8, p. 59114–59125, 2020.

MARTINS, C. H. N. Estudo e implementacao de um analisador de harm<sup>^</sup>onicos variantes no tempo. 2015.

MAZIN, H. E.; XU, W.; HUANG, B. Determining the harmonic impacts of multiple harmonic-producing loads. In: IEEE. **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2011. p. 1–9.

MEHIGAN, L. *et al.* A review of the role of distributed generation (dg) in future electricity systems. **Energy**, Elsevier, v. 163, p. 822–836, 2018.

MELO, I. D.; ANTUNES, M. P. Bad data correction in harmonic state estimation for power distribution systems: an approach based on generalised pattern search algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 204, p. 107684, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621006659>>.

MELO, I. D. *et al.* 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.

MISHRA, D. K. *et al.* A review on resilience studies in active distribution systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 135, p. 110201, 2021.

MONTEIRO, H. L. *et al.* Harmonic impedance measurement based on short time current injections. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 148, p. 108–116, 2017.

MONTEIRO, H. L. M. *et al.* Método de estimação de impedância utilizando a injeção de pequenos sinais. Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2018.

MORRISON, R. *et al.* Probabilistic aspects of time-varying harmonics. In: **Time-Varying Waveform Distortions in Power Systems**. [S.l.]: Wiley-IEEE, 2009. p. 3–18.

NAKHODCHI, N.; BOLLEN, M. H.; BUSATTO, T. Transfer of harmonics in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 37, n. 3, p. 1617–1626, 2021.

NETA, R. M. D. L. *et al.* Análise da ação conjunta de cargas harmônicas em uma smart grid. **REVISTA UNINGÁ REVIEW**, v. 30, n. 3, 2018.

Nunes Santos, I.; de Oliveira, J. C.; Ferreira de Paula Silva, S. Critical evaluation of the performance of the method of harmonic power flow to determine the dominant source of distortion. **IEEE Latin America Transactions**, v. 9, n. 5, p. 740–746, Sep. 2011. ISSN 1548-0992.

OLIVEIRA, D. R. de *et al.* Second order blind identification algorithm with exact model order estimation for harmonic and interharmonic decomposition with reduced complexity. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 125, p. 106415, 2021.

OLIVEIRA, R. A. de *et al.* Deep learning method with manual post-processing for identification of spectral patterns of waveform distortion in pv installations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 12, n. 6, p. 5444–5456, 2021.

OLIVEIRA, R. A. de *et al.* Analysing waveform distortion in wind power plants by a deep learning-based graphical tool. In: IEEE. **2022 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.], 2022. p. 1–6.

PAPANI, F. M. G. *et al.* Método dos mínimos quadrados. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2021.

PAPIČ, I. *et al.* 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.

PAPIČ, I. *et al.* A benchmark test system to evaluate methods of harmonic contribution determination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 34, n. 1, p. 23–31, 2019.

PARK, J.-I.; PARK, C.-H. Harmonic contribution assessment based on the random sample consensus and recursive least square methods. **Energies**, MDPI, v. 15, n. 17, p. 6448, 2022.

PEREIRA, F. A.; SILVA, S. F. d. P.; SANTOS, I. N. Blind source separation methods applied to evaluate harmonic contribution. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 31, n. 12, p. e13149, 2021.

PETERS, G.; WILKINSON, J. H. The least squares problem and pseudo-inverses. **The Computer Journal**, v. 13, n. 3, p. 309–316, 01 1970. ISSN 0010-4620. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/comjnl/13.3.309>>.

PFAJFAR, T.; BLAZIC, B.; PAPIĆ, I. Harmonic contributions evaluation with the harmonic current vector method. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 1, p. 425–433, 2008.

RANADE, S. *et al.* Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks, part 1: Concepts, models, and simulation techniques. **IEEE Power Engineering Review**, New York, NY: IEEE Power Engineering Society, Institute of Electrical and ... , v. 16, n. 1, p. 65–65, 1996.

RIBEIRO, P. F. An overview of probabilistic aspects of harmonics: state of the art and new developments. In: IEEE. **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005**. [S.l.], 2005. p. 2243–2246.



RIBEIRO, P. F. *et al.* **Power systems signal processing for smart grids**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013.

SAATHOFF, E. K.; SHAW, S. R.; LEEB, S. B. Line impedance estimation. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, v. 70, p. 1–10, 2020.

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, 2018.

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, 2018.

Santos, I. N.; de Oliveira, J. C.; de Paula Silva, S. F. Critical analysis of the harmonic power flow method to determine the dominant distortion source. In: **XI Brazilian Power Electronics Conference**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 136–141. ISSN 2165-0454.

SANTOS, I. N. *et al.* Método da superposição modificado como uma nova proposta de atribuição de responsabilidades sobre distorções harmônicas. Universidade Federal de Uberlândia, 2011.

SAXENA, D.; BHAUMIK, S.; SINGH, S. Identification of multiple harmonic sources in power system using optimally placed voltage measurement devices. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 61, n. 5, p. 2483–2492, 2013.

SEZGIN, E.; GÖL, M.; SALOR, Ö. State estimation based determination of harmonic current contributions of iron and steel plants supplied from pcc. In: IEEE. **2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting**. [S.l.], 2015. p. 1–10.

SHU, Q. *et al.* A harmonic impedance estimation method based on ar model and burg algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 202, p. 107568, 2022.

SHU, Q. *et al.* 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, 2020.

SINGH, R. S.; ČUK, V.; COBBEN, S. Measurement-based distribution grid harmonic impedance models and their uncertainties. **Energies**, MDPI, v. 13, n. 16, p. 4259, 2020.

SINHA, P.; GOSWAMI, S. K.; NATH, S. Wavelet-based technique for identification of harmonic source in distribution system. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 26, n. 12, p. 2552–2572, 2016.

SKAMYIN, A. Method for determining the harmonic contribution of consumer installations based on the application of passive filters. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 18, n. 14, p. 2464–2479, 2024.

SUMNER, M.; PALETHORPE, B.; THOMAS, D. W. Impedance measurement for improved power quality-part 1: the measurement technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1442–1448, 2004.

SUN, Y. *et al.* Harmonic contribution evaluation based on the distribution-level pmus. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 36, n. 2, p. 909–919, 2020.

- TANG, X. *et al.* Harmonic contribution quantification for multiple harmonic sources based on minimum impedance fluctuation. **IEEE Access**, IEEE, 2023.
- TEALANE, M. *et al.* Online detection of out-of-step condition using pmu-determined system impedances. **IEEE Access**, IEEE, v. 10, p. 14807–14818, 2022.
- TIEKO, D. N. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. **Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro**, 2017.
- WANG, B. *et al.* Several sufficient conditions for harmonic source identification in power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 6, p. 3105–3113, 2018.
- WANG, C. *et al.* A noninvasive method to estimate the variable utility harmonic impedance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 38, n. 3, p. 1747–1754, 2023.
- WANG, W.; NINO, E.; XU, W. Harmonic impedance measurement using a thyristor-controlled short circuit. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 1, n. 5, p. 707–713, 2007.
- WANG, Y. *et al.* Estimating harmonic impact of individual loads using multiple linear regression analysis. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 26, n. 4, p. 809–824, 2016.
- WANG, Y. *et al.* Estimating harmonic impact of individual loads using harmonic phasor data. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 27, n. 10, p. e2384, 2017.
- WU, J. *et al.* Quantifying harmonic responsibilities based on kurtosis detection principle of amplitude fluctuations. **IEEE Access**, IEEE, v. 6, p. 64292–64300, 2018.
- XIAO, X.; YANG, H. The method of estimating customers harmonic emission level based on bilinear regression. In: **2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 2, p. 662–665 Vol.2.
- XIAO, X. *et al.* A method for utility harmonic impedance estimation based on constrained complex independent component analysis. **Energies**, MDPI, v. 11, n. 9, p. 2247, 2018.
- XIAO, X. *et al.* A method for utility harmonic impedance estimation based on constrained complex independent component analysis. **Energies**, v. 11, n. 9, 2018. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/11/9/2247>>.
- XIXI, R.; QUN, Z. Power quality harmonic detection based on fast-ica. In: IEEE. **2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference**. [S.l.], 2011. v. 3, p. 26–29.
- XU, F. *et al.* Harmonic impedance estimation considering the correlation between harmonic sources. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 209, p. 107947, 2022.
- XU, F. *et al.* Study on constraints for harmonic source determination using active power direction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 6, p. 2683–2692, 2018.

- XU, W. *et al.* 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, X.; LIU, Y. An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 18, n. 1, p. 214–219, 2003.
- XU, W.; LIU, Y. A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 15, n. 2, p. 804–811, 2000.
- YANG, Z. *et al.* Harmonic impedance measurement for an islanded microgrid using current injection. In: IEEE. **Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference**. [S.l.], 2012. v. 1, p. 373–378.
- ZANG, T. *et al.* Adaptive method for harmonic contribution assessment based on hierarchical k-means clustering and bayesian partial least squares regression. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 10, n. 13, p. 3220–3227, 2016.
- ZARZOSO, V.; COMON, P. Robust independent component analysis by iterative maximization of the kurtosis contrast with algebraic optimal step size. **IEEE Transactions on neural networks**, IEEE, v. 21, n. 2, p. 248–261, 2009.
- Zebardast, A.; Mokhtari, H. Technique for online tracking of a utility harmonic impedance using by synchronising the measured samples. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 10, n. 5, p. 1240–1247, 2016. ISSN 1751-8687.
- ZELINGHER, S. *et al.* Harmonic monitoring system via gps-synchronized measurements-update and new developments. In: IEEE. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.], 2006. p. 7–pp.
- ZHANG, Y. *et al.* A method for responsibility division of multi-harmonic sources based on canonical correlation analysis. **Symmetry**, MDPI, v. 13, n. 8, p. 1451, 2021.
- ZHAO, J. *et al.* Evaluation of harmonic contributions for multi harmonic sources system based on mixed entropy screening and an improved independent component analysis method. **Entropy**, v. 22, n. 3, 2020. ISSN 1099-4300. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1099-4300/22/3/323>>.
- ZHAO, J. *et al.* 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.
- ZHENG, X. *et al.* A comparison of typical non-invasive method for utility harmonic impedance estimation. In: IEEE. **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.], 2018. p. 1–5.

ZHENG, X.; XIAO, X.; WANG, Y. An impedance matrix constrained-based method for harmonic emission level estimation. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 30, n. 9, p. e12479, 2020.

ZHENG, X.; XIAO, X.; WANG, Y. Harmonic impedance measurement based on an improved binary regression algorithm and dynamic time warping distance. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 130, p. 106907, 2021.

## APÊNDICE A – Informações adicionais

Neste capítulo é apresentada informações adicionais para melhor entendimento da metodologia proposta.

### A.1 Análise de Componentes independentes

Inicialmente considere uma situação em que se tem um número de fontes emitindo sinais que estão interferindo uns com os outros. Algumas situações familiares em que isto ocorre são: uma sala cheia com muitas pessoas falando ao mesmo tempo, ondas eletromagnéticas de diferentes telefones móveis se interferindo, ou a interferência entre ondas cerebrais emitidas de diferentes áreas do cérebro. Em cada uma dessas situações, os sinais misturados são às vezes incompreensíveis, e seria interessante separar os sinais individuais. Este é o objetivo principal da *Blind Source Separation* (BSS).

Um exemplo clássico de BSS é o problema da festa de coquetel (*Cocktail party problem*). O objetivo é amostrar uma mistura de vozes com um dado número de microfones (observação), e então separar cada voz individual em um canal separado (fontes). Na verdade, o próprio cérebro humano possui a habilidade notável para se concentrar em um locutor dentro de um ambiente ruidoso de uma festa de coquetel, apesar de o sinal de voz originário daquele locutor estar envolvido por um fundo extremamente ruidoso devido à interferência de outras conversas na sala. Pode-se dizer que a BSS se inspira nessa capacidade do cérebro humano. Na BSS, a palavra *blind* (cega) se refere ao fato de que não se tem conhecimento de como os sinais foram misturados ou de como eles foram gerados. Desta forma, a princípio, a separação parece impossível. Entretanto, satisfazendo-se algumas restrições relativamente indiretas e gerais, o termo BSS se mantém válido e a separação é realizada sujeito a essas restrições.

A ICA é uma técnica estatística, talvez a mais utilizada, para resolver o problema de BSS. a ICA é essencialmente um método para extrair sinais individuais a partir de misturas. Sua capacidade reside em hipóteses físicas de que diferentes processos físicos geram sinais não relacionados. A natureza simples e genérica destas hipóteses permite à ICA ser aplicada com sucesso em uma faixa diversa de aplicações em diferentes áreas do conhecimento, tais como em processamento de sinais biomédicos, telecomunicações, economia, processamento de sinais de áudio e processamento de imagens.

A definição matemática de ICA pode ser estabelecida nos seguintes termos: a ICA de um vetor aleatório  $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$  consiste na determinação de uma transformação linear  $\mathbf{y} = \mathbf{W}\mathbf{x}$  que minimiza a dependência estatística entre os elementos do vetor aleatório  $\mathbf{y} = [y_1, y_2, \dots, y_P]^T$  (COMON, 1994).

Assumindo-se que os elementos do vetor aleatório  $\mathbf{x}$  sejam modelados como combinação lineares dos elementos do vetor aleatório  $\mathbf{s} = [s_1, s_2, \dots, s_P]^T$ , pode-se escrever na

forma matricial:

$$\mathbf{x} = \mathbf{A}.\mathbf{s} \quad (\text{A.1})$$

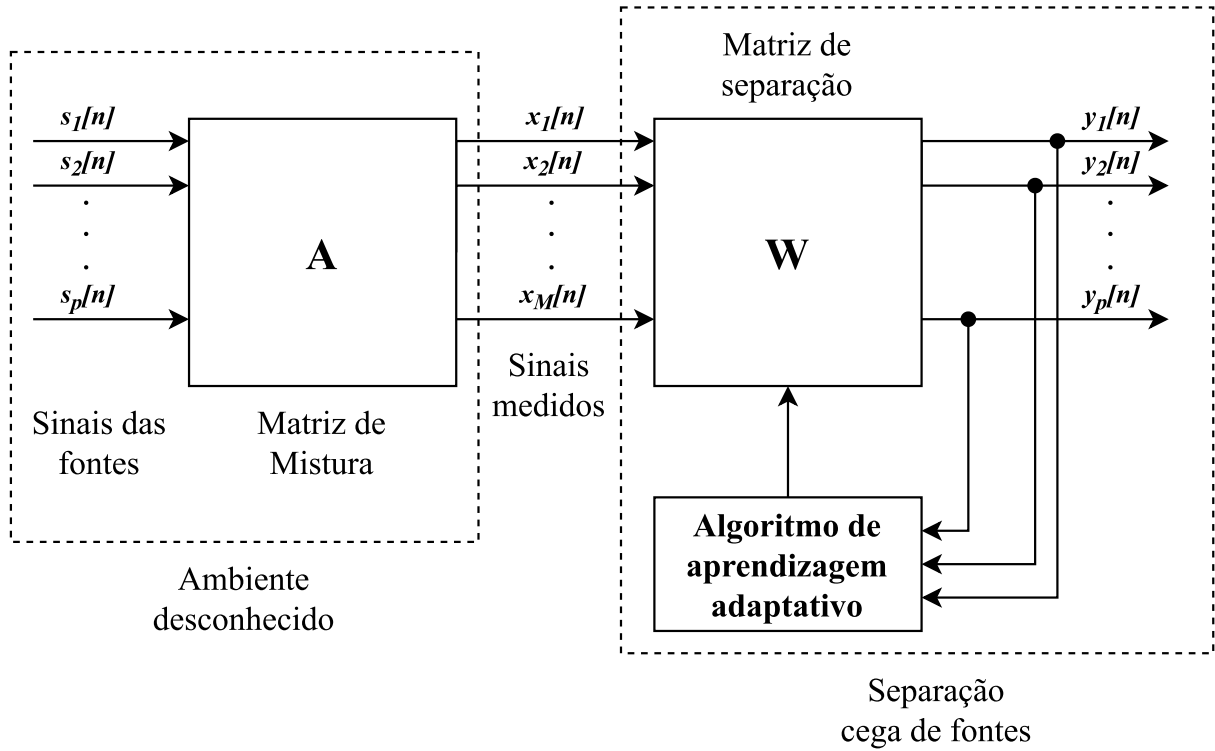
onde os elementos de  $\mathbf{s}$  são estatisticamente independentes entre si, e  $\mathbf{A}$  corresponde a uma matriz de coeficientes de mistura de dimensão  $M \times P$ .

Este é o modelo básico da ICA. Ele é chamado de modelo generativo, que significa que ele descreve como os dados  $x_i$  são formados a partir de um processo de mistura dos componentes  $s_j$ . Os componentes independentes  $s_j$  são variáveis latentes, significando que não podem ser diretamente observados. Também os coeficientes da matriz  $\mathbf{A}$  são assumidos desconhecidos. Tem-se conhecimento apenas das variáveis aleatórias  $x_i$  e deve-se estimar tanto a matriz  $\mathbf{A}$ , quanto os componentes independentes  $s_j$ , a partir do vetor aleatório  $\mathbf{x}$ .

Um aspecto fundamental do processo de mistura é que os sensores que obtêm os sinais observados  $x_i$  devem ser separados no espaço (por exemplo, microfones que são espacialmente distribuídos dentro de uma sala) de tal forma que cada sensor registre uma mistura diferente das fontes  $s_j$ .

O diagrama 5 ilustra ambos os processos de mistura e separação envolvidos na BSS. As fontes independentes são misturadas pela matriz  $\mathbf{A}$  (que é desconhecida). A ICA busca obter um vetor  $\mathbf{y}$  que aproxima o vetor  $\mathbf{s}$  estimando a matriz de separação  $\mathbf{W}$  por meio de um algoritmo de aprendizado adaptativo. Se a estimativa da matriz de separação possui boa exatidão, então obtém-se uma boa aproximação das fontes. O modelo descrito é o modelo mais simples da ICA, já que ele ignora os ruídos e qualquer atraso de tempo nos sinais registrados pelos sensores.

Diagrama 5 – Diagrama de blocos da BSS.



Fonte: Diagrama adaptado de (LIMA, 2017)

Para assegurar que o modelo básico da ICA produza estimações confiáveis, as seguintes restrições devem ser satisfeitas:

- As fontes devem ser estatisticamente independentes entre si.
- No máximo uma fonte deve apresentar distribuição gaussiana.
- A matriz de mistura deve ser invertível.

A primeira restrição constitui o fundamento da ICA. As variáveis aleatórias  $s_1, s_2, \dots, s_P$  são ditas estatisticamente independentes se a informação do valor de  $s_i$  não fornece qualquer informação a respeito do valor de  $s_j$ , para  $i \neq j$ . Essas variáveis poderiam ser, por exemplo, obtidas de processos físicos diferentes que não são relacionados uns com os outros. No contexto deste trabalho, essas variáveis poderiam estar relacionadas a fontes harmônicas distintas e independentes de sistemas de QEE ocorrendo em um mesmo SEP. Matematicamente, a independência estatística das variáveis aleatórias  $s_1, s_2, \dots, s_P$  ocorrem quando a seguinte condição é estabelecida:

$$p_{s_1, s_2, \dots, s_P}(s_1, s_2, \dots, s_P) = p_1(s_1)p_2(s_2)\dots p_P(s_P) \quad (\text{A.2})$$

onde  $p_{s_1, s_2, \dots, s_P}(s_1, s_2, \dots, s_P)$  corresponde à função densidade de probabilidade conjunta das variáveis envolvidas e  $p_i(s_i)$  representa a função densidade de probabilidade marginal  $s_i$ .

A terceira restrição é direta. Se a matriz de mistura não for invertível, então, claramente a matriz de separação não existe. Esta restrição exige que a matriz de mistura possua posto (rank) completo, indicando que o número de fontes, e que todos os sinais observáveis devem ser maior ou igual ao número de fontes, e que todos os sinais observáveis sejam linearmente independentes entre si. No contexto de QEE, tal situação corresponderia à alocação de diversos monitores sincronizados alocados em diferentes posições do SEP para obtenção de dados. Se essas três restrições são satisfeitas, então é possível estimar os componentes independentes.

Há duas indeterminações ou ambiguidades na estimação do modelo da ICA dado pela equação (A.1). Essas indeterminações ocorrem devido ao fato de tanto as fontes  $\mathbf{s}$  quanto a matriz de misturas  $\mathbf{A}$  serem desconhecidas. A estimação da ICA não recupera a ordem das fontes e nem seus ganhos de escala. De certo modo, essa limitação é bem intuitiva, pois a independência estatística entre os elementos de um vetor aleatório não é alterada por permutações e escalas.

Os algoritmos de BSS podem ser das mais variadas naturezas, entretanto, o objetivo dos mesmos é determinar parâmetros que possibilitem a separação das fontes. Dentre os mesmos, encontram-se as mais variadas formas para alcançar esse objetivo. Existem algoritmos baseados em estatísticas de segunda ordem, por exemplo, o algoritmo SOBI (OLIVEIRA *et al.*, 2021a), e algoritmos baseados em Estatística de Ordem Superior (EOS), como o RobustICA e o FastICA. Neste trabalho serão utilizados algoritmos EOS.

Os algoritmos baseados em EOS, em geral, focam-se na maximização da não gaussianidade das fontes. Ou seja, estão inseridos na restrição de não gaussianidade. O conceito da maximização da não gaussianidade pode ser sintetizado no ajuste do sistema separador para que cada uma das densidades de probabilidade correspondentes as suas estimativas, sejam o mais distante possível de uma variável gaussiana. Os algoritmos baseados em EOS, são verdadeiramente considerados algoritmos de ICA. (LIMA, 2013; LIMA, 2009)

A maximização da não gaussianidade baseia-se no princípio do Teorema do Limite Central. Assume-se que as misturas devem ser mais gaussianas do que as fontes. Para ilustrar essa ideia, assumo que deseja-se separar uma única fonte e para isso utiliza-se o vetor de separação  $\mathbf{w}_1$ . (LIMA, 2013; LIMA, 2009)

$$y_1 = \mathbf{w}_1^T \mathbf{x} = \mathbf{q}^T \mathbf{s} \quad (\text{A.3})$$

cuja estimativa  $y_1$  seja a equação (A.3). Como  $y_1$  é uma combinação linear de  $\mathbf{s}$ ,



logo, é necessário que apenas um elemento do vetor  $\mathbf{q}$  seja não nulo para que se obtenha uma estimativa da fonte. Assim, quando  $\mathbf{q}$  possuir somente um elemento não nulo,  $y_1$  será o menos gaussiano possível e estará mais próximo da distribuição de uma das fontes de  $\mathbf{s}$ . Portanto, a maximização da não gaussianidade é realizada através da determinação de um vetor  $\mathbf{w}_1$  capaz de maximizar a não gaussianidade de  $\mathbf{w}_1^T \mathbf{x}$ . Com o foco na estimação de impedância, nas próximas subseções serão apresentados alguns algoritmos de ICA.

#### A.1.1 ICA por maximização da negentropia complexa

A utilização de função contraste para otimização da negentropia, não preserva a informação de fase dos sinais, pois utiliza somente o valor absoluto dos sinais e pode não ser apropriada quando as componentes consideradas são compostas por variáveis não circulares. Desta forma, propõe-se a utilização de funções contraste  $G(y) : \mathbb{C} \rightarrow \mathbb{R}$  de forma assimétrica em relação à origem, que não podem ser expressas apenas como função da magnitude dos termos do sinal. Assim, a função  $J(w) : \mathbb{C}^n \rightarrow \mathbb{R}$  a ser otimizada passa a ser:

$$J(w) = \mathbb{E}[G(y)] \quad (\text{A.4})$$

A Equação aplica o operador de valor absoluto posteriormente à função de contraste  $G(y)$ , permitindo a extração da assimetria da função no plano complexo em relação à origem.

A otimização é realizada pelo método de Newton-Raphson na função  $L(w, \lambda)$ , composta por  $J(w)$  na presença do multiplicador de Lagrange ( $\lambda$ ), com a restrição  $w^H w = 1$ :

$$L(w, \lambda) = J(w) + \lambda (w^H w - 1) \quad (3.43)$$

Isso resulta no algoritmo de ponto fixo, com a seguinte regra de atualização de  $w$  a cada iteração:

$$w \leftarrow \mathbb{E}[g(y)g^*(y)] w + \mathbb{E}[zz^T] \mathbb{E}[G^*(y)g'(y)] w^* - \mathbb{E}[G^*(y)g(y)z] \quad (3.44)$$

sob a restrição  $\|w\| = 1$ , o que torna necessária a sua ortogonalização em relação aos  $w$  das outras componentes estimadas. As funções contraste propostas são:

$$G(y) = \sinh^{-1}(y) \quad (3.45a)$$

$$G(y) = -\cosh(y) \quad (3.45b)$$

$$G(y) = y^2 \quad (3.45c)$$

A função da Equação (3.45c), ao ser aplicada em (A.4), torna-se simétrica em relação à origem do plano complexo. No entanto, a utilização da matriz de pseudo-covariância na regra de atualização em (3.44) mantém a assimetria da otimização em relação à origem do plano complexo.

### A.1.2 FastICA

O algoritmo FastICA pode ser utilizado via negentropia ou kurtosis, pois é um algoritmo que baseia-se na maximização da não gaussianidade das fontes. Neste caso, será tratada a abordagem via negentropia.

A negentropia é uma medida de não gaussianidade em que, dado um conjunto cujas variáveis aleatórias que possuam a mesma variância, a gaussiana é a variável cuja entropia é a maior. Assim, sugere-se a busca da minimização da gaussianidade via minimização das entropias marginais das estimativas. Dada uma variável aleatória  $y$ , a negentropia da mesma pode ser obtida conforme (A.5):

$$J_{Neg}(y) = H(y_{gs}) - H(y) \quad (\text{A.5})$$

onde  $H(y)$  é a entropia e  $y_{gs}$  corresponde a uma variável aleatória de distribuição gaussiana cuja média e variância são iguais às de  $y$ . Além disso, a maximização da negentropia proporciona a maximização da não gaussianidade. Devido a sua determinação ser complicada matematicamente, utilizam-se aproximações como a não polinomial definida em (A.6), para uma variável aleatória  $y$

$$J(y) = \alpha(E\{G(y)\} - E\{G(v)\})^2, \quad (\text{A.6})$$

Como o FastICA baseia-se na aproximação da equação (A.6), assuma que seja desejável estimar apenas um componente, ou equivalentemente, ajustar uma única linha de  $\mathbf{W}$  (equivalente a  $\mathbf{w}_i^T$ ). Assim, uma estimativa corresponderá a  $y_i = \mathbf{w}_i^T x$ . Logo, o algoritmo pode ser sumarizado conforme:

1. Inicializar aleatoriamente  $\mathbf{w}_i$ ;
2. Executar as iterações via a Equação (A.7)

$$\mathbf{w}_i \leftarrow E\{\mathbf{x}G(\mathbf{w}_i^T \mathbf{x})\} - E\{G'(\mathbf{w}_i^T \mathbf{x})\} \mathbf{w}_i; \quad (\text{A.7})$$

3. Aplicar a normalização:

$$\mathbf{w}_i \leftarrow \frac{\mathbf{w}_i}{\|\mathbf{w}_i\|}; \quad (\text{A.8})$$

4. Voltar ao passo 2 caso não convirja.

A convergência é cúbica, ou pelo menos quadrática, com base na suposição do modelo de dados da ICA. Isso faz oposição com outros algoritmos de ICA, pois os que são baseados em métodos de gradiente descendente apresentam convergência linear. Assim o FastICA apresenta uma rápida convergência. Além disso, pode-se estimar as componentes independentes uma a uma. Isso diminui o custo computacional em situações onde apenas algumas componentes independentes precisam ser estimadas (XIXI; QUN, 2011).

Segundo o algoritmo FastICA foi inicialmente desenvolvido apenas para sinais de valor real. Entretanto, existe sua extensão para fontes complexas. Sua extensão para fontes de valor complexo mostra manter a propriedade de convergência global cúbica de sua contraparte real. Além disso, diferentemente dos algoritmos baseados em gradiente, o FastICA não necessita da decisão a priori de nenhum parâmetro de taxa de aprendizagem, tornando-o mais simples de utilizar (CABRAL, 2019).

### A.1.3 RobustICA

Em (ZARZOSO; COMON, 2009) é proposto um novo método de ICA, chamado RobustICA. Esse método é baseado na função de contraste geral, a Kurtosis, que é otimizada por uma técnica computacionalmente eficiente oriunda de um passo de tamanho ótimo (coeficiente de adaptação). Qualquer componente independente com a Kurtosis não nula, pode ser extraído dessa maneira e sem a necessidade de suposições relativas a tipos específicos de fontes como reais, ou complexas, circular, não circular, sub-gaussiana ou super gaussiana.

A kurtosis, ou cumulante de quarta ordem, é definida conforme:

$$\kappa = \frac{E[|y^4|] - 2E^2[|y^2|] - |E[y^2]|^2}{E^2[|y^2|]} \quad (\text{A.9})$$

onde  $E[.]$  é o operador de esperança.

O RobustICA, em geral, possui as seguintes etapas:

1. Branqueamento dos dados obtidos.
2. Calcular os coeficientes do polinômio de passo ótimo, para a kurtosis o polinômio de passo ideal é dado por:

$$p(\mu) = \sum_{k=0}^4 \alpha_k \mu^k \quad (\text{A.10})$$

3. Extrair as raízes do polinômio de passo ótimo
4. Selecionar a raiz que leva ao máximo absoluto de contraste ao longo da direção de busca:

$$\mu_{otm} = \arg \max_{\mu} |\kappa(\mathbf{w} + \mu_k \mathbf{g})| \quad (\text{A.11})$$

5. Passo de atualização:

$$\mathbf{w} \leftarrow \mathbf{w} + \mu_{otm} \mathbf{g} \quad (\text{A.12})$$

onde  $\mathbf{g}$  é o gradiente de contraste de  $(.)$ ;

6. Normalização

$$\mathbf{w} \leftarrow \frac{\mathbf{w}}{\|\mathbf{w}\|} \quad (\text{A.13})$$

A generalidade do contraste de Kurtosis garante que os sinais de valor real e complexo podem ser tratados exatamente pelo mesmo algoritmo sem qualquer modificação. Os tipos de sinais fonte podem estar presentes simultaneamente em uma dada mistura e fontes complexas não precisam ser circulares. Os coeficientes da matriz de mistura podem ser reais ou complexos, independentemente do tipo de fonte (CHEN *et al.*, 2020).

Ao contrário da maioria dos métodos ICA, o pré-processamento através do branqueamento não é necessário, de modo que as limitações de desempenho podem ser evitadas. A extração sequencial (deflação) pode ser realizada, por exemplo, por regressão linear. Essa característica pode ser especialmente benéfica em cenários mal condicionados, como o caso convolutivo (CHEN *et al.*, 2020).

O método mostra uma velocidade de convergência muito alta, medida em termos de qualidade de extração de fonte versus número de operações. Na faixa de dois sinais de valor real, o algoritmo converge em uma única iteração, mesmo sem pré-branqueamento. Um maior detalhamento do algoritmo pode ser encontrado em (ZARZOSO; COMON, 2009).