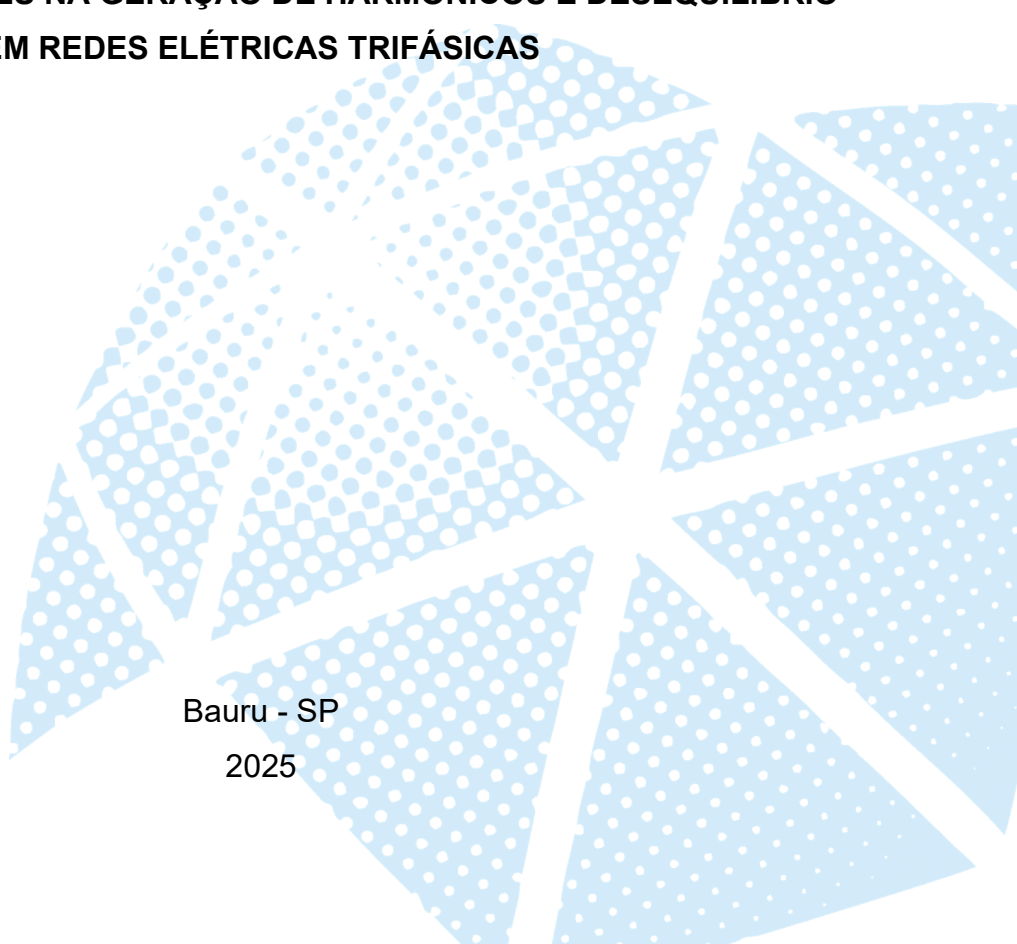


UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP
Faculdade de Engenharia - Campus Bauru

MATHEUS BRANCO ARCADEPANI

**METODOLOGIAS NÃO INVASIVAS PARA ATRIBUIÇÃO DE
RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE HARMÔNICOS E DESEQUILÍBRIO
EM REDES ELÉTRICAS TRIFÁSICAS**

Bauru - SP
2025



MATHEUS BRANCO ARCADEPANI

**METODOLOGIAS NÃO INVASIVAS PARA ATRIBUIÇÃO DE
RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE HARMÔNICOS E DESEQUILÍBRIO
EM REDES ELÉTRICAS TRIFÁSICAS**

Tese apresentada à Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Bauru - SP, para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Dr. Helmo Kelis Morales Paredes

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Candido Moreira

Bauru - SP

2025

Arcadepani, Matheus Branco.

Metodologias não invasivas para atribuição de responsabilidades na geração de harmônicos e desequilíbrio em redes elétricas trifásicas / Matheus Branco Arcadepani. – Bauru, 2025

174 p.

Tese (Doutorado)-Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru

Orientador: Helmo Kelis Morales Paredes

Coorientador: Alexandre Candido Moreira

1. Teoria de potência conservativa. 2. Desequilíbrio. 3. Distorções harmônicas. 4. Fluxo de potência harmônico. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

As distorções harmônicas e os desequilíbrios nas redes elétricas constituem um dos principais desafios para a eficiência, a confiabilidade e a sustentabilidade dos sistemas de energia modernos. O aumento exponencial do uso de cargas não lineares e desequilibradas, intensifica esses fenômenos provocando sobreaquecimento de componentes, redução de vida útil de transformadores e motores, mau funcionamento de dispositivos sensíveis e perdas adicionais por efeito Joule. Essas perdas se traduzem diretamente em custos econômicos para as concessionárias e consumidores, uma vez que aumentam o consumo de energia sem agregar valor produtivo. Do ponto de vista financeiro, as perdas associadas às distorções harmônicas e desequilíbrios representam um impacto significativo sobre o custo total da energia em instalações industriais e comerciais, além de elevar as despesas com manutenção e substituição de equipamentos. No contexto sistêmico, o aumento do consumo de energia para compensar essas ineficiências impõe maior demanda de geração, frequentemente baseada em fontes fósseis, ampliando as emissões de gases de efeito estufa, em especial o dióxido de carbono (CO_2). Portanto, identificar, quantificar e mitigar as fontes de distorções harmônicas e desequilíbrios não apenas melhora a qualidade da energia elétrica, mas também reduz perdas financeiras e impactos ambientais, contribuindo para uma transição energética mais eficiente e sustentável.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

Harmonic distortions and imbalances in electrical grids constitute significant challenges to the efficiency, reliability, and sustainability of modern power systems. The exponential proliferation of nonlinear and unbalanced loads exacerbates these phenomena, causing component overheating, reduced lifespan of transformers and motors, malfunction of sensitive devices, and additional Joule losses. These losses directly translate into economic costs for utilities and consumers, as they increase energy consumption without adding productive value. From a financial standpoint, losses associated with harmonic distortions and imbalances significantly impact total energy costs in industrial and commercial facilities, in addition to increasing equipment maintenance and replacement expenditures. Systemically, increased energy

consumption to compensate for these inefficiencies imposes higher generation demand, often relying on fossil fuels, thereby amplifying greenhouse gas emissions, particularly carbon dioxide (CO₂). Therefore, identifying, quantifying, and mitigating sources of harmonic distortions and imbalances not only improves power quality but also reduces financial losses and environmental impacts, contributing to a more efficient and sustainable energy transition.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE MATHEUS BRANCO ARCADEPANI, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 26 dias do mês de setembro do ano de 2025, às 8h30min, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de MATHEUS BRANCO ARCADEPANI, intitulada **METODOLOGIAS NÃO INVASIVAS PARA ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE HARMÔNICOS E DESEQUILÍBRIO EM REDES ELÉTRICAS TRIFÁSICAS**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. HELMO KELIS MORALES PAREDES (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia UNESP Câmpus de Sorocaba, Prof. Dr. JOSÉ ANTENOR POMÍLIO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Sistemas e Energia - DSE / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Prof. Dr. MÁRIO OLESKOVICZ (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Profa. Dra. FERNANDA CASEÑO TRINDADE ARIOLI (Participação Virtual) do(a) Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Prof. Dr. RICARDO TORQUATO BORGES (Participação Virtual) do(a) Departamento de Sistemas e Energia / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Após a exposição pelo doutorando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: Aprovado. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por mais essa conquista. Sem Sua presença e direção, nada disso teria sido possível.

Expresso minha profunda gratidão à minha família, minha mãe Débora, meu pai Durval e meu irmão Felipe, pelo apoio constante e incentivo ao longo dessa jornada. Sem vocês essa realização também não teria sido possível.

Agradeço aos meus orientadores, professores Helmo K. Morales Paredes e Alexandre C. Moreira, pela orientação técnica, paciência e dedicação ao longo desses seis anos de trabalho.

Também agradeço aos meus amigos do Grupo de Automação e Sistemas Integráveis (GASI) pela colaboração e pelos momentos de descontração que tornaram essa trajetória mais leve e significativa.

Por fim, agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista (UNESP), campus Bauru – SP, pelo suporte técnico e acadêmico, bem como à CAPES, pelo apoio financeiro concedido por meio da bolsa de estudos (Código de Financiamento 001).

RESUMO

Esta tese de doutorado propõe metodologias não invasivas de atribuição de responsabilidades na geração de distorções harmônicas e desequilíbrios no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Inicialmente, são apresentadas quatro metodologias baseadas na *Conservative Power Theory* (CPT), três voltadas para distorção harmônica e uma para desequilíbrio. Para o desequilíbrio, é proposto um método baseado no fator de desbalanço da CPT. No caso da distorção harmônica, dois métodos são fundamentados na corrente residual (distorção) e na corrente dispersa total (que integra as componentes ativa e reativa dispersas) da CPT e outro emprega a caracterização (modelagem) de cargas por meio da decomposição do fator de potência. Tais abordagens mostram-se eficazes para identificar as contribuições individuais dos consumidores (cargas) quando os distúrbios no PAC são impostos pelas próprias cargas, mas não permitem atribuir responsabilidades de forma satisfatória quando os distúrbios têm origem no supridor (fonte). Com o intuito de superar essa limitação, esta tese apresenta uma nova metodologia com base na análise do fluxo de potência harmônica, considerando a diferença angular entre tensões e correntes harmônicas. Essa abordagem permite distinguir de forma clara as contribuições do supridor e dos consumidores, possibilitando não apenas identificar os responsáveis pela geração das distorções, mas também quantificar seu impacto na distorção harmônica de tensão do PAC. No entanto, as metodologias propostas caracterizam-se como multiponto, ou seja, requerem medições sincronizadas de tensão e corrente para cada ordem harmônica em todas as cargas conectadas ao PAC. A eficácia das metodologias propostas é validada por meio de comparações com técnicas consolidadas na literatura, utilizando quatro cenários (sistemas elétricos) práticos. O primeiro corresponde a uma microrrede de referência desenvolvida pelo CIGRE. O segundo retrata o sistema padrão proposto pelo IEEE para análise de atribuição de harmônicas. O terceiro representa um sistema industrial composto por três consumidores (com características não lineares) conectados a um mesmo PAC. Por fim, o quarto é um sistema de baixa tensão composto por cargas lineares e não lineares. Os resultados obtidos confirmam a relevância das contribuições e demonstram que a metodologia baseada no fluxo de potência harmônica amplia significativamente as possibilidades de análise e atribuição de responsabilidades em sistemas elétricos reais. Além disso, no caso do desequilíbrio, verificou-se que a

metodologia baseada no fator de desbalanço da CPT também se mostrou eficaz quando comparada às abordagens existentes na literatura.

Palavras-chave: Teoria de potência conservativa; desequilíbrio; distorções harmônicas; caracterização de carga; fluxo de potência harmônico.

ABSTRACT

This thesis proposes non-invasive methodologies for assigning responsibility in the generation of harmonic distortion and unbalance at the Point of Common Coupling (PCC). Initially, four methodologies based on the Conservative Power Theory (CPT) are presented, three addressing harmonic distortion and one focused on unbalance. For the case of unbalance, a method based on the CPT unbalance factor is proposed. Regarding harmonic distortion, two methods are grounded in the void (distortion) and total scattering current (including the scattered active and reactive components) defined by CPT, while another employs load characterization through power factor decomposition. These approaches are effective in identifying individual contributions of consumers (loads) when disturbances at the PCC originate from the loads themselves. However, they are not satisfactory for assigning responsibility when disturbances originate from the supplier (source). To overcome this limitation, this thesis introduces a novel methodology based on harmonic power flow analysis, which considers the phase angle difference between harmonics voltages and currents. This approach enables a clear distinction between the contributions of the supplier and the consumers, allowing not only for the identification of the disturbance sources but also for the quantification of their impact on the voltage harmonic distortion at the PCC. However, the proposed methodologies are classified as multipoint methods, meaning that they require synchronized measurements of voltage and current at all loads connected to the PCC. The effectiveness of the proposed methodologies is validated through comparisons with established techniques in literature, using four practical scenarios (electric systems). The first is a reference microgrid developed by CIGRE. The second corresponds to the IEEE benchmark system for harmonic responsibility. The third represents an industrial system comprising three consumers (with nonlinear characteristics) connected to a common PCC. Finally, the fourth scenario consists of a low-voltage system with both linear and nonlinear loads. The results confirm the relevance of the contributions and demonstrate that the harmonic power flow-based methodology significantly enhances the analysis and responsibility allocation capabilities in real-world electrical systems. Moreover, in the case of unbalance, the CPT unbalance factor-based methodology also proved effective when compared to existing approaches in the literature.

Keywords: conservative power theory; unbalance; harmonic distortion; load characterization; harmonic power flow.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Circuito Equivalente de Norton.	38
Figura 2 - Emprego do princípio da superposição: (a) Supridor e (b) Carga.	39
Figura 3 - Projeção Vetorial das tensões para o supridor e consumidor.	39
Figura 4 - Sistema de Referência do CIGRE.	44
Figura 5 - Sistema de Referência do CIGRE adaptado para atribuição de responsabilidades.	45
Figura 6 - Curva de Geração dos REDs.	46
Figura 7 - Sistema de Referência do IEEE.	49
Figura 8 - Sistema Industrial.	50
Figura 9 - Sistema em baixa tensão.	52
Figura 10 - Espectro na frequência da carga RL//C.	53
Figura 11 - Modelagem de carga genérica baseada na decomposição do fator de potência: (a) circuito baseado nas componentes de corrente, e (b) circuito baseado nas componentes de tensão.	64
Figura 12 - Circuito equivalente depois da estimação dos parâmetros da carga: (a) fonte de corrente harmônica e (b) fonte de tensão harmônica.	65
Figura 13 - Sistema com duas cargas.	67
Figura 14 - Resultados para caso 2: (a) CPT, (b) CCNC, caso 3: (c) CPT, (d) CCNC.	69
Figura 15 - Sistema elétrico para validar a metodologia de desequilíbrio.	71
Figura 16 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: (a) Caso 1 e (b) Caso 2.	73
Figura 17 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: Caso 3.	74
Figura 18 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: Caso 4.	75
Figura 19 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: Caso 5.	76
Figura 20 - Resultados para a rede de referência do CIGRE com REDs: (a) Índice de Responsabilidade, (b) Fator de Desequilíbrio de Corrente e (c) Fator de Desbalanço da CPT.	78
Figura 21 - Fluxograma para atribuição de responsabilidades entre supridor e consumidores na geração de desequilíbrio.	80
Figura 22 - Projeção vetorial da corrente residual.	83
Figura 23 - Projeção Vetorial das correntes no PAC.	87

Figura 24 - Análise do círculo trigonométrico.	94
Figura 25 - Metodologia proposta para identificação das cargas geradoras de harmônicas.....	97
Figura 26 - Circuito para a carga RL.	98
Figura 27 - Circuito para a carga RL//C.....	99
Figura 28 - Circuito para a carga FTH.....	101
Figura 29 - Circuito para a carga FCH.	102
Figura 30 - Espectro da tensão gerada para as cargas não lineares de Reis (2015).	106
Figura 31 - Circuito para a carga RL desbalanceada.	106
Figura 32 - Aplicação da metodologia modificada proposta.....	110
Figura 33 - Carga não linear desbalanceada.	111
Figura 34 - Estratégia de Compensação.....	123
Figura 35 - Simplificação da microrrede da CIGRE.....	125
Figura 36 - Corrente que circula pela rede após a compensação.	126
Figura 37 - Corrente medida no prosumidor 1.....	126
Figura 38 - Corrente na saída do inversor.....	127
Figura 39 - Fator de desequilíbrio de corrente após a compensação do prosumidor 1.	128
Figura 40 - Diagrama simplificado do sistema industrial com os IEPs.	129
Figura 41 - Resultados da estratégia de compensação proposta para as distorções harmônicas.....	130
Figura 42 - Proposta para aplicação das metodologias pós-processamento.	161
Figura 43 - Cenário para análise de custo computacional do fator de desbalanço.	163
Figura 44 - Análise de sensibilidade do fator de desbalanço.	165
Figura 45 - Carga trifásica.	166

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites para o desequilíbrio de tensão em baixa tensão.....	26
Tabela 2 - Limites para as distorções harmônicas de tensão em média tensão.	26
Tabela 3 - Distorções harmônicas e fator de desequilíbrio no sistema adaptado do CIGRE.....	45
Tabela 4 - Distorções harmônicas no sistema do IEEE.	48
Tabela 5 - Tensões harmônicas medidas no PAC para o sistema industrial.	50
Tabela 6 - Valores percentuais das distorções harmônicas para o sistema industrial.	50
Tabela 7 - Valores percentuais das distorções harmônicas para o sistema em baixa tensão.	52
Tabela 8 - Resumo Comparativo das metodologias de desequilíbrio.	55
Tabela 9 - Resumo Comparativo das metodologias de distorções harmônicas.	55
Tabela 10 - Especificações dos casos.	67
Tabela 11 - Diferentes condições de tensão e configurações das cargas.	72
Tabela 12 - Resultados para a rede de referência do CIGRE.	77
Tabela 13 - Resultados da CPT no domínio do tempo para o sistema do IEEE.	82
Tabela 14 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso A.	84
Tabela 15 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso B.	85
Tabela 16 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso C.	85
Tabela 17 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso A-BG.	86
Tabela 18 - Magnitudes e Fases das correntes dispersas calculas pela CPT.	88
Tabela 19 - Resultados da atribuição de responsabilidade de cada indústria.....	89
Tabela 20 - Valores eficazes da corrente harmônica através dos métodos CE-CPT e MBCPT-H.....	90
Tabela 21 - Resultados para a carga RL//C do sistema em baixa tensão.....	91
Tabela 22 - Resultados para a carga RL.....	99
Tabela 23 - Resultados para a carga RL//C.	100
Tabela 24 - Resultados para a carga FTH.	102

Tabela 25 - Resultados para a carga FCH.....	104
Tabela 26 - Análise do fluxo de potência harmônico para a carga RL//C.....	104
Tabela 27 - Tensão gerada pela carga para o sistema apresentado em Reis (2015).	105
Tabela 28 - Resultados para a carga RL desbalanceada.	107
Tabela 29 - Resultados para as cargas desbalanceadas.....	112
Tabela 30 - Resultados da tensão gerada para o sistema do IEEE.	113
Tabela 31 - Resultados da tensão gerada para o caso A-BG.	114
Tabela 32 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso A.	115
Tabela 33 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso B.	115
Tabela 34 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso C.	117
Tabela 35 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso A-BG.....	118
Tabela 36 - Resumo Comparativo das metodologias de distorções harmônicas atualizado.....	120
Tabela 37 - Fator de desequilíbrio de corrente antes e após a compensação.	128
Tabela 38 - Casos da compensação das distorções harmônicas.	130
Tabela 39 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso A.....	151
Tabela 40 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso B.....	151
Tabela 41 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso C.....	152
Tabela 42 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso A-BG.	153
Tabela 43 - Resultados fator de desbalanço sob diferentes quantidades de amostras.	163
Tabela 44 - Resultados fator de desbalanço sob diferentes condições de distorções harmônicas.....	164
Tabela 45 - Características da carga trifásica.	166
Tabela 46 - Análise da FFT para 256 amostras.	171
Tabela 47 - Análise da FFT para 4096 amostras.	172
Tabela 48 - Análise comparativa entre técnicas de identificação de harmônicas....	173

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CCNC - Método da Corrente Conforme e Não-Conforme
CE-CPT - Metodologia com base na caracterização de carga
CIGRE - Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CPC - Current's Physical Component's
CPT - Conservative Power Theory
CR-CPT - Metodologia fundamentada na corrente residual
DFT - Transformada Discreta de Fourier
DHT - Distorção Harmônica Total
FAP - Filtro Ativo de Potência
FCH - Carga do tipo fonte de corrente harmônica
FD - Fator de Desequilíbrio
FFT - Transformada Rápida de Fourier
FPT - Método do Fluxo de Potência Trifásico
FTH - Carga do tipo fonte de tensão harmônica
IEC - International Electrotechnical Commission
IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEP - Interface de Eletrônica de Potência
MAR - Metodologias de atribuição de responsabilidades
MBCPT-D - Metodologia de atribuição de responsabilidades baseada na corrente de desbalanço da CPT
MBCPT-H - Metodologia fundamentada na corrente dispersa
MCC - Método do Capacitor Chaveado
MICH - Método da Injeção de Corrente Harmônica
MID - Método da Impedância Dominante
MMEC - Método da Mudança de Estado Controlada
MR - Microrrede
MS - Método da Superposição
MVG - Metodologia com base na tensão gerada
MVHT - Método do Vetor Harmônico de Tensão
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC - Ponto de Acoplamento Comum

PDC - Concentradores de dados fasoriais

PMU - Phasor Measurement Units

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

QEE - Qualidade de Energia Elétrica

R - Carga Resistiva

RED - Recursos Energéticos Distribuídos

RL//C - Carga resistiva-indutiva com capacitor em paralelo

VTCD - Variações de tensão de curta duração

LISTA DE SÍMBOLOS

B_1 - Susceptância na frequência fundamental
 B_{ec} - Susceptância equivalente capacitiva
 B_{eL} - Susceptância equivalente indutiva
 B_{L1} - Susceptância indutiva na frequência fundamental
 B_{c1} - Susceptância capacitiva na frequência fundamental
 C_1 - Capacitor na frequência fundamental
 C_e - Capacitância equivalente
 G_e - Condutância equivalente
 G_1 - Condutância na frequência fundamental
 G^b - Condutância equivalente balanceada
 G_m - Condutâncias das fases a, b e c
 i_a^b - Corrente ativa balanceada
 i_r^b - Corrente reativa balanceada
 i^u - Corrente de desbalanço
 i^v - Corrente residual
 i_a^u - Corrente ativa desbalanceada
 i_r^u - Corrente reativa desbalanceada
 i_{ah} - Corrente ativa harmônica total
 i_{rh} - Corrente reativa harmônica total
 i_g - Corrente harmônica gerada pela carga
 i_a^k - Corrente ativa harmônica de ordem k
 i_r^k - Corrente reativa harmônica de ordem k
 i_{as} - Corrente ativa dispersa
 i_{rs} - Corrente reativa dispersa
 i_s - Corrente dispersa
 i_1 - Corrente na frequência fundamental
 i_h - Corrente harmônica
 $\hat{i}_h$ - Corrente harmônica sem o valor médio
 i_{hl} - Corrente harmônica na carga
 i_{al} - Corrente ativa apontada à carga
 i_{rl} - Corrente reativa apontada à carga

i_l - Corrente na carga

i_{sk_C} - Corrente dispersa do consumidor de ordem k

i_{sk_S} - Corrente dispersa do supridor de ordem k

i_C - Corrente “consumida” pela carga pertencente ao subconjunto K_C

i_G - Corrente harmônica gerada pela carga pertencente ao subconjunto K_G

i_C^d - Corrente de distorção pertencente ao subconjunto K_C

i_G^d - Corrente de distorção pertencente ao subconjunto K_G

i_{INV}^x - Corrente de referência para a compensação de desequilíbrio na carga x

i_{PV} - Corrente gerada pelo painel fotovoltaico

i_{IEP}^x - Corrente de referência para a compensação de distorções harmônicas na carga x

x

i_S^x - Corrente que circula pela rede após a compensação

$\dot{I}_C^+$ - Corrente conforme de sequência positiva

$\dot{I}^+$ - Corrente de sequência positiva

$\dot{I}^-$ - Corrente de sequência negativa

$\dot{I}_C^-$ - Corrente conforme de sequência negativa

$\dot{I}_C^0$ - Corrente conforme de sequência zero

$\dot{I}_{nc}^+$ - Corrente não-conforme de sequência positiva

$\dot{I}_{nc}^-$ - Corrente não-conforme de sequência negativa

$\dot{I}_{nc}^0$ - Corrente não-conforme de sequência zero

$\dot{I}_{nc,carga}^-$ - Corrente não-conforme de sequência negativa medida na carga

$\dot{I}_{nc,PAC}^-$ - Corrente não-conforme de sequência negativa medida no PAC

$\dot{I}_h^S$ - Fonte de corrente harmônica vista pelo supridor

$\dot{I}_h^C$ - Fonte de corrente harmônica vista pela carga

I_a^b - Valor eficaz da corrente ativa balanceada

I_r^b - Valor eficaz da corrente reativa balanceada

I^u - Valor eficaz da corrente de desbalanço

I^v - Valor eficaz da corrente residual

I_a^S - Valor eficaz da corrente ativa dispersa

I_r^S - Valor eficaz da corrente reativa dispersa

I^g - Valor eficaz da corrente harmônica gerada pela carga

I_{vh}^{PAC} - Corrente residual da contribuição dos n consumidores conectados no PAC

$I_{v_h}^S$ - Corrente residual do sistema equivalente

$I_{v_h}^{C_k}$ - Corrente residual do k-ésimo consumidor

I_x^u - Corrente eficaz de desbalanço da carga x

I_{PAC}^u - Corrente eficaz de desbalanço do PAC

I_{hl_ind} - Valor eficaz da corrente harmônica na carga na indústria

I_{hl_PAC} - Valor eficaz da corrente harmônica medida no PAC

$\dot{I}_{G_h}^{PAC-n}$ - Corrente gerada pela carga para cada ordem harmônica h no consumidor n

K_C - Conjunto de harmônicas “consumidas” pela carga

K_G - Conjunto de harmônicas “geradas” pela carga

P - Potência ativa

P_1 - Potência ativa na frequência fundamental

P_C - Potência ativa consumida pela carga

P_G - Potência ativa gerada pela carga

P_k - Potência ativa de ordem harmônica k

P_{ab} - Potência ativa da carga conectada nas fases a e b

P_{bc} - Potência ativa da carga conectada nas fases b e c

P_{ca} - Potência ativa da carga conectada nas fases a e c

Q_{ab} - Potência reativa da carga conectada nas fases a e b

Q_{bc} - Potência reativa da carga conectada nas fases b e c

Q_{ca} - Potência reativa da carga conectada nas fases a e c

Q_1 - Potência reativa na frequência fundamental

R_1 - Resistor na frequência fundamental

R_x^u - Percentual de responsabilidade na geração de desequilíbrio

R_h^S - Percentual de responsabilidade do supridor pelo método CR-CPT

$R_h^{C_k}$ - Percentual de responsabilidade da carga pelo método CR-CPT

R_C - Percentual de responsabilidade calculado pelo método MB-CPT

R_{ij}^C - Parcela de responsabilidade do método CCNC

R_{hl} - Percentual de responsabilidade calculado pelo método CE-CPT

s - Desvio padrão

$\hat{v}$ - Tensão sem o valor médio

v_C - Tensão “consumida” pela carga pertencente ao subconjunto K_C

v_G - Tensão gerada pela carga pertencente ao subconjunto K_G

v_C^d - Tensão de distorção pertencente ao subconjunto K_C
 v_G^d - Tensão de distorção pertencente ao subconjunto K_G
 V_C^d - Valor eficaz da tensão v_C^d
 V_G^d - Valor eficaz da tensão v_G^d
 V_C - Valor eficaz da tensão v_C
 V_G - Valor eficaz da tensão v_G
 $\hat{V}$ - Valor eficaz da tensão $\hat{v}$
 V - Valor eficaz da tensão
 $\dot{V}^-$ - Tensão de sequência negativa
 $\dot{V}^+$ - Tensão de sequência positiva
 $\dot{V}_0$ - Tensão de sequência zero
 $\dot{V}_{S-h}^{PAC}$ - Tensão harmônica vista pelo supridor
 $\dot{V}_{C-h}^{PAC}$ - Tensão harmônica vista pela carga
 $\dot{V}_h^{PAC}$ - Tensão harmônica medida no PAC
 $\dot{V}_{proj-S-h}^{PAC}$ - Projeção fasorial da tensão harmônica do supridor
 $\dot{V}_{proj-C-h}^{PAC}$ - Projeção fasorial da tensão harmônica da carga
 $\dot{V}_{G_h}^{PAC}$ - Tensão gerada para cada ordem harmônica h no PAC
 $\dot{V}_{G_h}^{PAC-n}$ - Tensão gerada pela carga para cada ordem harmônica h no consumidor n
 $\dot{V}_h^{AT}$ - Tensão medida para cada ordem harmônica h nos níveis de alta tensão
 $\dot{V}_h^{MT}$ - Tensão medida para cada ordem harmônica h nos níveis de média tensão
 W_r - Energia reativa
 W_{r1} - Energia reativa na frequência fundamental
 ω - Frequência angular
 x_{he} - Componente heteropolar da grandeza x
 x_0 - Componente homopolar da grandeza x
 Y_{ei} - Transadmitância equivalente da carga
 Y_{li} - Transadmitância real da carga
 $\dot{Z}_h^C$ - Impedância harmônica do lado da carga
 Z_{ev} - Transimpedância equivalente da carga
 $\mathcal{B}^b$ - Reatividade equivalente balanceada
 $\mathcal{B}_m$ - Condutâncias das fases a , b e c
 $\mathcal{B}_e$ - Reatividade equivalente

λ - Fator de potência

λ_D - Fator de distorção da CPT

λ_Q - Fator de reatividade da CPT

λ^u - Fator de desbalanço da CPT

λ_x^u - Fator de desbalanço da carga x

σ_i - Distorção de corrente

σ_v - Distorção de tensão

$\theta_{v_h}^{C_k}$ - Ângulo da corrente residual do k-ésimo consumidor

$\theta_{v_h}^{PAC}$ - Ângulo da corrente residual dos n consumidores conectados no PAC

θ_{sk_C} - Ângulo da corrente dispersa do consumidor

θ_{sk_S} - Ângulo da corrente dispersa do supridor

ΔV - Diferença entre a tensão medida antes e depois da impedância

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	24
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	24
1.2 OBJETIVOS.....	28
1.3 CONTRIBUIÇÕES	29
1.4 ESTRUTURA DO TEXTO.....	30
1.5 PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS	31
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES.....	33
2.1 METODOLOGIAS PARA DETECTAR A GERAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO	33
2.2 METODOLOGIAS PARA DETECTAR A GERAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	37
2.3 LEVANTAMENTO DE REDES APLICÁVEIS A METODOLOGIAS DE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES.....	43
2.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS METODOLOGIAS DISCUTIDAS.....	53
CAPÍTULO 3 – ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES COM BASE NA CPT..	56
3.1 MARCO TEÓRICO	56
3.2 ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO.....	66
3.3 ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	81
3.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE A CPT NA ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES.....	90
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA PARA A ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE HARMÔNICAS E DESEQUILÍBRIO .	93
4.1 DEFINIÇÃO DA TENSÃO CONSUMIDA E GERADA EM CONDIÇÕES DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS EQUILIBRADAS.....	93
4.2 DEFINIÇÃO DA TENSÃO CONSUMIDA E GERADA EM CONDIÇÕES DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS DESEQUILIBRADAS	108
4.3 ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES.....	112
4.4 CONSIDERAÇÕES DA METODOLOGIA PROPOSTA	119
CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS DE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES PARA MITIGAÇÃO DE DISTÚRBIOS DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA NO PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM	121

5.1 INTRODUÇÃO	121
5.2 ESTRATÉGIA PARA A COMPENSAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO E DISTORÇÃO HARMONICA.	122
5.3 COMPENSAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO.....	124
5.4 COMPENSAÇÃO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS	128
5.5 CONSIDERAÇÕES	132
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES GERAIS	134
6.1 TRABALHOS FUTUROS	135
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137
Anexo A.....	151
Anexo B.....	154

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Com a crescente disseminação de cargas e dispositivos de comportamento não linear em todos os níveis do sistema elétrico — geração, transmissão e distribuição — aumentam as preocupações relacionadas às distorções harmônicas e às suas consequências técnicas e econômicas, sobretudo em ambientes industriais. Nos Estados Unidos, estimativas indicam que, em 2005, aproximadamente 30% da energia elétrica consumida passou por algum dispositivo eletrônico de potência ao longo de seu percurso entre a geração e o consumo final (Bossart et al., 2020). Segundo o relatório do Oak Ridge National Laboratory, esse percentual poderá atingir cerca de 80% até 2030 (Bossart et al., 2020). Além disso, as lâmpadas LED, que atualmente correspondem a cerca de 20% do total instalado no país, têm previsão de alcançar 84% até 2035 (Carneiro et al., 2021), o que representa um aumento significativo na presença de cargas potencialmente geradoras de harmônicos.

As não linearidades introduzidas por dispositivos eletrônicos de potência geram correntes harmônicas absorvidas pela carga. Ao circularem pela rede elétrica, essas correntes distorcem as formas de onda de tensão e afetam consumidores conectados tanto a montante quanto a jusante. Em sistemas trifásicos, essas correntes harmônicas apresentam amplitudes semelhantes nas três fases, mas pertencem a diferentes sequências:

- Harmônicos de ordem $3k$ (3^a , 6^a , 9^a , 15^a , ...) → sequência zero;
- Harmônicos de ordem $3k - 1$ (2^a , 5^a , 8^a , ...) → sequência negativa;
- Harmônicos de ordem $3k - 2$ (1^a , 4^a , 7^a , ...) → sequência positiva.

Essa classificação mostra que componentes de sequência negativa e zero podem contribuir para o desequilíbrio da rede, mesmo quando a fundamental está perfeitamente balanceada. O problema é agravado pelo fato de que, além da transferência de energia ocorrer em frequências diferentes da fundamental, gerando oscilações de potência, não é possível eliminar esse tipo de desequilíbrio apenas com técnicas convencionais de balanceamento de fases (Carugati et al., 2016; Santoso et al., 2002).

As consequências das distorções harmônicas e dos desequilíbrios em sistemas elétricos incluem: aumento de perdas nas linhas e transformadores, possibilidade de ocorrência de ressonâncias, redução da vida útil de equipamentos, interferência no desempenho dos sistemas de proteção, emissão de ruídos indesejados, entre outros impactos (Dirik et al., 2019; Sinvula et al., 2019). Essas perdas adicionais implicam maior demanda de potência na geração para atender à mesma carga efetiva (Ranjana Singh; Amarjit Singh, 2010).

Portanto, a crescente integração de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) às redes elétricas, aliada à demanda por um fornecimento de energia cada vez mais confiável, eficiente e de alta qualidade, tem impulsionado o desenvolvimento e a adoção de tecnologias avançadas no setor elétrico. Essa integração aumenta também a presença de dispositivos não lineares, uma vez que os RED necessitam de conversores eletrônicos de potência para conexão ao sistema (Nassif et al., 2018; Pomilio et al., 2022b). A evolução dos REDs, somada à participação ativa de consumidores, produtores e prosumidores (do inglês *prosumers*) por meio de estratégias inteligentes e dinâmicas de operação, tem conduzido à consolidação do conceito de redes elétricas modernas. Nesse contexto, diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas em áreas como modelagem de redes e controladores (Guerrero et al., 2013; Pogaku et al., 2007), melhoria da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) (Zhou et al., 2016), exploração da multifuncionalidade de conversores (Rocabert et al., 2012; Zeng et al., 2015), entre outros temas relevantes como supra harmônicas e estabilidade (Bidram; Davoudi, 2012; Majumder et al., 2010; Ota et al., 2020; Pomilio et al., 2022a).

Neste contexto, identificar corretamente a origem das distorções harmônicas e dos desequilíbrios, sejam de tensão ou de corrente, causados por cargas não lineares e/ou desbalanceadas, torna-se essencial para a aplicação de medidas corretivas, como filtragem ativa ou realocação de cargas, nos pontos de medição.

Com o intuito de monitorar o desequilíbrio em redes elétricas, um dos indicadores mais comumente utilizado é o fator de desequilíbrio, definido como a razão entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva, obtidas por meio da análise de Componentes Simétricas. Esse fator pode ser calculado tanto para a tensão (FD_V) quanto para a corrente (FD_I). No entanto, as principais normas técnicas recomendam o monitoramento das tensões, uma vez que o controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica está diretamente

associado a desequilíbrio das tensões trifásicas (ANEEL, 2020; ONS, 2017). Diante disso, normas nacionais e internacionais, como o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020), a IEC 61000-2-2 (IEC/TR 61000-2-2, 2002), a IEC 61000-2-12 (IEC 61000-2-12, 2003) e a IEEE 1159 (IEEE Std 1159, 2019), estabelecem limites de referência específicos para o fator de desequilíbrio de tensão. Para sistemas de baixa tensão, os valores máximos admissíveis encontram-se na Tabela 1, conforme estabelecido por essas normas.

Tabela 1 - Limites para o desequilíbrio de tensão em baixa tensão.

Norma	PRODIST	IEC	IEEE
Limite	3,0 %	2,0 %	2,5 %

Por outro lado, o monitoramento das distorções harmônicas em redes elétricas é comumente realizado por meio do indicador conhecido como Distorção Harmônica Total (*DHT*). Este indicador é definido como a razão, em termos de valores eficazes (rms), entre a soma das amplitudes das componentes harmônicas e a amplitude da componente na frequência fundamental. A *DHT* pode ser calculada tanto para a tensão (*DHT_V*) quanto para a corrente (*DHT_I*). Normas internacionais, como a IEEE 519-2022 (IEEE Std 519, 2022) e a IEC 61000-3-6 (IEC TR 61000-3-6, 2008), bem como normas nacionais, como o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020) e o Submódulo 2.8 da ONS (ONS, 2017), estabelecem critérios e limites máximos admissíveis para os níveis de distorção harmônica. Tais limites visam preservar a integridade dos equipamentos e minimizar perdas adicionais entre os diversos agentes¹ (supridor e consumidores) conectados à rede. A Tabela 2 apresenta os limites de distorção harmônica de tensão estipulados para redes de média tensão, segundo essas normas.

Tabela 2 - Limites para as distorções harmônicas de tensão em média tensão.

Norma	PRODIST	ONS	IEC	IEEE
Limite	8,0%	6,0 %	6,5 %	5,0 %

¹ Nesta tese, o termo agente se refere às entidades conectadas à rede elétrica, incluindo tanto os consumidores, usuários finais da energia elétrica, quanto o sistema supridor, responsável pela geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

Casos os limites estabelecidos pelas normas técnicas, tanto para o desequilíbrio quanto para as distorções harmônicas, sejam ultrapassados, torna-se necessário adotar medidas corretivas e identificar os principais responsáveis pela deterioração da QEE. Neste contexto, surge a temática de atribuição (ou compartilhamento) de responsabilidades, com o objetivo de quantificar, de forma justa e técnica, as contribuições individuais dos agentes envolvidos, sejam eles o supridor ou os consumidores. Essa atribuição é comumente expressa em termos percentuais, refletindo a parcela de influência de cada agente, nos fenômenos de desequilíbrio e distorção harmônica observados no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

Os indicadores FD_V e DHT_V , embora amplamente utilizados e formalmente definidos pelas normas técnicas, não fornecem informações suficientes para identificar a origem das fontes de desequilíbrio ou de distorções harmônicas. Isso porque esses indicadores se limitam à caracterização da forma de onda da tensão (ou corrente) no ponto de medição, refletindo apenas o efeito resultante da interação entre múltiplos agentes (supridor e consumidores) conectados ao sistema. O principal desafio, portanto, reside em desenvolver metodologias capazes de quantificar a contribuição individual de cada agente para os níveis observados de FD_V e DHT_V no PAC. Tal identificação é essencial para que eventuais ações corretivas, técnicas ou regulatórias, possam ser direcionadas de forma mais justa e eficaz, conforme sugerem trabalhos recentes na literatura (Artale et al., 2022; Tadayon et al., 2020).

Diversos métodos têm sido propostos na literatura com o objetivo de estimar a contribuição relativa dos agentes para os fenômenos de desequilíbrio de tensão (Arão et al., 2016; Arvelos Moraes et al., 2021; Gregory, 2020; Gregory et al., 2020; IEC TR 61000-3-13, 2008; Srinivasan; Jutras, 1998; Xu; Liu, 2000) e distorções harmônicas (Dos Santos; Santos, 2021; IEC TR 61000-3-6, 2008; Santos et al., 2019, 2021; Xu; Liu, 2000). Essas metodologias, em geral, buscam calcular índices de responsabilidade com base em grandezas elétricas medidas no PAC ou em pontos estratégicos da rede. Apesar dos avanços obtidos, tais abordagens ainda apresentam limitações importantes, seja quanto à confiabilidade dos resultados, à sensibilidade a erros de medição, à dependência de dados completos da topologia da rede ou à complexidade de implementação em ambientes reais. Esses fatores comprometem sua viabilidade para aplicação prática em redes elétricas modernas, que frequentemente operam sob condições de intermitências, com múltiplas fontes não lineares e elevada inserção de geração distribuída.

Além disso, embora a *Conservative Power Theory* (CPT) seja amplamente empregada em aplicações como compensação de potência, controle de filtros ativos e análise de sistemas desequilibrados (Arcadevani et al., 2025; Bonaldo et al., 2016; Brandão et al., 2016), sua aplicação no contexto de atribuição de responsabilidades para distorções e desequilíbrios ainda é pouco explorada. Diante disso, este trabalho propõe o desenvolvimento de metodologias não invasivas² baseadas na CPT para quantificar, de forma individualizada, as contribuições de supridor e consumidores para a distorção harmônica e desequilíbrio de tensão no PAC. A proposta visa superar limitações identificadas em abordagens anteriores, especialmente no que se refere à elevada complexidade, necessidade de dados extensivos da rede e alta sensibilidade a erros de medição, oferecendo soluções mais simples, robusta e adequada a ambientes operacionais reais, quando comparadas às demais metodologias.

Esta tese de doutorado busca, portanto, o desenvolvimento e a avaliação de metodologias não invasivas de atribuição de responsabilidades, fundamentadas na CPT, capazes de identificar a origem dos distúrbios e realizar o compartilhamento proporcional entre os agentes (consumidores e supridor) de forma técnica e justa. Adicionalmente, são apresentadas diretrizes para sua aplicação prática em sistemas com geração distribuída, cargas não lineares desbalanceadas e condições de operação não ideais (distorções e desequilíbrios), destacando sua viabilidade em cenários reais.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

O principal objetivo desta tese de doutorado é desenvolver metodologias não invasivas de atribuição de responsabilidades, fundamentadas na CPT, aplicáveis à geração de desequilíbrio e distorções harmônicas no PAC. As metodologias propostas visam identificar as cargas que mais contribuem para o desequilíbrio de tensão e para a distorção harmônica de tensão no PAC. Adicionalmente, é apresentada uma nova abordagem de análise do fluxo de potências harmônicas, baseada na defasagem angular entre tensões e correntes harmônicas, capaz de distinguir as parcelas de responsabilidade entre supridor (fonte) e os consumidores (cargas) ao identificar quais

² As metodologias não invasivas dispensam a inserção de elementos físicos no sistema, como capacitores e filtros passivos ou ativos, bem como a realização de manobras nas cargas (consumidores) para a determinação dos percentuais de responsabilidade.

harmônicas são geradas ou absorvidas por cada carga. As metodologias são discutidas também sob a ótica de sua implementação prática, considerando requisitos de medição, viabilidade computacional e aplicabilidade em cenários reais. Após a identificação da origem dos distúrbios no PAC, são sugeridas medidas corretivas para mitigar a circulação de correntes desbalanceadas e harmônicas, evidenciando, por meio de simulações computacionais, a melhoria da QEE no PAC.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Identificar as cargas que mais contribuem para o desequilíbrio e para a distorção harmônica no PAC, com base na análise dos indicadores FD_V e DHT_V ;
- Analisar, discutir e propor uma metodologia baseada na corrente de desbalanço da CPT, para atribuir responsabilidades na geração de desequilíbrio de tensão no PAC, denominada de MBCPT-D;
- Analisar, discutir e propor metodologias fundamentadas na corrente residual e na corrente dispersa da CPT para atribuição de responsabilidades na geração de distorção harmônica no PAC, denominadas de CR-CPT e MBCPT-H;
- Desenvolver e discutir uma metodologia simplificada, fundamentada na caracterização de cargas da CPT (no domínio do tempo), para atribuir responsabilidades na geração de harmônicas no PAC, denominada CE-CPT;
- Propor uma nova abordagem baseada na defasagem entre os ângulos da tensão e corrente para cada ordem harmônica, possibilitando identificar harmônicas geradas e absorvidas pelas cargas, viabilizando uma estratégia inovadora de atribuição de responsabilidades;
- Propor estratégia de mitigação para os desequilíbrios e distorções harmônicas, fundamentada nas metodologias propostas, visando à melhoria da QEE no PAC.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições desta tese são:

- Proposição de metodologias não invasivas, fundamentadas na CPT, para atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrios e distorções harmônicas, com análise crítica de suas potencialidades e limitações;
- Desenvolvimento de uma nova abordagem inovadora para separar, de forma clara e eficaz, as contribuições individuais do supridor e consumidores para as distorções harmônicas, superando limitações tanto dos métodos fundamentados pela CPT quanto de outros métodos propostos na literatura;
- Formulação de estratégias de mitigação direcionada aos principais agentes causadores de distorções e desequilíbrios no PAC, fundamentadas nas metodologias propostas de atribuição de responsabilidades, visando à melhoria da QEE no PAC.

1.4 ESTRUTURA DO TEXTO

O Capítulo 1 apresenta a contextualização do tema, destacando a relevância do estudo das metodologias de atribuição de responsabilidades diante dos desafios da QEE. São também explicitados os objetivos gerais e específicos da pesquisa.

O Capítulo 2 realiza uma revisão bibliográfica sobre as metodologias existentes de atribuição de responsabilidades relacionadas ao desequilíbrio e às distorções harmônicas. São analisadas as principais abordagens propostas, suas vantagens e limitações, bem como identificadas lacunas que motivam as contribuições deste trabalho.

O Capítulo 3 apresenta as considerações feitas para a CPT, incluindo suas formulações no domínio do tempo, da frequência e sua aplicação na caracterização de cargas. Neste capítulo, são introduzidas quatro metodologias de atribuição de responsabilidades: três baseadas na CPT, denominadas MBCPT-D, CR-CPT e MBCPT-H e uma fundamentada na caracterização de carga, denominada CE-CPT.

O Capítulo 4 propõe uma nova metodologia para análise do fluxo harmônico, que permite a separação das componentes de tensão e corrente associadas à fonte e à carga, viabilizando a quantificação das responsabilidades de cada agente pelas distorções observadas.

O Capítulo 5 propõe estratégias de mitigação dos desbalanços e distorções harmônicas originadas pela carga mais impactante no PAC. A metodologia realiza a

compensação ativa da carga poluidora, com avaliação do impacto nos índices *FD* e *DHT* do PAC.

Por fim, o Capítulo 6 sintetiza os principais resultados alcançados, destacando as contribuições da tese. São também apresentadas sugestões de trabalhos futuros que possa dar continuidade às investigações iniciadas neste estudo.

1.5 PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS

A seguir, são listadas as publicações realizadas no período entre o início do doutorado e a finalização desta tese.

1.5.1 ARTIGOS DIRETAMENTE RELACIONADOS A TESE

- [1] M. Branco Arcadepani, D. Tardivo Rodrigues, A. Candido Moreira, J. P. Bonaldo, H. Guillard Junior and H. K. Morales Paredes, "Conservative Power Theory for Harmonic Voltage Responsibility Assignment," in IEEE Latin America Transactions, vol. 20, no. 3, pp. 443-450, March 2022, doi: 10.1109/TLA.2022.9667142.
- [2] H. K. M. Paredes, M. B. Arcadepani, A. C. Moreira, F. A. S. Gonçalves, and F. Pinhabel Marafão, "Enlightening Load Modeling by Means of Power Factor Decompositions," in Energies, vol. 16, no. 10, p. 4089, May 2023, doi: 10.3390/en16104089.
- [3] M. B. Arcadepani, A. C. Moreira and H. K. Morales-Paredes, "Non-Invasive Approach to Harmonic Responsibility Assignment Based on Conservative Power Theory," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 39, no. 5, pp. 3009-3012, Oct. 2024, doi: 10.1109/TPWRD.2024.3451791.
- [4] M. B. Arcadepani, L. Takahashi Dos Santos, A. C. Moreira, J. Paulo Bonaldo, F. P. Marafão and H. K. Morales-Paredes, "Caracterização de Carga para Análise de Emissão de Harmônicas em Sistemas Elétricos," 2023 XV Brazilian Conference on Quality of Power (CBQEE), São Luiz, Brazil, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/CBQEE59548.2023.10503693.
- [5] M. B. Arcadepani, A. C. Moreira, R. dos Santos and H. K. M. Paredes, "Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica em Redes de Distribuição Usando a CPT e a IEEE Std 1459," XI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), São João del-Rei, Brazil, 2025.
- [6] E. V. Liberado, M. B. Arcadepani, P. F. Silva, A. F. Silva, B. O. Zarpellon, L. D. O. Arenas and H. K. M. Paredes, "Towards Smart Power Quality Accountability by using Fuzzy Rule-based Approach," 2025 IEEE

International Conference on Energy Technologies for Future Grids (IEEE ETFG 2025), Wollongong, Austrália, 2025.

1.5.2 ARTIGOS CORRELACIONADOS AO TEMA DESENVOLVIDO

- [7] M. B. Arcadepani, A. C. Moreira, F. P. Marafão and H. K. M. Paredes, “Análise Comparativa Entre as Teorias CPC e CPT para Circuitos Monofásicos”. In: XXIV Congresso Brasileiro de Automática, Fortaleza, 2022.
- [8] A. F. Silva, E. V. Liberado, M. B. Arcadepani, P. F. Silva and H. K. M. Paredes, “A Conservative Power Theory-Based Programmable Load for Time Domain Simulations,” 2025 XVI Brazilian Conference on Quality of Power (CBQEE), Uberlândia, Brazil, 2025.
- [9] A. B. Farias, B. D. O. Batista, B. R. P. Corando, H. K. M. Paredes, M. B. Arcadepani and A. C. Moreira, “Análise Comparativa entre Indicadores de Distorção de Corrente sob Diferentes Condições de Operação,” XI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), São João del-Rei, Brazil, 2025.
- [10] M. B. Arcadepani, P. F. Silva, A. F. Silva, J. P. Bonaldo and H. K. M. Paredes, “Energy Quality: A Comparative Analysis with Traditional Power Quality Indices Considering Distributed Energy,” 18th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP 2025), Vitória, Brazil, 2025.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica das metodologias empregadas para a atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrio e distorções harmônicas, além das redes testes de referência nas quais essas metodologias podem ser aplicadas. Com o objetivo de identificar as lacunas que fundamentam a proposta desta tese, realiza-se uma análise crítica das vantagens e desvantagens de cada metodologia, buscando justificar a necessidade de desenvolvimento de uma nova abordagem para a atribuição de responsabilidades.

2.1 METODOLOGIAS PARA DETECTAR A GERAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO

Para identificar adequadamente as cargas responsáveis pelo desequilíbrio no PAC, foram estabelecidas metodologias de atribuição de responsabilidade. Com o objetivo de evidenciar as limitações que fundamentam a proposta deste trabalho, realiza-se uma análise crítica das vantagens e desvantagens de cada metodologia, de modo a justificar a necessidade do desenvolvimento de uma abordagem mais avançada para essa atribuição de responsabilidade. A seguir, são apresentadas as metodologias estudadas e analisadas.

Método IEC (IEC TR 61000-3-13, 2008): este método identifica o desequilíbrio de tensão entre os agentes envolvidos, tanto o supridor quanto o consumidor, com base em medições de tensão realizadas antes e após a conexão de uma unidade consumidora (carga). O fator de desequilíbrio do consumidor é definido como a diferença entre o fator de desequilíbrio após a conexão da carga e aquele anterior à carga. Em casos com a presença de uma única carga desbalanceada, o método IEC apresentou resultados consistentes e satisfatórios (Arão et al., 2016; Arvelos Moraes et al., 2021). No entanto, em situações com duas cargas desbalanceadas, o método demonstrou certos resultados inconsistentes (Arão et al., 2016). Trata-se de uma metodologia invasiva, pois requer a avaliação do sistema antes e após a conexão da carga. Além disso, seu uso prático é limitado em instalações já existentes na rede, devido à necessidade de determinação das impedâncias das linhas (Sun et al., 2017).

Com o intuito de superar essa limitação, propõe-se o uso do método do Fluxo de Potência Trifásico.

Método do Fluxo de Potência Trifásico (FPT) (Seiphetlho; Rens, 2010): Com base na avaliação do sentido do fluxo de potência ativa de sequência negativa, derivado das Componentes Simétricas, determina-se o agente, supridor ou consumidor, responsável pelo desequilíbrio de tensão no sistema (Seiphetlho; Rens, 2010). Se a potência for negativa, o consumidor é considerado responsável pelo desequilíbrio de tensão. Caso a potência seja positiva, o supridor é identificado como o agente causador do desequilíbrio. O método FPT é não invasivo, ou seja, não requer a inserção de elementos físicos no sistema, superando assim a limitação do método IEC. No entanto, em situações com duas cargas desbalanceadas no sistema, o método não determina corretamente os percentuais de responsabilidade de cada carga (Arão et al., 2016; Arvelos Moraes et al., 2021). Além disso, estudos apresentados em (Arvelos Moraes et al., 2021) indicam que o método identifica apenas o agente que mais contribui para o desequilíbrio de tensão no PAC, sem calcular proporcionalmente os percentuais de responsabilidade entre os agentes envolvidos. A fim de superar as limitações dos métodos IEC e FPT, será discutido o método da Corrente Conforme e Não-Conforme.

Método da Corrente Conforme e Não-Conforme (CCNC) (Srinivasan; Jutras, 1998): trata-se de uma das metodologias mais aplicadas na literatura, servindo como referência para fins de comparação (Arão et al., 2016). Por esse motivo, será realizada uma análise mais detalhada desta metodologia. O método CCNC pressupõe que a corrente total é decomposta em duas componentes: corrente conforme e corrente não-conforme. A corrente conforme é proporcional à tensão e, portanto, associada a distúrbios provenientes da tensão. Por outro lado, a corrente não-conforme está relacionada às características da carga, contribuindo para o aumento do desequilíbrio do sistema. Como no próximo capítulo será realizada uma comparação com essa metodologia, apresenta-se a seguir o seu equacionamento.

Como apenas a fonte de tensão pode gerar distúrbios na componente de sequência positiva na frequência fundamental, a corrente conforme é responsável pela potência de sequência positiva. A corrente conforme de sequência positiva (I_c^+) é igual à corrente de sequência positiva (I^+), enquanto as correntes conforme de

sequência negativa ($\dot{I}_c^-$) e de sequência zero ($\dot{I}_c^0$) são proporcionais às respectivas tensões ($\dot{V}^-$ e $\dot{V}^0$), e inversamente proporcionais à tensão de sequência positiva ($\dot{V}^+$):

$$\dot{I}_c^+ = \dot{I}^+ \quad (2.1)$$

$$\dot{I}_c^- = \dot{I}_c^+ \frac{\dot{V}^-}{\dot{V}^+} \quad (2.2)$$

$$\dot{I}_c^0 = \dot{I}_c^+ \frac{\dot{V}^0}{\dot{V}^+} \quad (2.3)$$

A corrente não-conforme de sequência positiva ($\dot{I}_{nc}^+$) é igual à diferença entre a corrente de sequência positiva e a corrente conforme de sequência positiva. No entanto, essas parcelas de corrente são idênticas; portanto, a corrente $\dot{I}_{nc}^+$ é nula. De forma análoga, são calculas as correntes não-conforme de sequência negativa ($\dot{I}_{nc}^-$) e de sequência zero ($\dot{I}_{nc}^0$):

$$\dot{I}_{nc}^+ = \dot{I}^+ - \dot{I}_c^+ = 0 \quad (2.4)$$

$$\dot{I}_{nc}^- = \dot{I}^- - \dot{I}_c^- \quad (2.5)$$

$$\dot{I}_{nc}^0 = \dot{I}^0 - \dot{I}_c^0 \quad (2.6)$$

Portanto, de acordo com esse método, a presença de correntes conforme e não-conforme de sequência negativa está relacionada à origem do desequilíbrio. A parcela de responsabilidade da carga é definida com base na projeção vetorial da corrente não-conforme de sequência negativa da carga ($\dot{I}_{nc,carga}^-$) sobre a corrente não-conforme de sequência negativa do PAC ($\dot{I}_{nc,PAC}^-$):

$$R_U^C = 100 \cdot \frac{|\dot{I}_{nc,carga}^-| \cos \gamma}{|\dot{I}_{nc,PAC}^-|} \quad (2.7)$$

em que γ é a diferença angular entre as correntes $\dot{I}_{nc,carga}^-$ e $\dot{I}_{nc,PAC}^-$.

O método CCNC tem demonstrado resultados consistentes na atribuição de responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão em casos com duas cargas lineares desbalanceadas conectadas ao PAC (Arão et al., 2016), superando as limitações dos métodos IEC e FPT. No entanto, sua avaliação foi limitada a cargas desbalanceadas sob condições de alimentação senoidal (Arão et al., 2016). Além disso, em sistemas que incluem cargas motrizes, como motores de indução e máquinas síncronas, o método apresenta resultados inconsistentes (Neto et al., 2012; Seiphetlho; Rens, 2010). Isso se deve ao fato de que motores de indução possuem uma baixa impedância de sequência negativa em comparação com a componente de sequência positiva. Como a formulação do método pressupõe que as impedâncias de sequência

positiva, negativa e zero são equivalentes, essa suposição leva a respostas contraditórias (Arvelos Moraes et al., 2021). Para superar essa limitação de aplicação em cargas motrizes, foi proposto o método da Superposição, apresentado a seguir.

Método da Superposição (MS) (Gregory et al., 2020; Xu; Liu, 2000): com base no Teorema da Superposição e na análise do circuito equivalente de Norton, este método obtém as parcelas de responsabilidade do sistema supridor e dos consumidores presentes no PAC. Os conceitos são aplicados sob a perspectiva das contribuições das componentes de sequência negativa. O MS, inicialmente proposto para estudos de compartilhamento de responsabilidades decorrentes de distorções harmônicas, apresentou resultados consistentes na atribuição de responsabilidades relacionadas à geração de desequilíbrio de tensão, evidenciando sua sólida fundamentação teórica (Arvelos Moraes et al., 2021; Gregory, 2020). Além disso, esse método supera as limitações dos métodos IEC, FPT e CCNC, sendo não invasivo e oferecendo resultados satisfatórios em sistemas com duas cargas desbalanceadas. Todavia, apresenta limitação prática, uma vez que requer o conhecimento prévio das impedâncias. Assim, recomenda-se que o método seja utilizado como uma ferramenta para estudos de atribuição de responsabilidades por desequilíbrios de tensão em ambientes controlados (Gregory, 2020). Com o intuito de dispensar o cálculo das impedâncias, propõe-se o método da Mudança de Estado Controlada.

Método da Mudança de Estado Controlada (MMEC) (Gregory, 2020; Gregory et al., 2020): mediante a inserção de uma fonte de perturbação conhecida, provocam-se alterações nas tensões e correntes do PAC, permitindo a determinação dos percentuais de responsabilidade dos agentes envolvidos. Dentre as possibilidades para promover tais alterações no estado operacional da rede, pode-se empregar, por exemplo, o chaveamento de um capacitor monofásico. Naturalmente, outros componentes e configurações também podem ser utilizados. As responsabilidades são calculadas antes e depois da conexão do capacitor, com base nas contribuições das componentes de sequência negativa. O método MMEC supera as limitações dos métodos anteriormente apresentados (IEC e FPT), apresentando resultados consistentes em sistemas com múltiplas cargas desbalanceadas (Arvelos Moraes et al., 2021; Gregory, 2020). Destaca-se que, diferentemente do método da Superposição, o MMEC não requer o conhecimento das impedâncias de sequência negativa. Contudo, trata-se de um método invasivo, uma vez que envolve a inserção de uma fonte para perturbar os níveis de desequilíbrio, o que pode ocasionar efeitos

indesejados no sistema elétrico de potência. Além disso, é necessário definir protocolos de medição e considerar os custos associados à instalação e ao manuseio da fonte perturbada e do próprio capacitor.

Adicionalmente, outros métodos não invasivos têm sido propostos na literatura, como apresentado em Dadashzade et al. (2021) e Wang et al. (2020). Em Dadashzade et al. (2021), a metodologia baseia-se na potência aparente de sequência negativa para a detecção de cargas desbalanceadas, visando superar as limitações das potências ativa e reativa de sequência negativa na identificação dessas cargas. No entanto, os estudos não consideram cenários com distorções harmônicas, como tensões de alimentação distorcidas e/ou a presença de cargas não lineares.

Por outro lado, em Wang et al. (2020), é proposta uma abordagem baseada em técnicas de inteligência artificial (IA), aliadas à componente de sequência negativa. A metodologia permite estimar, de forma consistente, as parcelas de responsabilidade de diferentes fontes geradoras de desequilíbrio em sistemas com presença de recursos energéticos distribuídos. Contudo, para garantir a precisão dos resultados, é necessário um aumento no tempo de cálculo. Assim, pesquisas futuras devem buscar otimizar esse tempo sem comprometer a acurácia. Além disso, o método requer conhecimento prévio das impedâncias do sistema e, por se tratar de uma abordagem baseada em IA, apresenta maior complexidade de implementação.

A seguir, são apresentadas as metodologias de atribuição de responsabilidades na geração das distorções harmônicas.

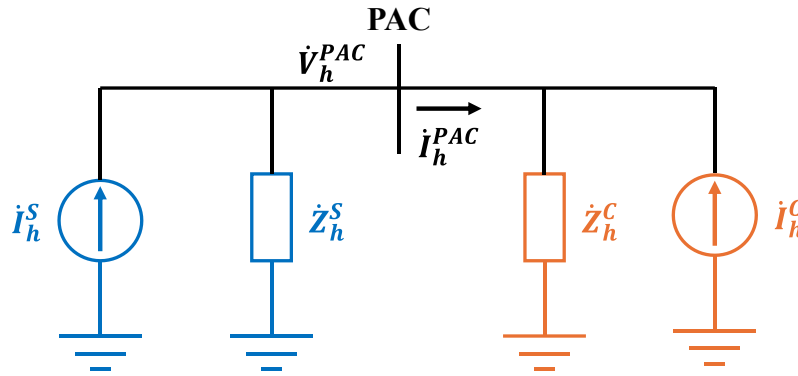
2.2 METODOLOGIAS PARA DETECTAR A GERAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Após a apresentação das metodologias de atribuição de responsabilidades na geração do desequilíbrio, serão discutidas as metodologias voltadas à identificação dos agentes responsáveis pela geração de distorções harmônicas.

Os primeiros métodos desenvolvidos com essa finalidade foram o Método do Fluxo de Potência Harmônica (Cristaldi; Ferrero, 1995; Swart et al., 1994) e o Método da Corrente Conforme e Não Conforme (Srinivasan, 1996; Srinivasan; Jutras, 1998). No entanto, estudos publicados posteriormente evidenciaram limitações em suas formulações matemáticas (Santos et al., 2011; Xu et al., 2003). Com o intuito de superar essas limitações, foi proposto o método da Superposição, o qual apresenta avanços significativos em relação aos métodos anteriores.

Método da Superposição (Xu; Liu, 2000): também conhecido como Método do Vetor Harmônico de Tensão (MVHT), este é um dos principais métodos encontrados na literatura, sendo amplamente utilizado como referência no cálculo da atribuição de responsabilidades, por apresentar resultados consistentes e coerentes (Gianesini et al., 2023; Papic et al., 2019). Considerando que, no capítulo seguinte, será realizada uma comparação com essa metodologia, apresenta-se, a seguir, o seu equacionamento. Este método baseia-se no circuito equivalente de Norton, utilizado para representar as cargas conectadas ao PAC, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Circuito Equivalente de Norton.



Fonte: Elaboração própria.

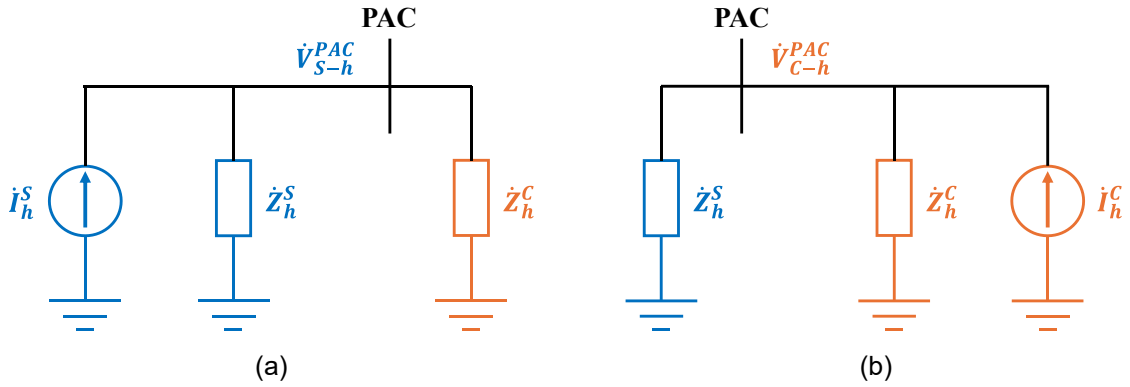
Ao aplicar o princípio da superposição na Figura 1, a Figura 2(a) apresenta o circuito equivalente visto do lado da fonte (supridor), representado por uma fonte de corrente harmônica i_h^S e uma impedância Z_h^S . Por sua vez, a Figura 2(b) mostra o circuito equivalente do lado da carga (consumidor), composto por uma corrente harmônica i_h^C e uma impedância Z_h^C . Dessa forma, a aplicação do princípio da superposição permite separar as contribuições individuais de cada lado para cada ordem harmônica.

A contribuição devido às distorções harmônicas de cada parte sobre o PAC é representada pelas tensões harmônicas $\dot{V}_{S-h}^{PAC}$ (supridor) e $\dot{V}_{C-h}^{PAC}$ (consumidor), definidas como:

$$\dot{V}_{S-h}^{PAC} = \frac{\dot{Z}_h^S \cdot \dot{Z}_h^C}{\dot{Z}_h^S + \dot{Z}_h^C} i_h^S \quad (2.8)$$

$$\dot{V}_{C-h}^{PAC} = \frac{\dot{Z}_h^S \cdot \dot{Z}_h^C}{\dot{Z}_h^S + \dot{Z}_h^C} i_h^C \quad (2.9)$$

Figura 2 - Emprego do princípio da superposição: (a) Supridor e (b) Carga.



Fonte: Elaboração própria.

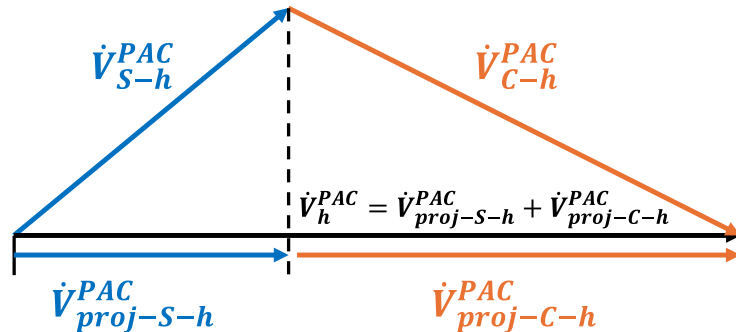
Portanto, ao reescrever as equações (2.8) e (2.9), obtêm-se as expressões das correntes harmônicas correspondentes ao supridor e aos consumidores (carga):

$$i_h^S = \frac{\dot{V}_h^{PAC}}{\dot{Z}_h^S} + i_h^{PAC} \quad (2.10)$$

$$i_h^C = \frac{\dot{V}_h^{PAC}}{\dot{Z}_h^C} - i_h^{PAC} \quad (2.11)$$

em que $\dot{V}_h^{PAC}$ é a tensão harmônica medida no PAC, correspondente à soma das contribuições harmônicas do supridor e do consumidor, ou seja, $\dot{V}_h^{PAC} = \dot{V}_{S-h}^{PAC} + \dot{V}_{C-h}^{PAC}$. Os percentuais de responsabilidades são calculados por meio da projeção fasorial das tensões harmônicas do supridor ($\dot{V}_{proj-S-h}^{PAC}$) e do consumidor ($\dot{V}_{proj-C-h}^{PAC}$) sobre a tensão harmônica do PAC, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 - Projeção Vetorial das tensões para o supridor e consumidor.



Fonte: Elaboração própria.

Embora o método MVHT apresente resultados satisfatórios na determinação dos percentuais de responsabilidade de cada agente envolvido no PAC, além de ser

uma abordagem não invasiva, ou seja, que dispensa o uso de elementos físicos no sistema, sua aplicação prática é limitada pela exigência de conhecimento prévio das impedâncias harmônicas do supridor e consumidor (Arcadevani et al., 2024). Na maioria dos casos, essas informações são difíceis de serem obtidas. Com o intuito de superar essa limitação, foram propostos os métodos da Impedância Dominante, do Capacitor Chaveado e o método IEC, descritos a seguir.

Método da Impedância Dominante (MID) (Santos et al., 2021): de forma semelhante, este método também utiliza o princípio da superposição de tensões para calcular as contribuições do supridor e da carga. Para determinar os percentuais de responsabilidade, instala-se um filtro passivo sintonizado para cada ordem harmônica h no sistema, dispensando o conhecimento aprofundado das impedâncias do sistema. A impedância desse filtro é predominante em relação às demais impedâncias do sistema, tornando-se o caminho preferencial para as correntes harmônicas. Assim, para estimar as contribuições de cada agente, basta medir as correntes harmônicas a montante e a jusante da impedância dominante instalada no PAC. Embora essa abordagem supere a limitação do método MVHT, por não exigir o conhecimento das impedâncias harmônicas do sistema, trata-se de um método invasivo. Adicionalmente, envolve custos relacionados ao monitoramento, operação e instalação dos filtros sintonizados (Arcadevani et al., 2024).

Método do Capacitor Chaveado (MCC) (Santos et al., 2019): este método baseia-se na estimativa das contribuições harmônicas por meio da conexão de um capacitor no PAC. As responsabilidades são então calculadas com base nas medições de tensão e corrente realizadas antes e após a conexão do capacitor. A principal vantagem desse método é que unidades capacitivas já se encontram frequentemente instaladas no sistema elétrico. Assim como no método anterior (MID), a utilização de um capacitor chaveado dispensa o conhecimento aprofundado das impedâncias do sistema. No entanto, sua implementação envolve custos associados ao monitoramento, à operação e à própria instalação do capacitor, além do risco de ocorrência de ressonâncias no sistema (Arcadevani et al., 2024).

Método da Injeção de Corrente Harmônica (MICH) (Dos Santos; Santos, 2021): neste método, um filtro ativo de potência é inserido no sistema para injetar pequenas correntes harmônicas, provocando perturbações na tensão harmônica em avaliação, de forma semelhante ao método de desequilíbrio MMEC. A partir dessas perturbações, os percentuais de responsabilidade do supridor e da carga são

determinados com base nas medições de tensão e corrente realizadas antes e após a injeção das correntes harmônicas. A principal vantagem dessa abordagem é que ela dispensa o conhecimento prévio das impedâncias harmônicas do sistema. No entanto, trata-se de um método invasivo, que envolve custos relacionados ao monitoramento, operação e instalação do filtro ativo de potência (Arcadevani et al., 2024).

Método IEC (IEC TR 61000-3-6, 2008): neste método, a contribuição harmônica do sistema supridor é estimada a partir da tensão medida no PAC antes da conexão do consumidor. A abordagem dispensa a instalação de elementos físicos no sistema, assim como o conhecimento detalhado das impedâncias. No entanto, requer o desligamento temporário do consumidor em análise (Arcadevani et al., 2024), caracterizando-se, portanto, como um método invasivo.

Adicionalmente, a literatura apresenta outros métodos não invasivos que não foram citados anteriormente, como o método de regressão bilinear, o método das flutuações e o método FastICA. O método baseado em um modelo de regressão bilinear, descrito em Zhang e Yang (2004), estima a impedância harmônica por meio de equações lineares que relacionam as tensões e correntes harmônicas no PAC. Nesse processo, os vetores de tensão e corrente harmônicas são decompostos em suas componentes real e imaginária, e as impedâncias harmônicas são calculadas utilizando o método dos mínimos quadrados. Contudo, a metodologia apresentada em Zhang e Yang (2004) exige alta consistência nos dados estatísticos das harmônicas, o que pode representar uma limitação na estimativa das componentes reais das impedâncias harmônicas (Wu et al., 2018).

Outro método não invasivo, denominado método das flutuações (Yang et al., 1994), propõe o cálculo da impedância harmônica com base nas variações das tensões e correntes harmônicas no PAC. Essa abordagem representa um aprimoramento da técnica de regressão linear apresentada em Zhang e Yang (2004), mas pode ser sensível à presença de harmônicas variáveis no tempo no lado do supridor (Wu et al., 2018).

Por sua vez, o método FastICA (Zhao; Yang, 2016) permite a separação das variações nas tensões e correntes harmônicas, atenuando a influência das harmônicas variáveis no tempo provenientes do lado da concessionária. No entanto, esse método baseia-se na Análise de Componentes Independentes (ICA), o que adiciona complexidade ao processo de identificação das componentes harmônicas que precisam ser atribuídas. Além disso, para aprimorar a precisão na separação das

componentes realizadas pela ICA e, conseqüentemente, aumentar a acurácia no cálculo da impedância harmônica da concessionária, são necessárias pesquisas adicionais (Zhao; Yang, 2016).

Em Liu et al. (2024), foi proposta uma nova metodologia para a estimativa das contribuições harmônicas em sistemas com múltiplas fontes geradoras, baseada em teoria da informação e técnicas de otimização inteligente. Esse método supera as limitações do modelo MVHT, uma vez que não requer o conhecimento prévio das impedâncias harmônicas. No entanto, por ser fundamentado em inteligência artificial, a abordagem apresenta maior complexidade e demanda uma base de dados robusta para estimar com precisão as contribuições harmônicas.

Por outro lado, visando superar as limitações dos métodos baseados em aprendizado de máquina, como a ausência de consideração das interações entre cargas geradoras de distorções harmônicas e cargas variantes ao longo do tempo, em Hua et al. (2024) é proposto um método que emprega um fator adaptativo aliado à regressão de processo gaussiano fuzzy com múltiplas saídas. Esse método apresenta boa acurácia na modelagem das fontes harmônicas, tendo sua eficácia validada por meio de harmônicas medidas em uma estação fotovoltaica. Contudo, a metodologia demonstra certa sensibilidade à qualidade dos dados utilizados, bem como à escolha das funções de pertinência no modelo fuzzy.

Neste contexto, esta tese de doutorado aplica a CPT para propor metodologias não invasivas de atribuição de responsabilidades tanto na geração de desequilíbrio quanto na geração de distorções harmônicas. Embora a CPT já tenha sido amplamente empregada em diversas áreas como compensação e caracterização de carga (Bonaldo et al., 2016; Brandão et al., 2016; Paredes et al., 2023; Tenti et al., 2014), sua aplicação específica na atribuição de responsabilidades ainda é pouco explorada. Em Tenti et al. (2011a), a teoria foi aplicada com foco na tarifação de energia, buscando assegurar a penalização adequada das cargas em função de sua responsabilidade na geração de potência reativa, assimetria de tensão e distorção harmônica. No entanto, o referido estudo não aborda a identificação dos agentes causadores dos distúrbios de QEE, ou seja, não contempla a determinação das contribuições individuais de cada carga para tais distúrbios.

Diante disso, a decomposição da corrente em parcelas ortogonais, cada uma associada a um fenômeno de potência específico, permite uma análise mais aprofundada do comportamento do sistema, viabilizando definir metodologias não

invasivas para atribuição de responsabilidades. Neste trabalho, é proposto um índice com base na corrente de desbalanço da CPT que permite identificar os responsáveis pela geração de desequilíbrio. Para as distorções harmônicas, a análise considera tanto as parcelas de corrente harmônica impostas pelas distorções de tensão quanto aquelas originadas pelas cargas, possibilitando a identificação dos respectivos agentes responsáveis.

É importante destacar que, ao direcionar a análise para a identificação dos agentes causadores dos distúrbios de QEE, há uma perda da interpretação direta dos fenômenos de potência, uma vez que essa abordagem desconsidera as interações entre o supridor e os consumidores. O foco passa a ser o cálculo de uma grandeza numérica que indique, de forma objetiva, o agente responsável pelo distúrbio.

Antes de definir os métodos de atribuição de responsabilidades, serão apresentadas as redes em que as metodologias de atribuição de responsabilidades se destacam como aplicáveis, com o objetivo de validar os métodos propostos ao longo da literatura.

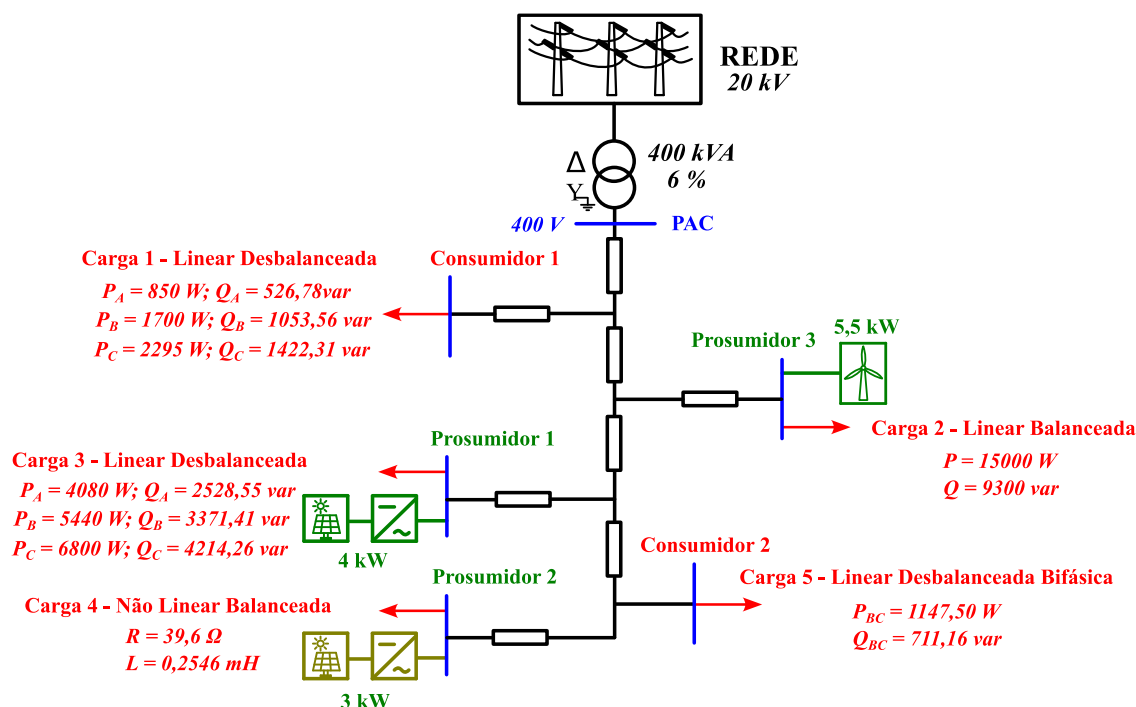
2.3 LEVANTAMENTO DE REDES APLICÁVEIS A METODOLOGIAS DE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES

Com a finalidade de aplicar as metodologias de atribuição de responsabilidades para determinar as contribuições de distorções harmônicas e desequilíbrio no PAC, foram desenvolvidas, por grupos de estudo, redes testes de referência que simulam cenários reais e práticos. Adiante, serão apresentadas as redes aplicáveis às metodologias de atribuição tanto para o desequilíbrio quanto para as distorções harmônicas.

2.3.1 MICRORREDE DE REFERÊNCIA DO CIGRE

O grupo de estudos do Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) desenvolveu uma rede de referência para redes de distribuição de baixa tensão, conforme apresentado em (CIGRE, 2009), com o objetivo de integrar recursos de energia renovável e distribuída. Diversos estudos, tais como Kotsampopoulos et al. (2018), Olivares et al. (2014) e Song et al. (2021), analisaram a MR do CIGRE, abordando diferentes aspectos metodológicos, como o impacto dos REDs no fluxo de potência, gerenciamento energético e aplicações de sistemas de controle.

Figura 5 - Sistema de Referência do CIGRE adaptado para atribuição de responsabilidades.



Fonte: Adaptada de CIGRE (2009).

Tabela 3 - Distorções harmônicas e fator de desequilíbrio no sistema adaptado do CIGRE.

Medições	DHT_V [%]	DHT_I [%]	FD_V [%]	FD_I [%]
PAC	1,08	4,30	0,20	8,71
Consumidor 1	1,16	0,17	0,23	25,76
Prosumidor 1	1,32	0,20	0,26	14,18
Prosumidor 2	1,49	29,26	0,25	0,25
Prosumidor 3	1,24	0,18	0,24	0,24
Consumidor 2	1,40	1,40	0,25	100,00

Embora o fator de desequilíbrio esteja abaixo do valor base estabelecido pelas normas IEC ou PRODIST (3%)³, a rede apresenta uma variedade de cargas, incluindo lineares e não lineares, balanceadas e desbalanceadas, além de um alto fator de desequilíbrio de corrente, refletindo desbalanços na distribuição das cargas entre as

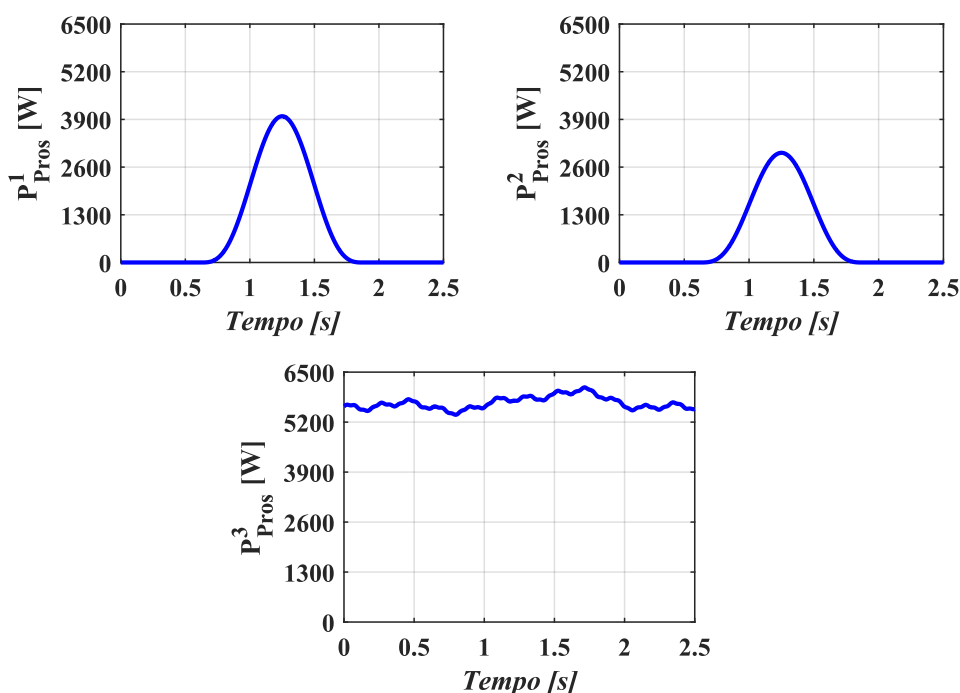
³ Destaca-se que os valores apresentados foram utilizados apenas como referência, sem a aplicação dos procedimentos de medição estabelecidos pelas normas.

fases. Diante disso, a análise realizada evidencia que o desequilíbrio presente na rede está associado à natureza das cargas conectadas.

Além disso, a estrutura da rede permite a realização de testes que incluem a presença dos REDs, o que implica seu potencial como sistema para estudos avançados de qualidade de energia e atribuição de responsabilidades em ambientes desbalanceados e distorcidos.

Nos pontos de conexão dos REDs, ocorre a injeção de potência ativa, cujas características variam conforme a fonte geradora, mostrada na Figura 6. Para o gerador eólico, a potência injetada tende a ser constante, sendo determinada principalmente pela velocidade do vento. Já nos sistemas fotovoltaicos, a potência injetada apresenta variações, uma vez que depende da irradiância solar, que oscila ao longo do dia e é afetada por fatores como a intensidade da luz e as condições climáticas.

Figura 6 - Curva de Geração dos REDs.



Fonte: Elaboração própria.

A seguir serão apresentadas redes de referência para aplicar metodologias de atribuição de responsabilidades devido as distorções harmônicas.

2.3.2 SISTEMA DE REFERÊNCIA DO IEEE

O grupo de estudo IEEE PES Task Force on Harmonic Modeling and Simulation desenvolveu uma rede teste de referência (Papic et al., 2019) para avaliar a aplicação dos diversos métodos propostos que determinam a contribuição harmônica de cada carga. Este sistema de referência foi elaborado com o intuito de estar o mais próximo de um sistema elétrico real (prático), sendo assim uma rede típica de baixa/média tensão composta por consumidores industriais. O sistema é composto por uma rede de 50 Hz que alimenta três consumidores, separados por três PAC (medições no PAC 1, PAC 2 e PAC 3). Os consumidores 1 e 2 (PAC 1 e PAC 2, respectivamente) são compostos por cargas lineares e não lineares, porém, o consumidor 3 (PAC 3) é composto apenas por cargas lineares, com a presença de um motor de indução trifásico. Entre o transformador TR 4 (alta para média tensão) e o barramento de média tensão, adiciona-se um novo ponto de medição, chamado de “PAC”.

A Figura 7 ilustra todo o sistema proposto em Papic et al. (2019), observa-se, bancos capacitivos, filtros harmônicos, cargas passivas (resistores, indutores e capacitores) e retificadores trifásicos a tiristores. A rede opera sob três condições distintas, conforme descrito a seguir:

- **Caso A:** Responsabilidade da carga no PAC 1, onde o consumidor 1 injeta componentes harmônicas.
- **Caso B:** Responsabilidade da rede no PAC 3, em que a fonte harmônica permanece no consumidor 1, mas o consumidor 3 amplifica as distorções harmônicas geradas pelo consumidor 1.
- **Caso C:** Responsabilidade compartilhada entre os consumidores 1 e 2.

Nos casos A e B, os compensadores e cargas do consumidor 2 estão desligados, e a fonte harmônica está presente apenas no consumidor 1. Ambos os casos são semelhantes, com a única diferença nos parâmetros do consumidor 3. No caso C, todos os consumidores estão conectados ao sistema, o que resulta na presença de duas fontes harmônicas, localizadas nos consumidores 1 e 2. Nesse caso, os parâmetros dos consumidores 1 e 3 são os mesmos do caso A.

A Tabela 4 apresenta os valores das distorções harmônicas de tensão e corrente para cada consumidor (PAC 1, PAC 2 e PAC 3) no caso C, conforme o artigo Papic et al. (2019), sendo este o cenário mais crítico do sistema.

Em IEEE PES (2024) e Papic et al. (2019), foram disponibilizados os valores de tensão e corrente para cada PAC respectivamente, além da aplicação de duas metodologias para a atribuição de responsabilidade devido às distorções harmônicas: o método MVHT e o método IEC, ambos apresentados anteriormente. Os resultados obtidos em Papic et al. (2019) para o caso C, no qual todas as cargas conectadas no sistema, indicam que os consumidores 1 e 2 são os responsáveis pelas gerações das distorções harmônicas. Por outro lado, o consumidor 3 não apresenta responsabilidade, uma vez que suas cargas são exclusivamente lineares.

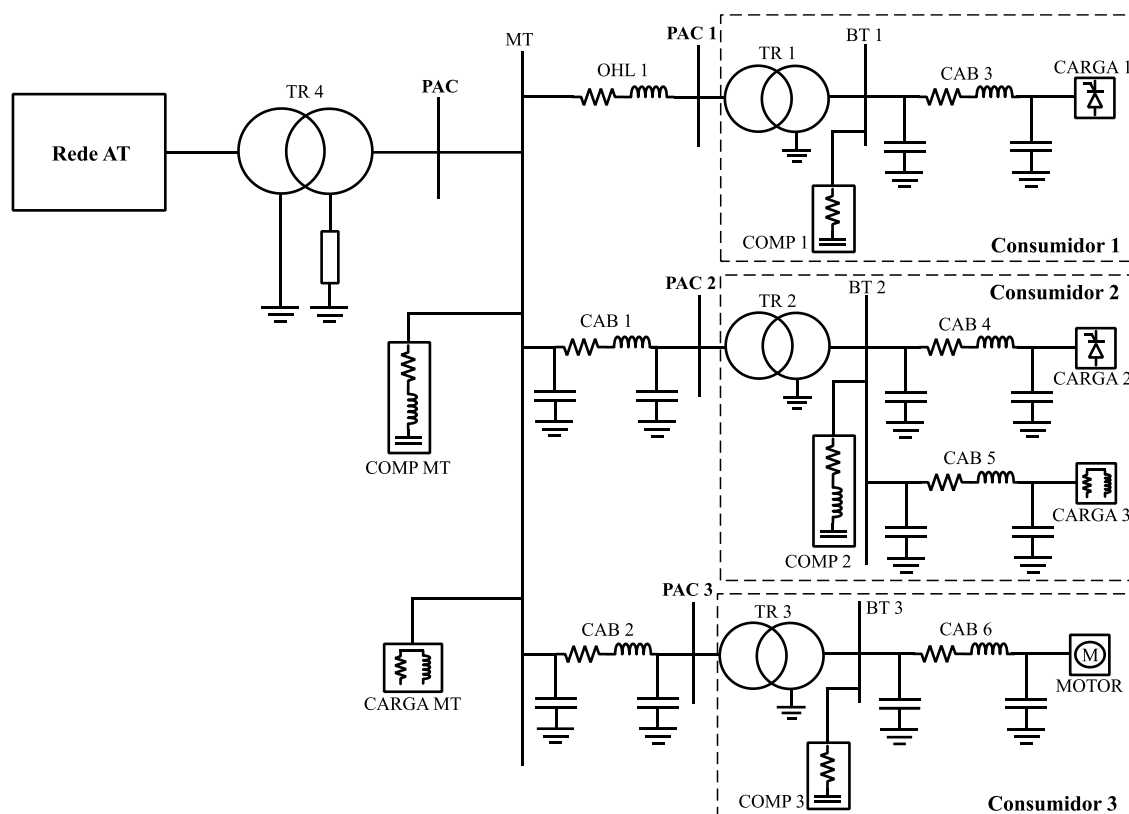
Tabela 4 - Distorções harmônicas no sistema do IEEE.

Medições	DHT_V [%]	DHT_I [%]
PAC	0,61	1,77
PAC 1	0,62	40,41
PAC 2	0,62	9,14
PAC 3	0,61	1,26
COMP MT	0,61	5,37
Carga MT	0,61	0,58

No entanto, conforme apresentado na Tabela 4, os valores de DHT_V em cada ponto de medição são inferiores a 1 %, o que significa não apenas que estão bem abaixo do limite regulamentar, mas também dentro do valor de referência estabelecido pela norma do IEEE (5 %). Portanto, a rede teste em questão não se preocupa em avaliar o impacto de cada consumidor no PAC, apenas foca exclusivamente em identificar a origem das distorções harmônicas, uma vez que não há necessidade de implementar medidas de mitigação de harmônicas de tensão provocadas pelas cargas. Em seguida, será apresentado um segundo sistema, no qual é possível analisar tanto o impacto de cada consumidor no PAC, quanto identificar as cargas responsáveis pelas distorções harmônicas.

Detalhes adicionais da rede de referência do IEEE, bem como os parâmetros utilizados em cada dispositivo, podem ser encontrados em Giancesini (2020, 2024) e Papic et al. (2019).

Figura 7 - Sistema de Referência do IEEE.



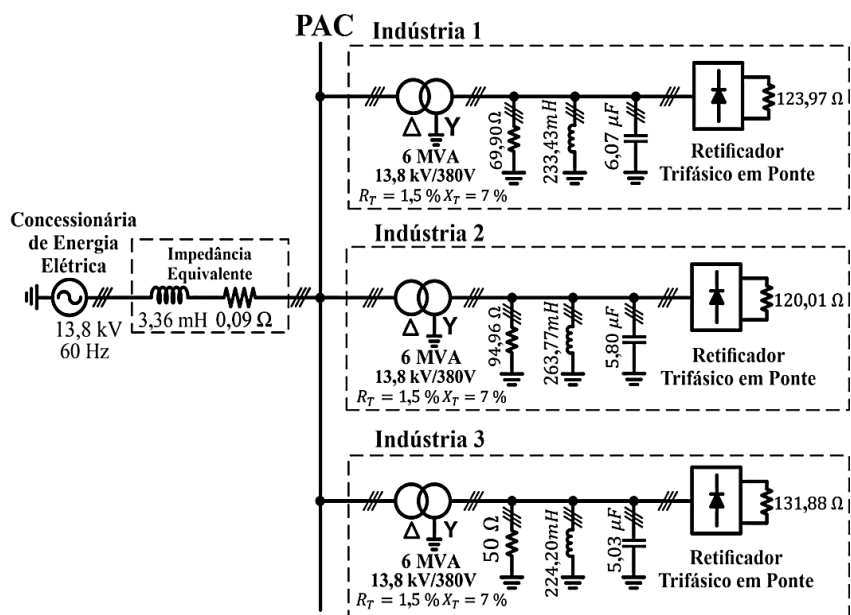
Fonte: Adaptada de Papic et al. (2019).

2.3.3 SISTEMA INDUSTRIAL

O sistema representa uma rede de 60 Hz composto pelo supridor e por três consumidores (indústrias) conectadas em um mesmo PAC. As indústrias são compostas por cargas lineares e não lineares, logo, as três indústrias influenciam na distorção harmônica de tensão do PAC, pois são cargas geradoras de harmônicas. Ressalta-se que a modelagem foi elaborada de modo a reproduzir com fidelidade as condições de um sistema real em operação. A Figura 8 apresenta o diagrama unifilar do sistema, bem como os parâmetros utilizados para cada indústria e para o sistema supridor.

A Tabela 5 mostra as tensões harmônicas individuais, em porcentagem da fundamental, presentes no PAC, enquanto a Tabela 6 apresenta os percentuais das distorções harmônicas totais de tensão e corrente em cada indústria e no PAC.

Figura 8 - Sistema Industrial.



Fonte: Extraída de Arcadepani et al. (2022).

Tabela 5 - Tensões harmônicas medidas no PAC para o sistema industrial.

Ordem Harmônica	Harmônica Individual [%]
5 ^a	6,21
7 ^a	3,85
11 ^a	2,16
13 ^a	1,44

Tabela 6 - Valores percentuais das distorções harmônicas para o sistema industrial.

Medições	DHT_I [%]	DHT_V [%]
PAC	12,19	
Indústria 1	12,90	7,76
Indústria 2	15,39	
Indústria 3	9,51	

Com base no valor estabelecido pela norma do IEEE, ou seja, 5 % de distorção de tensão, observa-se que, para este sistema, o DHT_V no PAC ultrapassa o valor limite estabelecido. Desta forma, é necessário identificar qual indústria contribui mais para a distorção harmônica de tensão. O sistema industrial, igual ao sistema do IEEE, é

utilizado para testar as metodologias de atribuição de responsabilidade devido às distorções harmônicas. Nos trabalhos Arcadepani et al. (2022b) e Santos et al. (2019, 2021) são aplicados métodos para atribuir um percentual de responsabilidade para cada indústria de cada harmônica presente no PAC (5ª harmônica, 7ª harmônica, 11ª harmônica e 13ª harmônica). Desse modo, com este sistema, é possível analisar e determinar a origem das distorções harmônicas de corrente, e ainda, o impacto de cada indústria no DHT_V do PAC.

Em seguida, será apresentada uma rede elétrica complexa, em baixa tensão, que exemplifica o fenômeno de amplificação harmônica em cargas lineares e não lineares, permitindo a observação e análise de seus efeitos no sistema. Essa configuração foi selecionada por sua capacidade de evidenciar, de forma clara, como harmônicos podem ser amplificados em determinadas condições operacionais, contribuindo para a validação dos métodos de análise propostos. Além do mais, trata-se de uma rede na qual os níveis de distorção harmônica (DHT_V) ultrapassam os limites de referência estabelecidos por normas, o que evidencia sua relevância como estudo de caso para avaliação das contribuições das cargas conectadas no PAC.

2.3.4 SISTEMA EM BAIXA TENSÃO

Existem circuitos em que a interação harmônica entre as cargas (consumidores) e a fonte de alimentação (supridor) pode resultar, especialmente devido aos algoritmos implementados, em interpretações divergentes das esperadas no processo de atribuição de responsabilidades.

Para elucidar a interação entre cargas e o comportamento do fluxo de potência harmônica, utiliza-se o sistema proposto em Reis (2015), ilustrado na Figura 9. Esse sistema é composto por duas cargas lineares (R^4 e $RL//C^5$) e duas cargas não lineares (FTH^6 e FCH^7), todas alimentadas por meio de um transformador (Reis, 2015). O aspecto mais relevante desse arranjo é que as cargas não lineares (FTH e FCH) introduzem distorções harmônicas de tensão no PAC, o que pode levar à interpretação equivocada de que a carga linear $RL//C$ apresenta comportamento não linear. Essa distorção de tensão provocada pelas cargas não lineares induz uma condição de amplificação harmônica entre o capacitor da carga $RL//C$ e as fontes harmônicas (as

⁴ R – carga puramente resistiva.

⁵ $RL//C$ – carga resistiva-indutiva em paralelo com o capacitor.

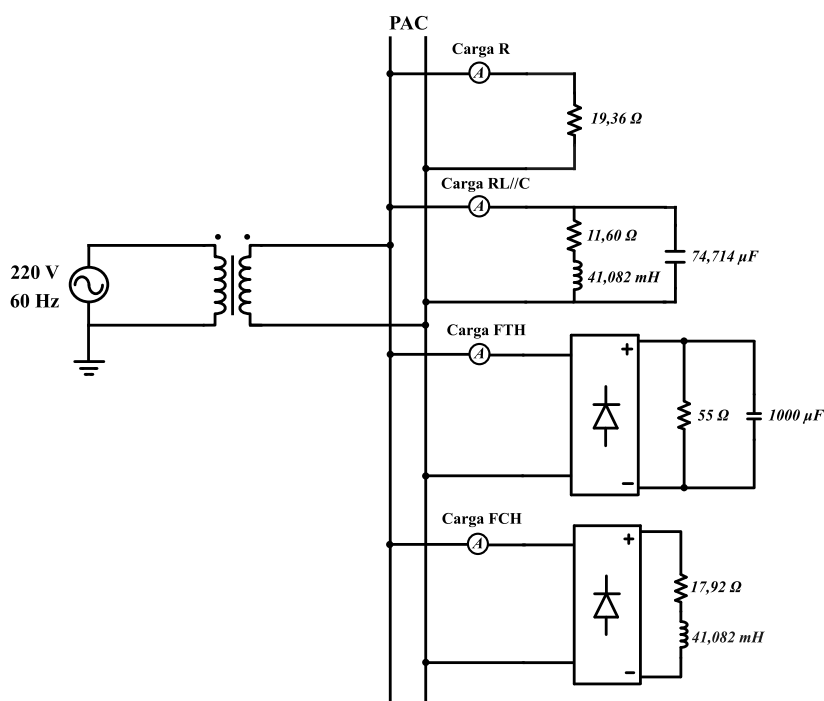
⁶ FTH – carga do tipo fonte de tensão harmônica.

⁷ FCH – carga do tipo fonte de corrente harmônica.

cargas não lineares), fazendo com que a carga linear passe a absorver correntes harmônicas resultantes dessa distorção.

A Tabela 7 apresenta os níveis de distorções harmônicas medidos em cada carga e no PAC. Observa-se que o índice de distorção harmônica total de tensão no PAC atinge 10,16 %, evidenciando a significativa influência das cargas não lineares sobre a qualidade da energia no sistema.

Figura 9 - Sistema em baixa tensão.



Fonte: Adaptada de Reis (2015).

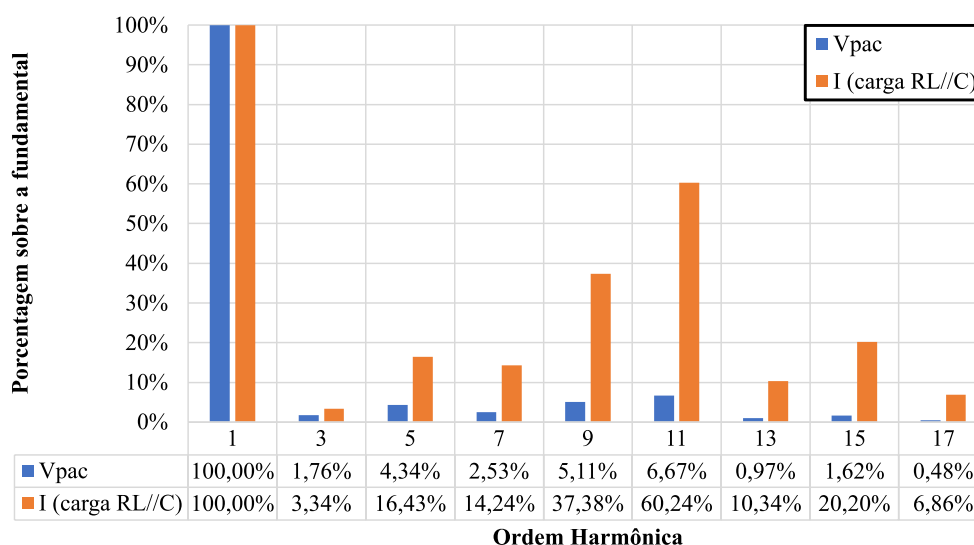
Tabela 7 - Valores percentuais das distorções harmônicas para o sistema em baixa tensão.

Medições	DHT_I [%]	DHT_V [%]
PAC	26,77	
R	10,17	
R//C	79,58	10,16
FTH	100,73	
FCH	29,33	

A Figura 10 mostra o espectro em frequência da tensão no PAC e a corrente drenada pela carga RL//C. Nota-se que os 6,67 % e 0,48 % da 11ª e 17ª harmônicas

da tensão amplificam as respectivas correntes harmônicas, que atingem 60,24% e 6,86 %, respectivamente, caracterizando o fenômeno da amplificação harmônica. Esse efeito pode levar a resultados inconsistentes no processo de atribuição de responsabilidades, uma vez que as metodologias podem classificar a carga RL//C como uma carga não linear, embora ela não contribua com a geração das distorções harmônicas de tensão no PAC.

Figura 10 - Espectro na frequência da carga RL//C.



Fonte: Elaboração própria.

Detalhes adicionais sobre a implementação do sistema em baixa tensão podem ser encontrados em Reis (2015), oferecendo uma base mais completa para a reprodução e análise dos resultados apresentados neste estudo.

2.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS METODOLOGIAS DISCUTIDAS

A revisão bibliográfica evidenciou que as metodologias de atribuição de responsabilidades apresentam vantagens e limitações específicas, dependendo do contexto de aplicação. Tal constatação reforça a complexidade envolvida no desenvolvimento de uma abordagem generalizada que seja, simultaneamente, não invasiva e eficaz em diferentes cenários operacionais. A seguir, são destacadas as principais limitações observadas nos métodos aplicados à atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrio e distorções harmônicas:

- Invasivos, isto é, para realizar os cálculos, insere-se um elemento físico no sistema ou realiza-se manobras de desacoplamento dos consumidores;
- Conhecimento das impedâncias do supridor e consumidores, que limita o uso prático da metodologia, dada a dificuldade de obtê-las em cenários reais;
- Ineficácia das metodologias em sistemas com múltiplas cargas desbalanceadas;
- Cenários em condições não ideais impostas pela fonte, isto é, o método opera independentemente da tensão de alimentação (distorcida e/ou desequilibrada) e das características das cargas (balanceada e desbalanceada, linear e não linear);
- Complexidade de implementação;

Dessa forma, as metodologias não invasivas propostas nesta tese, aplicada tanto à análise de desequilíbrios quanto às distorções harmônicas, visa superar as limitações observadas nas abordagens existentes na literatura. Trata-se de uma metodologia não invasiva, cujos cálculos se baseiam exclusivamente em medições de tensão e corrente realizadas em todas as cargas conectadas ao sistema. Adicionalmente, não exige o conhecimento prévio das impedâncias do supridor e consumidor, sendo capaz de operar de forma eficaz em cenários com múltiplas cargas conectadas ao PAC.

As Tabelas 8 e 9 apresentam, respectivamente, um resumo comparativo das metodologias discutidas neste capítulo para atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrios de tensão e distorções harmônicas.

Em um primeiro momento, visando superar as limitações das metodologias discutidas, o capítulo seguinte utiliza a CPT para propor metodologias de atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrios de tensão e distorções harmônicas.

Tabela 8 - Resumo Comparativo das metodologias de desequilíbrio.

Metodologias	Invasivo	Não Invasivo	Conhecimentos das impedâncias	Alta Complexidade
IEC	✓		✓	
FPT		✓		
CCNC		✓		
MS		✓	✓	
MMEC	✓			

Tabela 9 - Resumo Comparativo das metodologias de distorções harmônicas.

Metodologias	Invasivo	Não Invasivo	Conhecimentos das impedâncias	Alta Complexidade
MVHT		✓	✓	
MID	✓			
MCC	✓			
MICH	✓			
IEC	✓			

CAPÍTULO 3

ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES COM BASE NA CPT

3.1 MARCO TEÓRICO

Estudos como Akagi e Nabae (1993), Arseneau et al. (1996), Budeanu (1927), Czarnecki (2005), Depenbrock (1993), IEEE Std 1459 (2010), Maxwell (1865), Tenti e Mattavelli (2004), Fryze (1932), Steinmetz (1897) e Tenti et al. (2010) buscam uma teoria que defina, de forma generalizada, o fenômeno da potência, ou seja, a compreensão dos diferentes distúrbios (reativos, harmônicos e de desequilíbrios) presente nos circuitos elétricos. Diversos estudos comparativos foram realizados entre as abordagens propostas, Arcadevani (2021), Arcadevani et al. (2022a), Marafão et al. (2009, 2010, 2011), Monteiro et al. (2009) e Paredes et al. (2009), e todas elas contribuem para o entendimento da análise de circuitos elétricos, lineares ou não lineares, sob condições senoidais ou distorcidas. Nesse contexto, na busca por uma teoria generalizada, a “*Conservative Power Theory*” (CPT) (Tenti et al., 2010, 2011b) foi desenvolvida inicialmente no domínio do tempo para estudar circuitos elétricos sob tensão senoidal e distorcida, sendo posteriormente expandida para o domínio da frequência (Paredes, 2011). Ao longo do tempo, a CPT vem ganhando destaque, com diversos trabalhos publicados em diferentes temas, tais como: compensação em redes convencionais e microrredes (Bonaldi et al., 2016; Brandão et al., 2016), caracterização de cargas (Paredes et al., 2023; Tenti et al., 2014) e atribuição de responsabilidade (Arcadevani et al., 2022b, 2024; Tenti et al., 2011a).

Uma das principais características da CPT é a capacidade de associar cada parcela de corrente/potência a um fenômeno de potência distinto. Além disso, em (Paredes, 2011), a corrente residual (distorção) foi decomposta utilizando o domínio da frequência, definindo parcelas de corrente associadas tanto às correntes harmônicas impostas pela tensão quanto às correntes harmônicas geradas pelas cargas.

No domínio do tempo, a CPT já foi amplamente discutida. Em Moreira et al. (2015, 2018a), os autores propõem o uso dos fatores de conformidade da CPT para analisar e determinar os impactos de uma máquina de raio-X e de uma máquina de

solda (cargas perturbadoras) nos sistemas elétricos. Cada fator é utilizado para identificar um determinado efeito das cargas perturbadoras no sistema, demonstrando, assim, a eficácia dos fatores da CPT na descrição das características ou particularidades dessas cargas. Outros trabalhos, como, Arcadepani et al. (2025), Moreira et al. (2020), Paredes et al. (2012) e Souza et al. (2013) demonstram a aplicação dos fatores da CPT para análise, caracterização de carga e medições. Dessa forma, esses fatores podem ser utilizados como alternativa aos tradicionais índices, como a *DHT*, o fator de desequilíbrio de sequência negativa e de sequência zero, na avaliação da qualidade de energia de cargas ou instalações específicas.

Em Tenti et al. (2014), é proposta uma abordagem de caracterização de carga baseada na CPT, com o objetivo de obter o circuito equivalente de uma carga genérica. Nessa proposta, as correntes decompostas por meio da CPT são associadas à carga. Mais recentemente, em Paredes et al. (2023), os autores expandem as discussões e análises da técnica apresentada em Tenti et al. (2014), promovendo um maior esclarecimento sobre a modelagem e caracterização da carga por meio da decomposição do fator de potência. Essa abordagem permite a obtenção de parâmetros equivalentes da carga e a proposição de circuitos equivalentes capazes de representar as principais características de cargas genéricas, relacionando os fenômenos de potência a dipolos passivos ou fontes harmônicas de tensão/corrente. Os autores demonstram que essa técnica de modelagem é capaz de representar cargas genéricas de uma rede elétrica e pode ser aplicada em contextos como compensação de potência reativa ou atribuição de responsabilidade em circuitos com cargas não lineares e tensões distorcidas.

Estudos apresentados em Arcadepani (2021) e Arcadepani et al. (2022a) realizaram uma comparação entre a teoria CPT com a “Current's Physical Component's” (CPC) (Czarnecki, 2019), proposta por Czarnecki, um dos principais críticos da CPT e de outras abordagens (Czarnecki, 1987, 1997, 2006, 2015, 2016). Após a análise dos resultados, foi possível concluir que a CPT e a CPC são teorias equivalentes, apresentando interpretações semelhantes dos fenômenos físicos (Arcadepani, 2021; Arcadepani et al., 2022a).

Desta forma, este trabalho fundamenta-se na aplicação da CPT para propor metodologias de atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrio e validadas na Microrrede (MR) de referência do CIGRE (Figura 5), bem como na geração de distorções harmônicas no PAC, tanto no sistema de referência do IEEE

(Figura 7) quanto em um sistema elétrico industrial (Figura 8). Este capítulo demonstra que as metodologias fundamentadas na CPT são capazes de identificar, o desequilíbrio e as distorções harmônicas presentes na rede, ao mesmo tempo em que atribui, de forma adequada, as responsabilidades entre o supridor e consumidores envolvidos. Em outras palavras, a CPT revela-se uma ferramenta eficaz para avaliar o impacto individual de cada consumidor no PAC.

3.1.1 CPT NO DOMÍNIO DO TEMPO

A CPT, proposta em Tenti et al. (2010, 2011b), foi desenvolvida no domínio do tempo para o estudo de circuitos elétricos monofásicos e polifásicos sob condições de tensão senoidal e/ou não senoidal. A teoria separa a corrente elétrica em parcelas ortogonais, correspondentes aos fenômenos de potência associados à carga (ativa, reativa e harmônica), independentemente da condição da tensão ser senoidal ou não-senoidal (distorcida e desequilibrada).

O vetor da corrente total ($\underline{i}$) em um circuito trifásico é decomposta em correntes: ativa balanceada ($\underline{i}_a^b$), reativa balanceada ($\underline{i}_r^b$), de desbalanço ($\underline{i}^u$) e residual ($\underline{i}^v$).

$$\underline{i} = \begin{bmatrix} i_{aa}^b \\ i_{ab}^b \\ i_{ac}^b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ra}^b \\ i_{rb}^b \\ i_{rc}^b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_a^u \\ i_b^u \\ i_c^u \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_a^v \\ i_b^v \\ i_c^v \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

A corrente $\underline{i}_a^b$ representa a transferência de energia da fonte para a carga, sendo obtida a partir de uma condutância equivalente, definida como:

$$\underline{i}_a^b = \frac{P}{V^2} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = G^b \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

em que G^b é a condutância equivalente balanceada, $V = \sqrt{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2}$ é o valor eficaz coletivo da tensão e V_a, V_b e V_c são os valores eficazes das tensões de fase.

A corrente $\underline{i}_r^b$ está relacionada aos elementos armazenadores de energia e aos circuitos (não lineares) que provocam defasagem entre tensão e corrente, ou seja, representa a circulação de componentes “reativas” no circuito. Essa corrente é obtida a partir de uma reatidade equivalente, que é o inverso da indutância, dada por:

$$\underline{i}_r^b = \frac{W_r}{\hat{V}^2} \begin{bmatrix} \hat{v}_a \\ \hat{v}_b \\ \hat{v}_c \end{bmatrix} = \mathcal{B}^b \begin{bmatrix} \hat{v}_a \\ \hat{v}_b \\ \hat{v}_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

em que $\mathcal{B}^b$ é a reatividade equivalente balanceada, $\hat{V} = \sqrt{\hat{V}_a^2 + \hat{V}_b^2 + \hat{V}_c^2}$ é o valor eficaz coletivo da tensão sem valor médio ($\hat{v}_a$, $\hat{v}_b$ e $\hat{v}_c$) (Tenti et al., 2010, 2011b).

A corrente de desbalanço ($\underline{i}^u$) é decomposta em duas componentes ortogonais: a corrente ativa desbalanceada ($\underline{i}_a^u$) e a corrente reativa desbalanceada ($\underline{i}_r^u$):

$$\underline{i}^u = \underline{i}_a^u + \underline{i}_r^u = \begin{bmatrix} (G_a - G^b)v_a \\ (G_b - G^b)v_b \\ (G_c - G^b)v_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} (\mathcal{B}_a - \mathcal{B}^b)\hat{v}_a \\ (\mathcal{B}_b - \mathcal{B}^b)\hat{v}_b \\ (\mathcal{B}_c - \mathcal{B}^b)\hat{v}_c \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

G_m e $\mathcal{B}_m$ são as condutâncias e reatidades equivalentes por fase. A corrente $\underline{i}^u$ representa as diferenças entre os valores de condutâncias e reatidades por fase. Observa-se que essas correntes somente existem quando a carga está desbalanceada. Portanto, a metodologia proposta neste trabalho para a atribuição de responsabilidades na geração do desequilíbrio será fundamentada nas correntes $\underline{i}_a^u$ e $\underline{i}_r^u$.

Por fim, a corrente $\underline{i}^v$ representa as não linearidades entre a tensão e corrente, ou seja, corresponde à corrente resultante da circulação de harmônicos nos circuitos, sendo definida como:

$$\underline{i}^v = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{aa}^b \\ i_{ab}^b \\ i_{ac}^b \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{ra}^b \\ i_{rb}^b \\ i_{rc}^b \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_a^u \\ i_b^u \\ i_c^u \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Inicialmente, utiliza-se $\underline{i}^v$ como base para a atribuição das responsabilidades na geração das distorções harmônicas, uma vez que representa a distorção harmônica presentes no circuito.

Como todas as componentes em (3.1) são ortogonais, temos:

$$I^2 = I_a^{b^2} + I_r^{b^2} + I^u{}^2 + I^v{}^2 \quad (3.6)$$

Detalhes adicionais sobre o equacionamento completo da CPT no domínio do tempo estão disponíveis em Tenti et al. (2010, 2011b).

3.1.2 CPT NO DOMÍNIO DO TEMPO-FREQUÊNCIA

Conforme demonstrado em Moreira et al. (2020) e Souza et al. (2013), a corrente residual é influenciada pela distorção harmônica da tensão. Assim, a fim de exemplificar o seu significado físico, em Paredes (2011), foi utilizado o domínio da frequência para decompor a corrente residual da CPT em componentes ativa, reativa dispersa e uma componente autogerada (harmônicas geradas pela carga). Para isso,

define-se k como o conjunto de harmônicas comuns entre a tensão e a corrente, e j como conjunto de harmônicas presentes apenas no espectro da corrente. Dessa forma, para cada ordem harmônica, calcula-se uma corrente ativa e uma reativa, e a corrente é reescrita como o somatório das correntes harmônicas ativas ($\underline{i}_{ah}$), harmônicas reativas ($\underline{i}_{rh}$) e da corrente harmônica gerada pela carga ($\underline{i}_g$):

$$\underline{i} = \sum_k \left(\begin{bmatrix} i_{aa}^k \\ i_{ab}^k \\ i_{ac}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ra}^k \\ i_{rb}^k \\ i_{rc}^k \end{bmatrix} \right) + \sum_{j \neq k} \begin{bmatrix} i_a^j \\ i_b^j \\ i_c^j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{aa}^h \\ i_{ab}^h \\ i_{ac}^h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ra}^h \\ i_{rb}^h \\ i_{rc}^h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_a^g \\ i_b^g \\ i_c^g \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Em geral, o somatório das correntes harmônicas ativas e reativas ($\underline{i}_{ah}$ e $\underline{i}_{rh}$) não coincide com as componentes ativa e reativa ($\underline{i}_a$ e $\underline{i}_r$). Dessa forma, definem-se as correntes ativa dispersa ($\underline{i}_{as}$) e reativa dispersa ($\underline{i}_{rs}$):

$$\underline{i}_{as} = \begin{bmatrix} i_{aa}^h \\ i_{ab}^h \\ i_{ac}^h \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{aa}^b \\ i_{ab}^b \\ i_{ac}^b \end{bmatrix} = \sum_k \left(\begin{bmatrix} G_a^k \\ G_b^k \\ G_c^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} G^b \\ G^b \\ G^b \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\underline{i}_{rs} = \begin{bmatrix} i_{ra}^h \\ i_{rb}^h \\ i_{rc}^h \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{ra}^b \\ i_{rb}^b \\ i_{rc}^b \end{bmatrix} = \sum_k \left(\begin{bmatrix} \mathcal{B}_a^k \\ \mathcal{B}_b^k \\ \mathcal{B}_c^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathcal{B}^b \\ \mathcal{B}^b \\ \mathcal{B}^b \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} \hat{v}_a^k \\ \hat{v}_b^k \\ \hat{v}_c^k \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

em que G_μ^k e $\mathcal{B}_\mu^k$ ($\mu = \{a, b, c\}$) são a condutância e a reatância por fase da k -ésima harmônica e G^b e $\mathcal{B}^b$ são a condutância e a reatância balanceadas.

A partir de (3.8) e (3.9), verifica-se que as correntes $\underline{i}_{as}$ e $\underline{i}_{rs}$ representam os diferentes valores de condutância e reatância em função das diferentes frequências harmônicas. Observa-se que essas componentes só existirão se as tensões forem distorcidas. Pode-se definir o vetor da corrente dispersa total ($\underline{i}_s$), que corresponde às correntes harmônicas impostas pela tensão:

$$\underline{i}_s = \begin{bmatrix} i_{aa}^s \\ i_{ab}^s \\ i_{ac}^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ra}^s \\ i_{rb}^s \\ i_{rc}^s \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Portanto, por estar associada à distorção da tensão, essa parcela de corrente é utilizada como base para a atribuição de responsabilidades pela presença de distorções harmônicas no sistema.

Por outro lado, com base em (3.1) e (3.7) - (3.9), a corrente residual ($\underline{i}_v$) é decomposta em três componentes: corrente ativa dispersa ($\underline{i}_{as}$), corrente reativa dispersa ($\underline{i}_{rs}$) e corrente harmônica gerada pela carga ($\underline{i}_g$):

$$\underline{i}_v = \begin{bmatrix} i_{aa}^s \\ i_{ab}^s \\ i_{ac}^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ra}^s \\ i_{rb}^s \\ i_{rc}^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_a^g \\ i_b^g \\ i_c^g \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Portanto, a corrente total $\underline{i}$ é definida como:

$$\underline{i} = \begin{bmatrix} i_{aa}^b \\ i_{ab}^b \\ i_{ac}^b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ra}^b \\ i_{rb}^b \\ i_{rc}^b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_a^u \\ i_b^u \\ i_c^u \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{aa}^s \\ i_{ab}^s \\ i_{ac}^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ra}^s \\ i_{rb}^s \\ i_{rc}^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_a^g \\ i_b^g \\ i_c^g \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Como todas as componentes de corrente são ortogonais entre si, temos:

$$I^2 = I_a^{b^2} + I_r^{b^2} + I^u^2 + I_a^{s^2} + I_r^{s^2} + I^g^2 \quad (3.13)$$

Assim, o fator de potência (λ) é definido como a razão entre a potência ativa (P) e a potência aparente (A).

$$\lambda = \frac{P}{A} = \frac{I_a^b}{I} = \frac{I_a^b}{\sqrt{I_a^{b^2} + I_r^{b^2} + I^u^2 + I_a^{s^2} + I_r^{s^2} + I^g^2}} \quad (3.14)$$

Detalhes adicionais sobre a CPT no domínio tempo-frequência, incluindo os desenvolvimentos matemáticos, deduções e formulações utilizados ao longo deste trabalho, podem ser encontrados em Arcadepani et al. (2022b) e Paredes (2011).

3.1.3 CARACTERIZAÇÃO DE CARGA COM BASE NA CPT

Considerando que tanto a corrente ativa quanto reativa são influenciadas pela distorção harmônica da tensão, é importante notar que os parâmetros equivalentes, como condutância e reatidade, também sofrem influência das componentes harmônicas da tensão. Neste sentido, com o objetivo de esclarecer a abordagem de caracterização de carga apresentada em Tenti et al. (2011a, 2014), baseada na decomposição do fator de potência proposta em Paredes et al. (2023), desenvolveu-se uma análise detalhada da caracterização da carga e da obtenção de um circuito equivalente (CE) para representar a carga, modelando-a como uma “caixa preta”.

A estimação dos parâmetros da carga e dos respectivos circuitos equivalentes (CE), pode ser aplicada em diversas finalidades, como a classificação de cargas perturbadoras, o projeto de compensadores e a mitigação de distúrbios (Bonaldo et al., 2016; Brandão et al., 2016; Moreira et al., 2018b, 2020; Paredes et al., 2021). No entanto, no contexto desta tese, contudo, o objetivo central consiste em investigar uma alternativa que permita evidenciar as contribuições da distorção da fonte de tensão e

das não linearidades da carga sobre os parâmetros dos circuitos equivalentes, bem como sua possível separação de responsabilidades.

Com o objetivo de caracterizar os diferentes aspectos de operação de uma carga genérica, foram propostos em Paredes et al. (2012) os chamados fatores de conformidade da carga, os quais foram posteriormente esclarecidos em Paredes et al. (2023). Esses fatores podem ser calculados independentemente da forma de onda da tensão e da corrente:

- Fator de reatividade (λ_Q): indica o defasamento angular entre a tensão e a corrente, causado por elementos armazenadores de energia (capacitores ou indutores) ou por carga não lineares.

$$\lambda_Q = \frac{I_r^b}{\sqrt{I_a^{b^2} + I_r^{b^2}}} \equiv \frac{\frac{B_{eL}}{1 + \sigma_v}}{\sqrt{G_e^2 + \left(\frac{B_{eL}}{1 + \sigma_v}\right)^2}} \quad (3.15)$$

tal que, G_e é a condutância equivalente da carga [S], $B_{eL} = 1/\omega L_e$ é a susceptâncias indutiva equivalente da carga [S], e $\sigma_v = \frac{\sqrt{1 + DHT_V^2}}{\sqrt{1 + DHT_V^2}} - 1$ é o fator de distorção da tensão (Paredes, 2011; Paredes et al., 2023).

- Fator de distorção (λ_D): considerando que a corrente i_v contém todas as harmônicas presentes no circuito que não geram potência ativa nem energia reativa, o fator λ_D pode ser utilizado para quantificar a distorção harmônica, definido como:

$$\lambda_D = \frac{I^v}{\sqrt{I_a^{b^2} + I_r^{b^2} + I^v{}^2}} \equiv \frac{Y_{ei}}{\sqrt{G_e^2 + \left(\frac{B_{eL}}{1 + \sigma_v}\right)^2 + Y_{ei}^2}} \quad (3.16)$$

tal que, $Y_{ei} = \frac{I^v}{V}$ é a transadmitância equivalente da carga [S], que representa a corrente harmônica dispersa decorrente da interação entre as harmônicas de tensão e corrente (corrente contabilizada devido aos diferentes valores de admitância equivalente em diferentes ordens harmônicas), assim como as harmônicas geradas pela carga (correntes harmônicas que não existem no espectro de tensão) (Paredes, 2011; Paredes et al., 2023).

Por último, o fator de potência da carga (λ) pode ser expresso em função dos fatores de conformidade previamente definidos, conforme a seguir:

$$\lambda = \frac{I_a^b}{I} = \frac{G_e}{\sqrt{G_e^2 + \left(\frac{B_{eL}}{1 + \sigma_v}\right)^2 + Y_{ei}^2}} \equiv \sqrt{(1 - \lambda_Q^2)(1 - \lambda_D^2)} \quad (3.17)$$

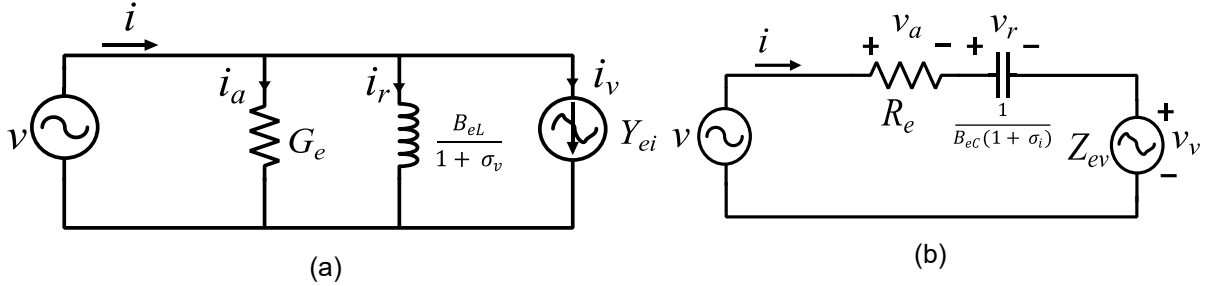
A partir de (3.17), observa-se que o fator de potência é unitário somente quando a carga é puramente resistiva, independentemente da forma de onda da tensão.

As definições anteriores conferem um significado físico ao fator de potência e a cada fator de conformidade, proporcionando uma forma simples de descrever as características de uma carga genérica. Assim, o modelo de carga apresentado em Tenti et al. (2011a, 2014) pode ser reinterpretado utilizando os bipolos equivalentes genéricos da Figura 11, onde uma carga genérica pode ser representada por um circuito baseado em componentes de corrente (Figura 11 (a)), no caso de comportamento indutivo ($W_r > 0$), ou por um circuito baseado em componentes de tensão (Figura 11 (b)), no caso de comportamento capacitivo ($W_r < 0$). Observa-se que a conexão em série da Figura 11(b) é semelhante ao circuito paralelo da Figura 11(a), de modo que, v_a , v_r e v_v correspondem às tensões ativa, reativa e residual respectivamente. A susceptância capacitiva equivalente da carga é dada por $B_{eC} = \omega C_e$, a transimpedância equivalente da carga é $Z_{ev} = \frac{V_v}{I}$, e o fator de distorção de

corrente é definido como $\sigma_i = \frac{\sqrt{1 + DHT_I^2}}{\sqrt{1 + DHT_L^2}} - 1$, conforme Paredes et al. (2023).

A caracterização de carga tem como premissa fundamental, com base no modelo ilustrado na Figura 11 e nos fatores de conformidade da carga, a extração de um circuito equivalente (CE) capaz de representar a carga genérica sob a concepção de “caixa preta”. Nesse processo, é essencial discriminar a influência da fonte de tensão sobre a carga, uma vez que a própria fonte pode impor harmônicas responsáveis pela geração de correntes distorcidas.

Figura 11 - Modelagem de carga genérica baseada na decomposição do fator de potência: (a) circuito baseado nas componentes de corrente, e (b) circuito baseado nas componentes de tensão.



Fonte: Elaboração própria.

Assumindo que a fonte de alimentação é senoidal, a partir de (3.15) a (3.17), os fatores de conformidade e o fator de potência são obtidos, respectivamente, conforme segue:

$$\lambda_Q = \frac{\frac{1}{\omega L_1}}{\sqrt{G_1^2 + \left[\frac{1}{\omega L_1}\right]^2}} = \frac{B_{L1}}{\sqrt{G_1^2 + B_{L1}^2}} \cong \text{sen} \phi \quad (3.18)$$

$$\lambda_D = \frac{Y_{li}}{\sqrt{G_1^2 + B_1^2 + Y_{li}^2}} \equiv \frac{DHT_I}{\sqrt{1 + DHT_I^2}} \quad (3.19)$$

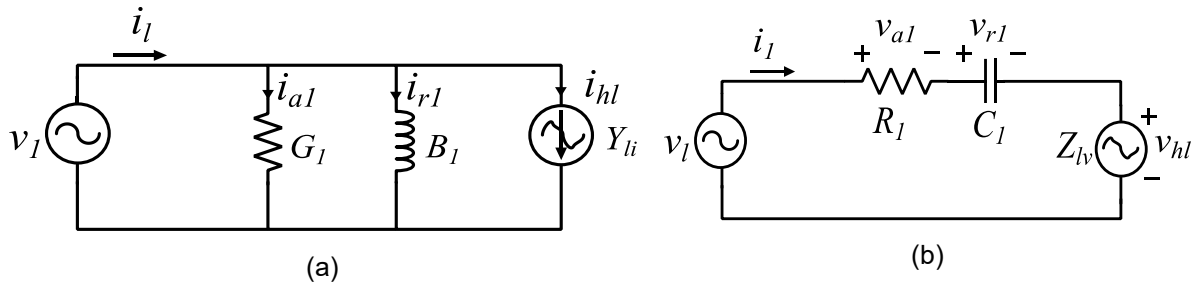
$$\lambda = \frac{G_1}{\sqrt{G_1^2 + B_1^2 + Y_{li}^2}} \equiv \cos \phi \sqrt{\left(\frac{1}{1 + DHT_I^2}\right)} \quad (3.20)$$

onde $Y_{li} = \frac{I_{hl}}{V_1}$ é a transadmitância real da carga, que representa, neste caso, as correntes harmônicas geradas pelas cargas não lineares, sendo I_{hl} é o valor eficaz da corrente harmônica gerada pela carga. G_1 e B_1 correspondem, respectivamente, à condutância e à susceptância real da carga.

Portanto, a partir de (3.20), os parâmetros da carga genérica podem ser caracterizados por um arranjo de um CE paralelo, constituído pelos dipolos ilustrados na Figura 12(a) ($W_{r1} > 0$), ou por um CE série, formado pelos dipolos da Figura 12(b) ($W_{r1} < 0$). Diferentemente dos parâmetros dos circuitos apresentados na Figura 11, a Figura 12 representa os parâmetros reais da carga. No circuito paralelo, temos uma condutância fundamental (G_1), uma susceptância fundamental (B_1) e uma fonte de

corrente harmônica (i_{hl}). Em contraste, o circuito em série é composto por uma resistência fundamental (R_1), um capacitor fundamental (C_1) e uma fonte de tensão harmônica (v_{hl}). Neste contexto, as fontes de tensão e corrente (i_{hl} e v_{hl}) representam os harmônicos gerados pela carga.

Figura 12 - Circuito equivalente depois da estimação dos parâmetros da carga: (a) fonte de corrente harmônica e (b) fonte de tensão harmônica.



Fonte: Elaboração própria.

Assumindo que, nos terminais da carga, a tensão e a corrente podem ser decompostas em componentes fundamentais (v_1 e i_1) e harmônicos (v_h e i_h), os parâmetros do CE apresentado na Figura 12(a) podem ser obtidos facilmente a partir de:

$$G_1 = \frac{P_1}{V_1^2} = \frac{1}{R_1} \quad (3.21)$$

$$B_{L1} = \frac{Q_1}{V_1^2} \quad (3.22)$$

$$i_{hl} = i_l - i_1 - G_1 v_h - \frac{1}{L_1} \hat{v}_h = i_h - G_1 v_h - \frac{1}{L_1} \hat{v}_h \quad (3.23)$$

A mesma ideia pode ser aplicada para o CE série (Figura 12(b)):

$$R_1 = \frac{P_1}{I_1^2} = \frac{1}{G_1} \quad (3.24)$$

$$B_{C1} = \frac{I_1^2}{Q_1} \quad (3.25)$$

$$v_{hl} = v_h - R_1 i_h - \frac{\hat{i}_h}{C_1} \quad (3.26)$$

Observa-se que as fontes de corrente e tensão (i_{hl} e v_{hl}) representam os componentes harmônicos gerados pela conversão de energia da fundamental para outras frequências na carga, ou seja, harmônicas geradas pela carga. Com os

parâmetros estimados, torna-se possível estabelecer um CE que caracteriza uma carga genérica. Ressalta-se que, todos os valores dos bipolos podem ser estimados diretamente no domínio do tempo. Detalhes e esclarecimentos adicionais sobre a metodologia de caracterização de carga apresentada anteriormente podem ser encontrados em Paredes et al. (2023).

Com base no CE da Figura 12, será apresentada a seguir uma abordagem alternativa, denominada CE-CPT, para tratar com os problemas relacionados à atribuição de responsabilidades decorrentes das distorções harmônicas de tensão. Portanto, as componentes de correntes podem ser definidas como: corrente ativa apontada à carga (i_{al}), corrente reativa apontada à carga (i_{rl}) e corrente harmônica apontada à carga (i_{hl}):

$$i_{al} = G_1 v_1 \quad (3.27)$$

$$i_{rl} = B_1 v_1 = \frac{1}{L_1} \hat{v}_1 \quad (3.28)$$

$$i_{hl} = i_l - i_{al} - i_{rl} = i_l - i_1 \quad (3.29)$$

A seguir, são apresentados as metodologias e os resultados obtidos no processo de atribuição de responsabilidades. Inicialmente, aborda-se a geração de desequilíbrio, seguida da análise da geração de distorções harmônicas.

3.2 ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO

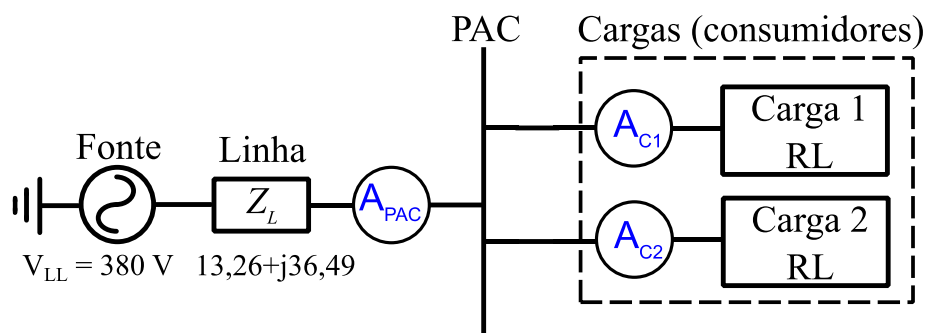
Esta constitui a primeira contribuição do trabalho: a aplicação da CPT para propor uma metodologia de atribuição de responsabilidade na geração de desequilíbrio, com base na corrente de desbalanço (3.4). O objetivo é avaliar o impacto de cada carga, seja ela balanceada ou desbalanceada, sobre o fator de desequilíbrio de tensão (FD_V) no PAC. Como a corrente $\underline{i}^u$ é gerada na presença de cargas desbalanceadas, basta determinar a razão entre a corrente eficaz de desbalanço da carga $\times (I_x^u)$ e a corrente eficaz de desbalanço do PAC (I_{PAC}^u). Assim, o percentual de responsabilidade de cada carga (R_x^u) é definido como:

$$R_x^u = \frac{I_x^u}{I_{PAC}^u} \cdot 100\% \quad (3.30)$$

Inicialmente, para fins de análise comparativa entre o Método da Corrente Conforme e Não-Conforme (CCNC), apresentado no Capítulo 2, e a metodologia proposta com base na CPT, denominada de MBCPT-D, utiliza-se o mesmo sistema

elétrico (ilustrado na Figura 13) e os mesmos cenários de estudo descritos em Arão et al. (2016). A escolha do método CCNC como referência justifica-se por seus resultados consistentes e coerentes em sistemas com múltiplas cargas desbalanceadas, o que o torna uma base adequada para avaliação comparativa.

Figura 13 - Sistema com duas cargas.



Fonte: Adaptada de Arão et al. (2016).

O sistema trifásico de três fios é composto por duas cargas resistiva-indutivas (RL), conectadas a um PAC por meio de uma impedância de linha. A Tabela 10 apresenta os dados e as especificações adotadas em cada um dos casos analisados.

Tabela 10 - Especificações dos casos.

Casos	Configuração do Sistema (Figura 13)	
	Cargas	Fonte
1	Cargas 1 e 2 balanceadas.	Equilibrada e Senoidal.
2	Carga 1 balanceada e Carga 2 desbalanceada com um incremento de 0 a 100 % no módulo da fase a.	
3	Carga 1 desbalanceada com um aumento de 10 % no módulo da fase a e um decréscimo de 10 % no módulo da fase c. Carga 2 desbalanceada com um acréscimo de 0 a 100 % no módulo da fase a.	

Avalia-se o comportamento da corrente de desbalanço da CPT (I_{CPT}^u) e da corrente de sequência negativa não conforme do CCNC ($\hat{I}_{CCNC}^-$). O foco da análise é observar como essas correntes variam em função das alterações na impedância da carga, considerando diferentes cenários:

Caso 1: Como as cargas estão balanceadas, não há corrente desbalanceada ($I_{CPT}^u = \hat{I}_{CCNC}^- = 0$). Portanto, os percentuais de responsabilidade de cada carga são nulos. Neste cenário, ambos os métodos apresentam resultados semelhantes.

Caso 2: Nas Figura 14(a) e Figura 14(b), investiga-se o aumento do módulo da impedância da carga 2. Observa-se que, tanto I_{CPT}^u quanto I_{CCNC}^- apresentam comportamentos semelhantes. Como a carga 2 é intrinsecamente desbalanceada, a responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão é atribuída integralmente (100%) a essa carga. Nesse cenário, ambas as abordagens produzem resultados idênticos e atribuem corretamente a responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão no PAC.

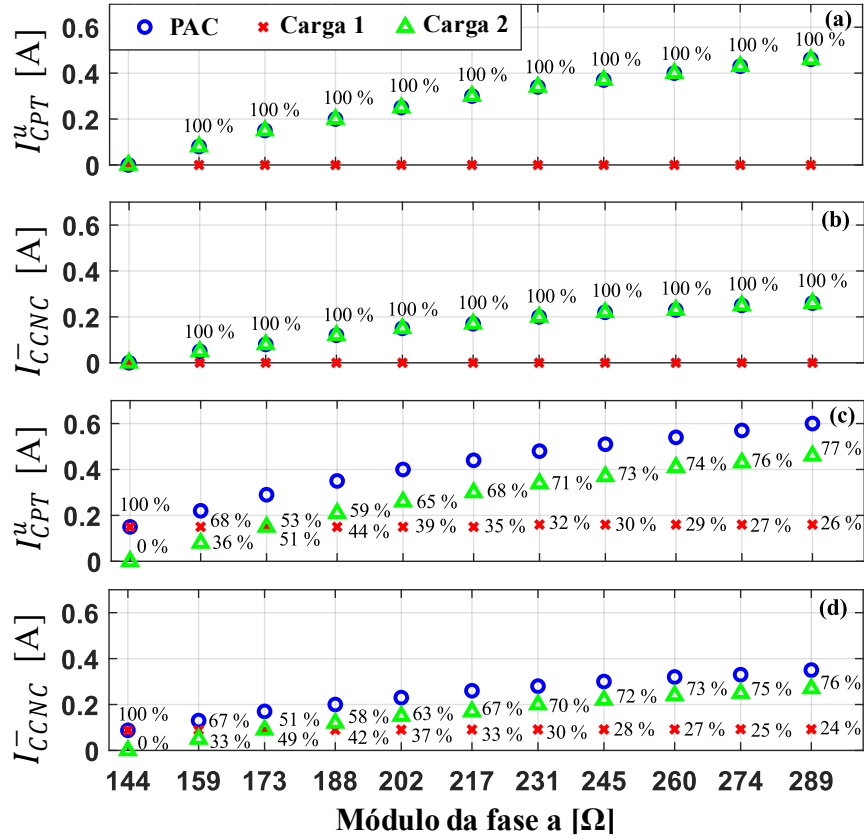
Caso 3: Conforme mostrado nas Figura 14(c) e Figura 14(d), analisa-se a variação de I_{CPT}^u e I_{CCNC}^- em função da mudança no módulo das impedâncias das cargas 1 e 2. Observa-se que a atribuição de responsabilidade é influenciada pelo grau de desbalanço presente em ambas as cargas. Nesse contexto, ambas as cargas contribuem para o desequilíbrio de tensão no PAC. Inicialmente, sem alterações no módulo das impedâncias, a carga 1 é inteiramente responsável (100%) pelo desequilíbrio. Contudo, à medida que o módulo da impedância da carga 2 aumenta, esta passa a assumir uma parcela progressivamente maior da responsabilidade. Neste cenário, ambas as metodologias apresentam resultados semelhantes, com uma diferença de apenas 2,60% entre elas, atribuindo corretamente as responsabilidades.

Portanto, a metodologia proposta requer um ponto de medição no PAC e medições adicionais em todas as cargas, caracterizando-se como uma abordagem multiponto. Métodos multiponto exigem medições sincronizadas de tensão e corrente em diferentes pontos da rede elétrica. A principal vantagem dessa abordagem é a elevada precisão e confiabilidade dos dados obtidos. No entanto, sua implementação é mais complexa, demandando equipamentos de medição mais sofisticados e de maior custo. Por outro lado, os métodos de ponto único não necessitam de múltiplas medições, oferecendo vantagens como facilidade de implementação e menor custo (Cataliotti et al., 2008; Cataliotti et al. 2010). Contudo, em determinadas condições, esses métodos podem fornecer informações imprecisas (Serfontein et al., 2016; Staroszczyk, 2005).

Considerando que, em determinados cenários, a interação entre duas cargas desbalanceadas possa resultar corrente de desbalanço e/ou de sequência negativa igual a zero no PAC. Por exemplo, em casos em que essas correntes possuem mesma magnitude, mas estão defasadas de 180°, a metodologia originalmente proposta deixaria de ser eficaz. Diante disso, visando superar essa limitação e, ao mesmo tempo, reduzir o número de pontos de medição, propõe-se uma nova abordagem para

a atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrios, baseada no fator de desbalanço da CPT (λ^u), denominada MBCPT-D modificado.

Figura 14 - Resultados para caso 2: (a) CPT, (b) CCNC, caso 3: (c) CPT, (d) CCNC.



Fonte: Elaboração própria.

3.2.1 MBCPT-D MODIFICADO

O valor eficaz da corrente de desbalanço é dado por:

$$I^u = \sqrt{(I_a^u)^2 + (I_r^u)^2} \quad (3.31)$$

Com base em (3.2) a (3.4), fica evidente que a corrente de desbalanço só existe quando a condutância e a reatância equivalentes de fase diferem entre si. Dessa forma, através de (3.31), obtém-se um indicador capaz de identificar e quantificar o desbalanço da carga, denominado fator de desbalanço, definido como:

$$\lambda^u = \frac{I^u}{\sqrt{I_a^{b^2} + I_r^{b^2} + I_u^2}} \quad (3.32)$$

em que I_a^b e I_r^b representam os valores eficazes coletivos das componentes ativa e reativa balanceadas da corrente, respectivamente.

Diferentemente dos índices de desbalanços tradicionais, o fator λ^u considera tanto as componentes de sequência negativa quanto as de sequência zero, incluindo elementos da componente fundamental e harmônicas (Moreira et al., 2015). Assim, λ^u atua como um indicador-chave para a identificação e quantificação do comportamento desbalanceado da carga no PAC. A inovação dessa abordagem está em sua abrangência e precisão na avaliação das características da carga, destacando-se dos métodos convencionais. Com base nessas premissas, este trabalho propõe o uso do fator de desbalanço, conforme definido em (3.32), como base para uma metodologia de atribuição de responsabilidade pela geração de desequilíbrio de tensão no PAC.

Um aspecto crucial é que o fator λ^u fornece resultados significativos independentemente das condições da tensão de alimentação, tornando-se uma métrica mais robusta e versátil em comparação aos índices tradicionais de desbalanço (Moreira et al., 2015, 2020). Ao focar nas características da carga, e não apenas nas formas de onda da corrente, que são influenciadas pelas condições de tensão, essa metodologia aborda a complexa interação entre cargas lineares e não lineares, oferecendo uma compreensão adequada dos fatores que contribuem para o desequilíbrio de tensão nas redes elétricas. Dessa forma, a metodologia proposta não apenas avança na atribuição de responsabilidades, como também estabelece uma base sólida para uma avaliação abrangente da qualidade da energia em sistemas elétricos modernos.

Ao abordar essa complexa interação, a metodologia proposta introduz um novo índice para a atribuição de responsabilidades na avaliação do desequilíbrio de tensão em um grupo de n cargas conectadas a um mesmo PAC. O fator de desbalanço serve como base para quantificar a queda de tensão provocada individualmente por cada consumidor nas impedâncias da linha.

O critério de desempenho central consiste em quantificar a contribuição de uma determinada carga (consumidor) em relação ao conjunto de cargas conectadas ao PAC. Essa medida pode ser expressa como:

$$R_x^u = \frac{\lambda_x^u}{\lambda_1^u + \lambda_2^u + \dots + \lambda_x^u + \dots + \lambda_n^u} \cdot 100\% \quad (3.33)$$

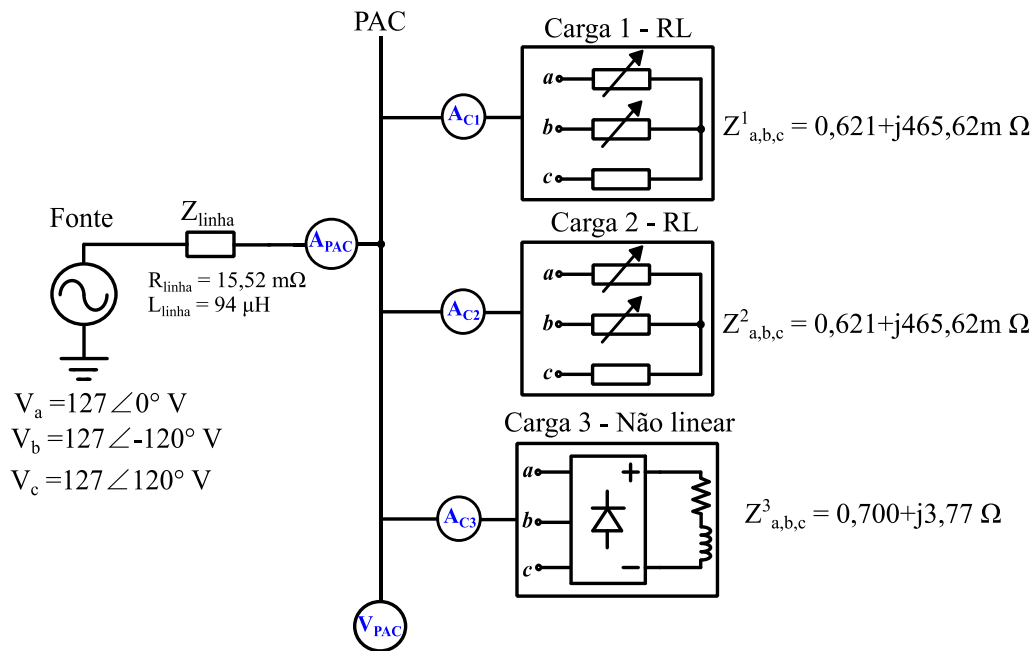
Em (3.33), o índice de responsabilidade R_x^u ($x = 1, 2, 3, \dots, n$) representa uma medida percentual da contribuição do consumidor x para o desbalanço total, considerando todos os consumidores conectados ao PAC. Esse índice fornece uma

visualização clara das interações entre o consumidor x e a carga coletiva no PAC, oferecendo uma perspectiva mais precisa sobre a responsabilidade individual de cada carga no desequilíbrio de tensão.

É importante destacar que o índice R_x^u não se restringe apenas ao PAC, mas proporciona uma visão abrangente das interações entre cargas em todo o sistema elétrico. Ao quantificar o percentual de responsabilidade atribuído a cada consumidor, esse índice permite identificar os principais contribuintes para o desequilíbrio de tensão, viabilizando intervenções direcionadas à melhoria da QEE.

Nesse sentido, a metodologia proposta para atribuição de responsabilidade na geração de desequilíbrio de tensão é validada sob diversas configurações de carga e condições de tensão. A investigação é conduzida em um sistema trifásico, com três fios, composto por cargas RL e cargas não lineares, interligadas por impedâncias de linha, conforme ilustrado na Figura 15 e detalhado na Tabela 11.

Figura 15 - Sistema elétrico para validar a metodologia de desequilíbrio.



Estes estudos de caso exploram o impacto das variações na impedância das cargas sobre o fator de desequilíbrio (λ_x^u) e o índice de responsabilidade pelo desequilíbrio (R_x^u). Para fins de comparação, índices tradicionais de qualidade de energia, como o fator de desequilíbrio de tensão (FD_V) e a distorção harmônica total de tensão (DHT_V), são utilizados como referência.

Os resultados apresentados nas Figuras 16 a 19 demonstram não apenas a eficácia da abordagem proposta, mas também oferecem uma análise detalhada da complexa interação entre as características das cargas (consumidores) e as condições da fonte.

Tabela 11 - Diferentes condições de tensão e configurações das cargas.

Casos	Fonte			Carga
	Sen.	Des*	Dist**	Descrição
1	✓			Ambas as cargas 1 e 2 são RL variáveis, a impedância da fase a é decrementada em passos de 10 %, partindo de uma condição balanceada. A carga 3 é balanceada não linear.
2	✓			Ambas as cargas 1 e 2 são RL variáveis, a impedância da fase a é decrementada com passos de 10 %, partindo de uma condição balanceada. A carga 3 é não linear desbalanceada (conectada na fase a e b).
3	✓	✓		Ambas as cargas 1 e 2 são RL desbalanceadas; a impedância da fase a é reduzida em 60 %. A carga 3 é não linear desbalanceada (conectada entre as fases a e b).
4	✓		✓	Configuração das cargas idênticas ao caso 3.
5	✓	✓	✓	Configuração das cargas idênticas ao caso 3.

Legenda – Sen: Senoidal; **Des***: Desequilibrado and **Dist****: Distorcida.

*Na condição de desequilíbrio, a amplitude da fase b é incrementada com passos 1%. $FD_{V,max}^{Fonte} = 1,64$ %

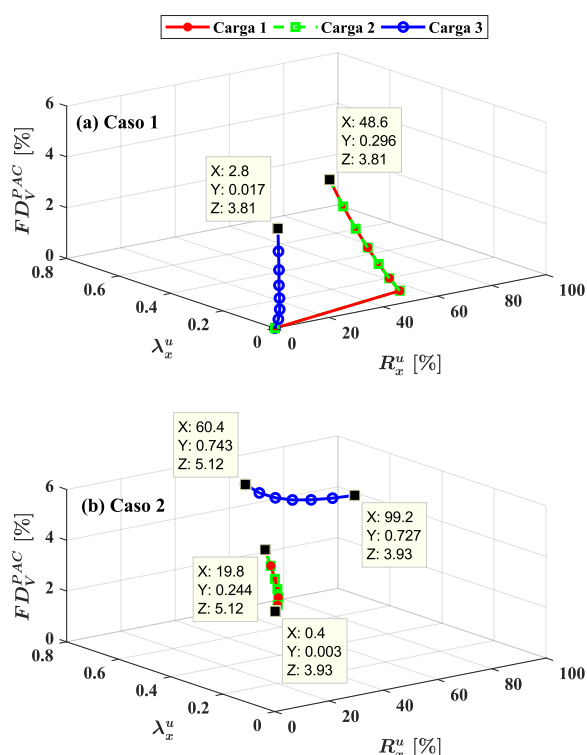
**Na condição não senoidal, 5ª e 7ª ordens harmônicas são adicionadas nas três fases com passos de 2 % $DHT_{V,max}^{Fonte} = 14,14$ %.

Para o caso 1 (Figura 16(a)), inicialmente não há atribuição de responsabilidades devido às características balanceadas das cargas. Em seguida, enquanto a carga 3 permanece balanceada, as impedâncias das cargas 1 e 2 são alteradas. Apesar da fonte de tensão ser senoidal e equilibrada, a atribuição de responsabilidades entre as cargas 1 e 2 não resulta em um compartilhamento exatamente igual de 50 %. Isso ocorre porque as quedas de tensão nas impedâncias das linhas agora também incluem o efeito das correntes harmônicas de sequência negativa geradas pela carga 3, o que afeta as tensões no PAC. Consequentemente, nas condições mais críticas de desequilíbrio das cargas, as cargas 1 e 2 compartilham 48,6% da responsabilidade pelo desbalanço de tensão, enquanto a carga 3 apresenta

uma participação mínima de 2,8%. Esse resultado evidencia a efetividade do método diante de cenários com distorções harmônicas de corrente.

Por outro lado, no caso 2 (Figura 16(b)), sob condições de fonte de tensão senoidal e equilibrada, o fator de desequilíbrio (λ_3^u) da carga 3, que é desbalanceada e não linear, torna-se significativo. Isso ocorre porque a carga 3 passa a gerar não apenas componentes de sequência negativa na frequência fundamental, mas também componentes harmônicas de sequência negativa. Inicialmente, com as cargas 1 e 2 balanceadas, a carga 3 é a única responsável pela geração do desequilíbrio de tensão no PAC, com 99% de responsabilidade. No entanto, a metodologia atribui as responsabilidades de forma adequada, ajustando-se dinamicamente à medida que o desequilíbrio das cargas 1 e 2 se intensifica. Como resultado, a responsabilidade atribuída às cargas 1 e 2 aumenta, enquanto a da carga 3 diminui. Por exemplo, para um valor de 5,1% de FD_V^{PAC} , a responsabilidade é compartilhada entre as três cargas: as cargas 1 e 2 respondem por 20% cada, enquanto a carga 3 responde por 60%. Isso evidencia a versatilidade e sensibilidade da metodologia diante de variações nas condições das cargas.

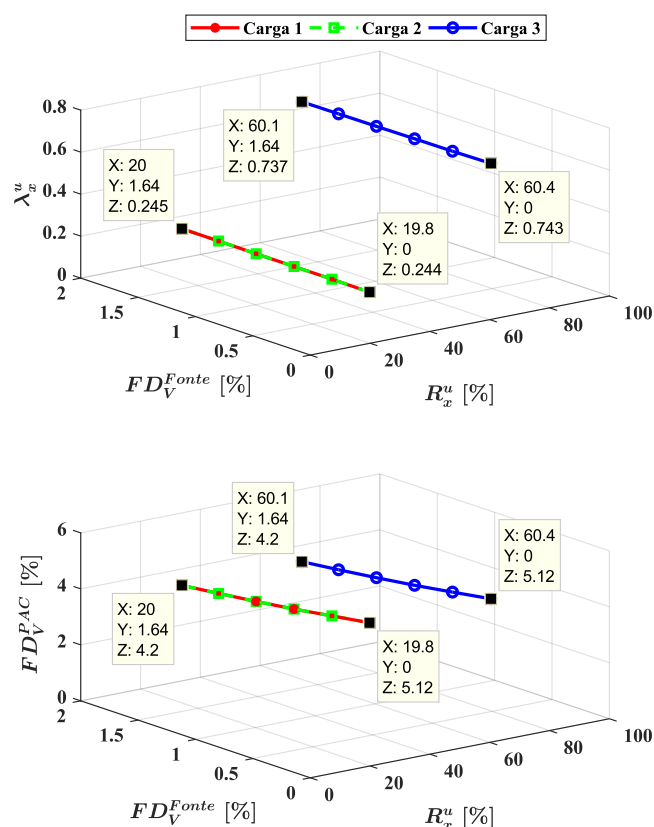
Figura 16 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: (a) Caso 1 e (b) Caso 2.



Fonte: Elaboração própria.

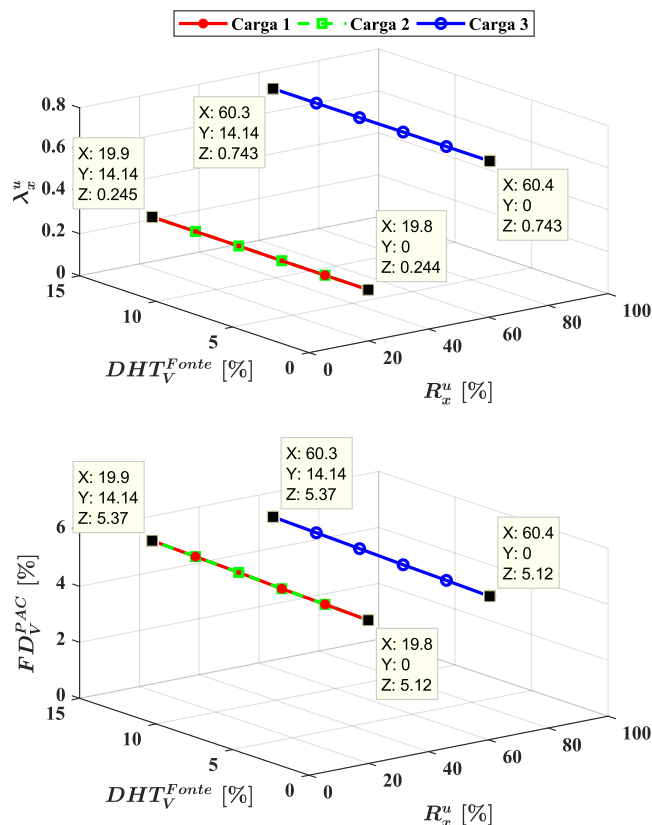
Os casos 3 e 4 (Figuras 17 e 18) analisam variações nas condições de tensão da fonte, considerando cenários com desequilíbrio (caso 3) e com distorção (caso 4). As três cargas permanecem desbalanceadas, e seus fatores de desequilíbrio não apresentam variações significativas. Assim, a alocação de responsabilidades permanece consistente para todas as cargas (cargas 1 e 2 com 20% cada, e carga 3 com 60%), mesmo diante de mudanças nas condições da fonte, evidenciando a robustez da metodologia frente a tais variações nas condições da fonte de alimentação.

Figura 17 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: Caso 3.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 18 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: Caso 4.

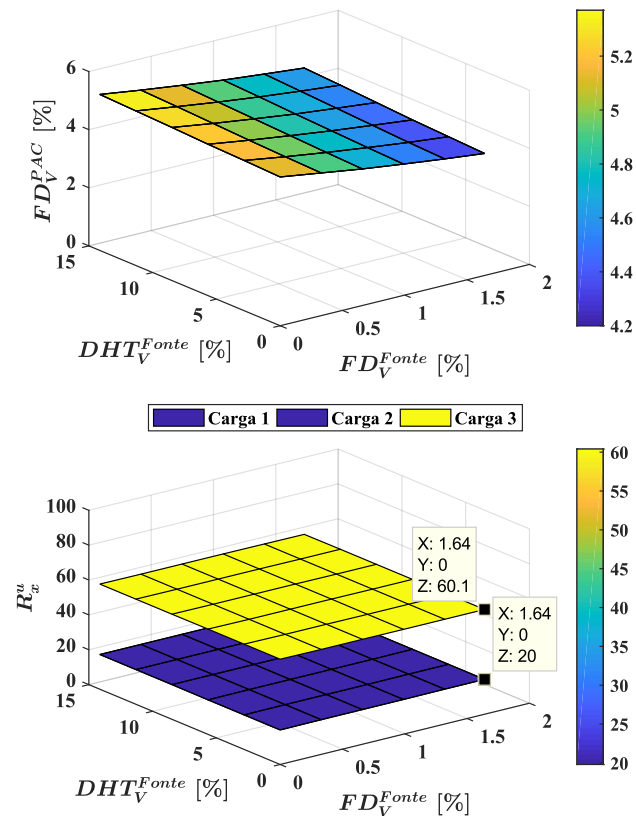


Fonte: Elaboração própria.

Por fim, o caso 5 (Figura 19) representa a pior situação, na qual as condições da fonte combinam variações de desequilíbrio e distorção. Os fatores de desequilíbrio das três cargas são praticamente idênticos e, portanto, os percentuais de responsabilidade permanecem os mesmos dos casos 3 e 4: 20% para as cargas 1 e 2 e 60% para a carga 3. Isso demonstra, em particular, que a metodologia está associada às características das cargas, sejam elas lineares ou não, e é independente das condições de tensão da fonte.

Os resultados indicam que a metodologia proposta neste trabalho apresenta vantagens do ponto de vista prático. Em primeiro lugar, trata-se de um método não invasivo; em segundo, não requer o conhecimento prévio das impedâncias do sistema. Além disso, a simplicidade de aplicação prática da CPT, que pode ser implementada em sistemas embarcados de baixo custo, facilita o monitoramento de diferentes componentes de corrente/potência (Pereira et al., 2018). Dessa forma, a metodologia demonstrou ser eficaz e de fácil aplicação prática.

Figura 19 - Resultados da atribuição na geração de desequilíbrio: Caso 5.



Fonte: Elaboração própria.

Com o objetivo de validar o método MBCPT-D modificado em uma rede de referência, a metodologia é aplicada ao sistema elétrico proposto pelo CIGRE (Figura 5), avaliando-se o impacto individual de consumidores e prosumidores. Inicialmente, o método é aplicado sem a presença dos REDs, cujos resultados são apresentados na Tabela 12. Em seguida, com a inserção dos REDs, os resultados correspondentes são apresentados na Figura 20.

A Tabela 12 apresenta o percentual de responsabilidade e o fator de desequilíbrio de corrente (FD_I) associado a cada carga. Observa-se que o índice de responsabilidade R_x^u acompanha diretamente o valor de FD_I , ou seja, quanto maior o desequilíbrio na corrente, maior a responsabilidade atribuída à carga. Nesse contexto, a carga 5 se destaca como a principal responsável pelo desequilíbrio de tensão no PAC, com uma contribuição de 64 %. Ressalta-se que o FD_I dessa carga é de 100 %, pois, como a carga está conectada entre as fases b e c, as correntes de sequência positiva e negativa possuem a mesma amplitude, porém com sentidos opostos. Por

outro lado, como as cargas 2 e 4 são balanceadas, o percentual de responsabilidade atribuído a elas é nulo.

Tabela 12 - Resultados para a rede de referência do CIGRE.

Medições	R_x^u [%]	FD_I [%]
Carga 1	22,84	25,76
Carga 2	0,00	0,24
Carga 3	12,98	14,18
Carga 4	0,01	0,17
Carga 5	64,17	100,00

A Figura 20(a) mostra que, mesmo com a inserção dos REDs, o índice de responsabilidade R_x^u continua correlacionado ao desequilíbrio de corrente. Contudo, devido ao perfil de geração dos sistemas fotovoltaicos e do gerador eólico, observa-se uma variação em R_x^u , que passa a refletir o perfil de geração dos REDs (Figura 6).

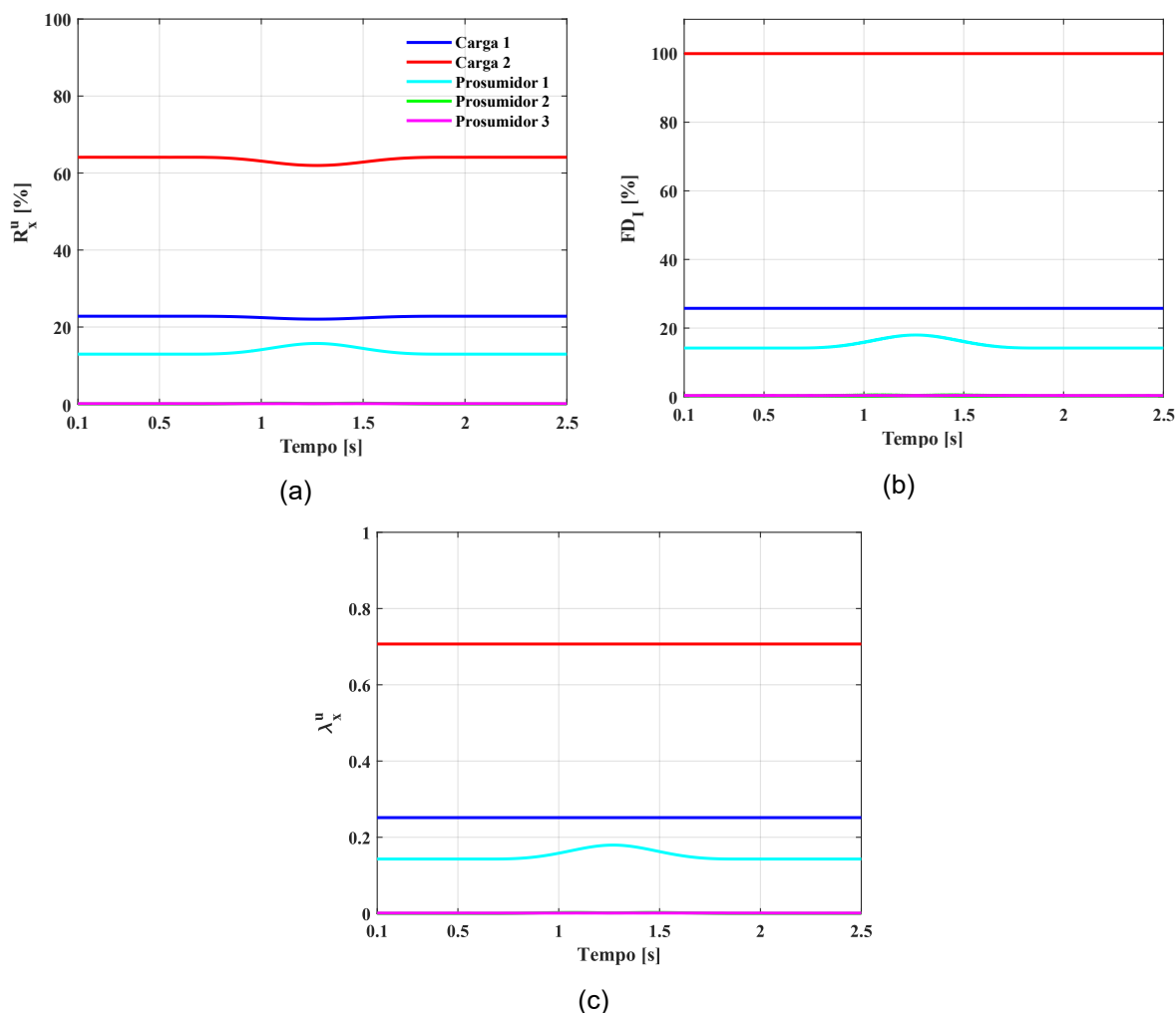
Ao se analisar o fator de desequilíbrio (Figura 20(b)), observa-se um aumento durante a injeção de potência pelos REDs. Isso se deve ao fato de que os painéis solares injetam corrente na frequência fundamental (50 Hz), o que reduz a corrente proveniente da rede e, consequentemente, diminui a componente de sequência positiva. Esse perfil provoca variações no valor de λ_x^u , ilustrado na Figura 20(c), refletindo-se diretamente no índice de responsabilidade R_x^u . Dessa forma, quanto maior o FD_I , mais evidentes se tornam as oscilações em R_x^u .

Em resumo, os resultados demonstram a precisão e a versatilidade da metodologia na identificação das cargas responsáveis pela geração de desequilíbrio de tensão. A abordagem mostrou-se eficaz em uma ampla variedade de circuitos e cenários elétricos, contemplando cargas lineares e não lineares, balanceadas e desbalanceadas. Além disso, evidenciou robustez frente a diferentes condições de tensão da fonte, sejam elas senoidais, desequilibradas, distorcidas ou uma combinação dessas. Essa capacidade de adaptação é especialmente relevante no contexto das configurações modernas de redes elétricas, incluindo microrredes com baixos níveis de curto-circuito, cada vez mais comuns nos últimos anos.

No entanto, a metodologia considera apenas o percentual de responsabilidade atribuído às cargas, desconsiderando a contribuição proveniente da fonte de

alimentação (supridor). Diante disso, apresentam-se, a seguir, considerações para os casos em que a própria fonte também contribui para o desequilíbrio de tensão no PAC.

Figura 20 - Resultados para a rede de referência do CIGRE com REDs: (a) Índice de Responsabilidade, (b) Fator de Desequilíbrio de Corrente e (c) Fator de Desbalanço da CPT.



Fonte: Elaboração própria.

3.2.2 INFLUÊNCIA DA FONTE NA GERAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO

Desenvolver uma metodologia capaz de distinguir a responsabilidade entre o supridor (concessionária) e o consumidor (carga) em relação ao desequilíbrio, sob condições operacionais genéricas, é uma tarefa desafiadora. Assume-se que a tensão gerada pela fonte é senoidal e equilibrada. No entanto, essa tensão pode tornar-se desequilibrada nas proximidades dos pontos de consumo de energia, em decorrência da interação entre as correntes demandadas pelas cargas e as impedâncias das

linhas de distribuição. Esse fenômeno é particularmente relevante quando a potência das cargas é significativa em comparação com a capacidade da rede no PAC, o que normalmente ocorre em indústrias de médio e grande porte. Tal suposição representa uma aproximação realista do funcionamento da rede elétrica e permite abordar a questão da responsabilidade entre os consumidores com base no monitoramento das tensões no PAC e das correntes consumidas por cada carga conectada a esse ponto.

Por outro lado, as redes modernas (do inglês, *smart grids*) também podem contribuir para problemas de desequilíbrio provenientes da fonte de tensão, como observado nos Casos 3 e 5. A infraestrutura avançada de medição, composta por medidores inteligentes, redes de comunicação e sistemas de gerenciamento de dados, possibilita a comunicação bidirecional entre a concessionária e os consumidores. Esse sistema permite a medição automática e remota do consumo de energia elétrica, bem como o monitoramento da tensão e a análise de diversos parâmetros (Albu et al., 2017; Cataliotti et al., 2016; Haben et al., 2016; Wang et al., 2019). Com base nos dados coletados, as concessionárias podem identificar problemas de qualidade de energia em qualquer PAC. Para garantir um sistema completo de coleta, armazenamento e processamento de dados, é fundamental integrar de forma eficaz as informações geradas pela QEE. Um exemplo dessa aplicação é o Analisador de Qualidade da Energia (AQE).

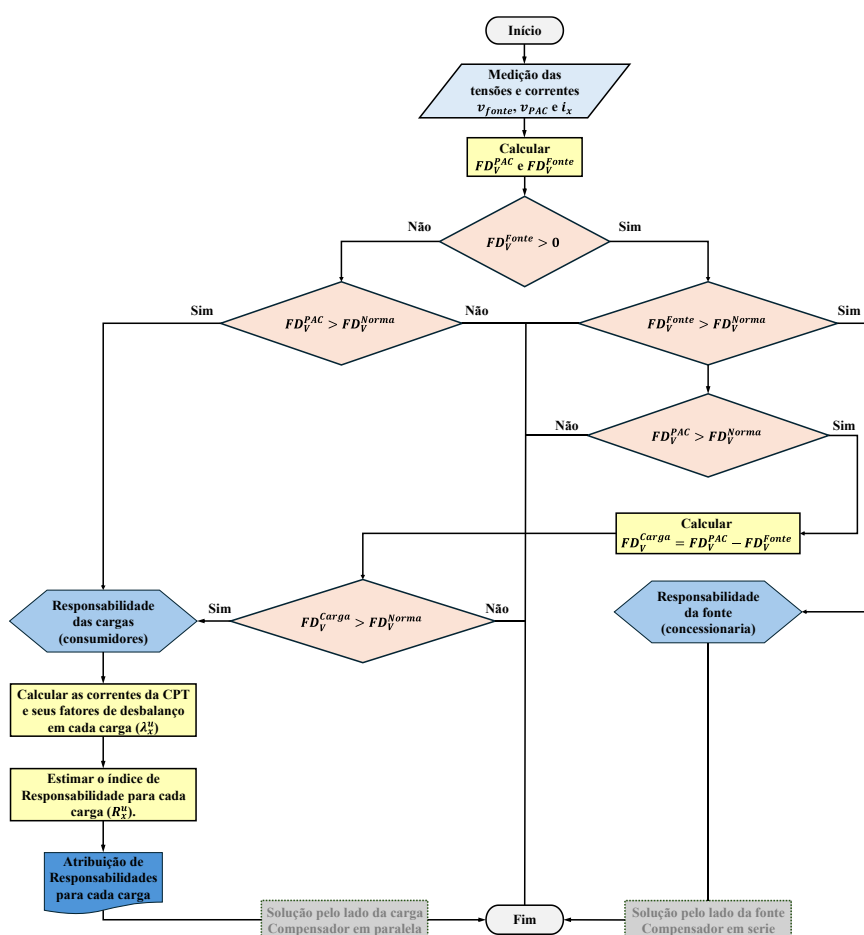
Dessa forma, uma metodologia baseada em árvore de decisão pode ser empregada para alocar responsabilidades entre as cargas (consumidores) e o supridor, uma vez que todas as informações relevantes estão sendo continuamente monitoradas. A abordagem consiste em avaliar, de forma sequencial, os índices de desequilíbrio FD_V^{Fonte} , FD_V^{PAC} e FD_V^{Carga} em relação ao limite pré-estabelecido FD_V^{Norma} , utilizando uma árvore de decisão como estrutura de apoio à decisão. A Figura 21 apresenta o diagrama esquemático utilizado para classificar as responsabilidades com base nos índices de desequilíbrio que excederem os respectivos limites estabelecidos.

Na situação em que o fator de desequilíbrio na fonte é nulo, deve-se verificar se o fator de desequilíbrio medido no PAC excede o limite estabelecido pela norma. Se o valor permanecer dentro dos limites aceitáveis, não se faz necessária a aplicação de metodologias de atribuição de responsabilidades. No entanto, caso o limite seja ultrapassado, as cargas conectadas passam a ser consideradas responsáveis pelo

desequilíbrio observado no PAC, exigindo, portanto, a aplicação das metodologias correspondentes para a correta atribuição de responsabilidades.

Por outro lado, quando o fator de desequilíbrio na fonte é diferente de zero, é necessário avaliar os valores medidos tanto na fonte quanto no PAC, a fim de verificar se ambos ultrapassam os limites estabelecidos. Caso isso ocorra, conclui-se que tanto a fonte quanto as cargas contribuem para o desequilíbrio de tensão, devendo-se, proceder à atribuição compartilhada de responsabilidades.

Figura 21 - Fluxograma para atribuição de responsabilidades entre supridor e consumidores na geração de desequilíbrio.



Fonte: Elaboração própria.

Quando a fonte apresenta tensões desequilibradas, como nos Casos 3 e 5, o desequilíbrio de tensão no PAC (FD_V^{PAC}) resulta da contribuição tanto da fonte (FD_V^{Fonte}) quanto das cargas (FD_V^{Carga}). Os percentuais de responsabilidade são calculados com base no índice que representa o desequilíbrio de tensão gerado pelas

cargas, ou seja, $FD_V^{carga} = FD_V^{PAC} - FD_V^{Fonte}$. Vale destacar que FD_V^{carga} é igual FD_V^{PAC} quando a fonte de tensão é senoidal e equilibrada. Por exemplo, para o Caso 3, os fatores de desequilíbrio da fonte e do PAC são, respectivamente, 1,64% e 4,20%. Portanto, os percentuais atribuídos às cargas são calculados com base na diferença entre esses valores (2,56%).

A CPT apresentou resultados satisfatórios e coerentes na atribuição de responsabilidades pela geração de desequilíbrio. Na sequência, será aplicada à identificação das responsabilidades pela geração de distorções harmônicas.

3.3 ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Com base nas três abordagens da CPT discutidas na Seção 3.1 (domínio do tempo, tempo-frequência e caracterização de carga), nesta seção avalia-se o impacto individual de cada carga sobre o PAC, tanto no sistema de referência do IEEE (Figura 7) quanto no sistema industrial (Figura 8).

3.3.1 DOMÍNIO DO TEMPO

Conforme apresentado no Capítulo 1, o sistema de referência do IEEE (vide Figura 7) tem como propósito avaliar a origem da distorção harmônica, ou seja, quais cargas estão gerando distorções harmônicas na rede. Nesse contexto, como a DHT de tensão é inferior a 1% (vide Tabela 4), a CPT por meio de (3.11), é capaz de identificar as distorções harmônicas com base na corrente residual I^v . Os resultados do caso C são apresentados na Tabela 13 para todos os pontos de medição, sendo os valores exibidos correspondentes aos valores eficazes de cada parcela de corrente. Ressalta-se que, nesta análise, o foco recairá exclusivamente sobre a parcela de corrente referente ao fluxo harmônico (corrente I^v).

Analisando a Tabela 13, observa-se que as distorções harmônicas têm origem nos consumidores 1 e 2. Isso é evidenciado pelos valores da corrente I^v diferentes de zero nos PACs 1 e 2. Tais resultados estão em conformidade com o esperado, uma vez que os consumidores 1 e 2 utilizam cargas não lineares (geradoras de harmônicos). Por outro lado, para o consumidor 3 (medição no PAC 3), a corrente I^v é aproximadamente zero, visto que se trata de uma carga linear, a qual não gera correntes harmônicas. Essa análise também pode ser realizada com base no fator de distorção (λ_D), cujos maiores valores estão associados aos PACs 1 e 2. Nota-se,

ainda, que o consumidor 1 contribui com maior distorção harmônica na corrente em comparação ao consumidor 2, pois $\lambda_{D_PAC1} > \lambda_{D_PAC2}$.

Tabela 13 - Resultados da CPT no domínio do tempo para o sistema do IEEE.

CPT tempo	PAC	PAC 1	PAC 2	PAC 3	COMP MT	Carga MT
I [A]	225,68	6,59	11,90	5,73	33,15	208,71
I_a [A]	224,00	6,02	11,76	5,56	0,03	200,64
I_r [A]	27,16	1,20	1,40	1,39	33,11*	57,48
I_v [A]	4,10	2,41	1,10	0,08	1,69	0,02
$\lambda_D = \frac{I_v}{I} 100\%$	1,80 %	36,60 %	9,20 %	1,40 %	5,10 %	0,00 %

*Energia reativa capacitiva ($W_r < 0$).

Em Giancesini et al. (2023), é realizada uma comparação entre as metodologias MVHT, MID, MCC, MICH e IEC. Embora apresentem resultados convergentes e coerentes, essas metodologias são invasivas e possuem limitações e desvantagens que tornam sua aplicação prática bastante complexa, como discutido no Capítulo 2. Nesse contexto, a segunda contribuição deste trabalho consiste na proposição de uma metodologia para atribuição de responsabilidade baseada na corrente residual da CPT (3.11), publicada em Arcadepani et al. (2024), denominada CR-CPT.

Nesse sentido, o valor eficaz da corrente residual corresponde à soma vetorial das contribuições dos n consumidores naquele ponto:

$$\dot{I}_{v_h}^{PAC} = \dot{I}_{v_h}^{C_1} + \dot{I}_{v_h}^{C_2} + \dots + \dot{I}_{v_h}^{C_k} + \dots + \dot{I}_{v_h}^{C_n} \quad (3.34)$$

Ao se considerar a contribuição de um único consumidor (o k -ésimo consumidor) em relação ao restante do sistema equivalente (supridor e demais consumidores), a corrente no PAC é dada por:

$$\dot{I}_{v_h}^{PAC} = \dot{I}_{v_h}^S + \dot{I}_{v_h}^{C_k} \quad (3.35)$$

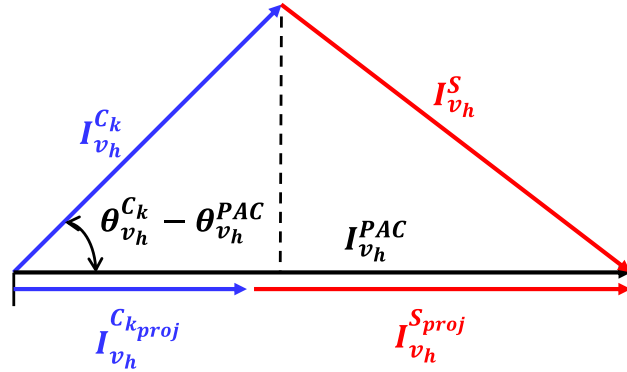
em que $\dot{I}_{v_h}^S$ representa o valor da corrente residual do sistema equivalente, e $\dot{I}_{v_h}^{C_k}$ é o vetor da corrente residual do k -ésimo consumidor. Assim, as porcentagens de responsabilidade pela geração harmônica são calculadas por meio da projeção de cada contribuição vetorial (de cada consumidor) sobre a corrente no PAC, conforme ilustrado na

Figura 22.

Especificamente, a projeção da contribuição de um k -ésimo consumidor para uma ordem harmônica específica h é dada por:

$$I_{v_h}^{C_{kproj}} = \frac{|I_{v_h}^{C_k}|}{|I_{v_h}^{PCC}|} \cos(\theta_{v_h}^{C_k} - \theta_{v_h}^{PAC}) \quad (3.36)$$

Figura 22 - Projeção vetorial da corrente residual.



Fonte: Adaptada de Arcadevani et al. (2024).

Assim, após obtidas as projeções de cada consumidor, as porcentagens de responsabilidade do supridor (R_h^S) e de cada consumidor ($R_h^{C_k}$) são calculadas da seguinte forma:

$$R_h^S = \frac{|I_{v_h}^{Sproj}|}{|I_{v_h}^{C_{kproj}}| + |I_{v_h}^{Sproj}|} \cdot 100 \% \quad (3.37)$$

$$R_h^{C_k} = \frac{|I_{v_h}^{C_{kproj}}|}{|I_{v_h}^{C_{kproj}}| + |I_{v_h}^{Sproj}|} \cdot 100 \% \quad (3.38)$$

A metodologia proposta permite estimar a atribuição de responsabilidade sob a suposição de que as distorções de tensão são causadas pelos consumidores, em especial por cargas não lineares. Essa suposição é válida quando a potência demandada pelos consumidores é significativa em comparação com a capacidade da rede, o que ocorre tipicamente em instalações industriais de médio e grande porte, como no sistema de referência do IEEE (Papic et al., 2019). As Tabelas 14, 15 e 16 detalham os resultados da atribuição de responsabilidade para os casos A, B e C, considerando todos os métodos discutidos em Giancesini et al. (2023).

Para os casos A e C, os resultados obtidos indicam elevada proximidade, evidenciando uma consistência entre todas as metodologias. No caso A (conforme

mostrado na Tabela 14), o consumidor 2 (PAC 2) é desconectado do sistema, fazendo com que o consumidor 1 (PAC 1) assuma total responsabilidade (100%) pelas harmônicas presentes. Do ponto de vista do consumidor 3 (PAC 3), toda a responsabilidade recai sobre o sistema supridor. Já na Tabela 16, por exemplo, no PAC 3, toda a responsabilidade é atribuída ao sistema supridor, ou seja, aos consumidores 1 (PAC 1) e 2 (PAC 2). De fato, o consumidor 3 é composto por cargas lineares, que não geram harmônicas de tensão no sistema. Dessa forma, os consumidores 1 e 2, compostos por cargas não lineares, compartilham a responsabilidade pela geração das harmônicas. No entanto, a metodologia apresenta uma leve variação, especialmente perceptível nas harmônicas de ordens mais altas, como a 13ª harmônica. Apesar disso, é claro que o método proposto gera resultados consistentemente alinhados com as expectativas, demonstrando elevada precisão.

No entanto, no caso B (Tabela 15), embora o método CR-CPT seja capaz de identificar a origem das distorções harmônicas, ou seja, a carga não linear presente no consumidor 1 (PAC 1), ele não consegue atribuir com precisão o percentual de responsabilidade. Isso se deve ao fato de o consumidor 3 amplificar as distorções harmônicas geradas pela carga não linear do consumidor 1, especialmente nas proximidades da 11ª ordem harmônica. Como resultado, para ordens harmônicas mais elevadas, os erros percentuais tornam-se mais significativos.

Tabela 14 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso A.

PAC	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
1	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
MID	0,8	99,2	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
MCC	0,1	99,9	0,1	99,9	0,0	100,0	0,1	99,9
MICH	0,1	99,9	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
IEC	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
CPT	1,8	98,2	1,2	98,8	0,8	99,2	2,4	97,6
PAC	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
3	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	97,9	2,1	98,4	1,6	99,7	0,3	98,2	1,8
CPT	98,2	1,8	98,8	1,2	99,2	0,8	97,6	2,4

Tabela 15 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso B.

PAC 1	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	0,0	100,0	0,0	100,0	0,1	99,9	0,0	100,0
MID	0,7	99,3	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
MCC	0,1	99,9	0,2	99,8	0,2	99,8	0,3	99,7
MICH	0,1	99,9	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
IEC	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
CPT	0,4	99,6	2,1	97,9	32,3	67,7	18,0	82,0
PAC 3	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	99,8	0,2	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	99,9	0,1	99,9	0,1
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	98,7	1,3	99,0	1,0	73,4	26,6	81,4	18,6
CPT	99,6	0,4	97,9	2,1	67,7	32,3	82,0	18,0

Tabela 16 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso C.

PAC 1	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	30,4	69,6	27,9	72,1	6,2	93,8	50,1	49,9
MID	30,5	69,5	28,0	72,0	6,5	93,6	49,8	50,2
MCC	30,0	70,0	27,5	72,5	5,5	94,5	53,6	46,4
MICH	30,5	69,5	27,9	72,1	6,1	93,9	50,0	50,0
IEC	29,5	70,5	25,8	74,2	6,7	93,3	36,6	63,4
CPT	30,3	69,7	27,3	72,7	6,9	93,1	40,8	59,2
PAC 2	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	65,0	35,0	69,0	31,0	90,3	9,7	49,5	50,5
MID	65,1	34,9	69,0	31,0	90,2	9,8	49,8	50,2
MCC	66,7	33,3	70,2	29,8	91,2	8,8	47,3	52,7
MICH	65,1	34,9	69,1	30,9	90,6	9,4	49,7	50,3
IEC	68,6	31,4	71,1	28,9	92,1	7,9	49,0	51,0
CPT	71,7	28,3	74,1	25,9	95,0	5,0	59,3	40,7
PAC 3	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	97,6	2,4	97,8	2,2	99,9	0,1	98,7	1,3
CPT	98,0	2,0	98,6	1,4	98,1	1,9	99,9	0,1

Além dos casos definidos pelo grupo de estudos do IEEE (Papic et al., 2019), é proposto em Giancesini et al. (2023) um novo cenário, denominado caso A-BG, que consiste na configuração do caso A acrescida de distorção harmônica de tensão proveniente do sistema supridor (fonte distorcida). O método CR-CPT é então aplicado a esse caso, com os resultados apresentados na Tabela 17. Observa-se que, do ponto de vista do consumidor 3 (PAC 3), os resultados são consistentes com os obtidos pelas demais metodologias, indicando que nenhuma responsabilidade pelas distorções harmônicas lhe é atribuída. Por outro lado, do ponto de vista do consumidor 1, toda a responsabilidade é atribuída a ele, o que reforça o princípio da CPT, segundo o qual a análise se baseia na natureza da carga.

Entretanto, considerando que a distorção de tensão é significativamente inferior ao limite estabelecido pela norma ($DHT_V < 5\%$), não se faz necessária a avaliação do impacto (contribuição harmônica) de cada consumidor na DHT da tensão no PAC. Portanto, a análise deste sistema se restringe à aplicação da CPT no domínio do tempo. Assim, na próxima seção, será discutida a abordagem da CPT no domínio do tempo-frequência e sua aplicação em um sistema industrial, com o objetivo de avaliar o impacto de cada consumidor na distorção de tensão no PAC. Essa avaliação se faz necessária, uma vez que, neste caso, a distorção de tensão ultrapassa o limite de referência estabelecido pela norma do IEEE ($DHT_V > 5\%$).

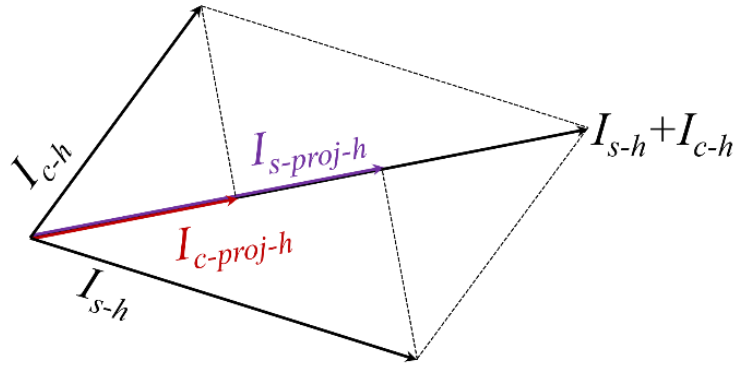
Tabela 17 - Resultados de Comparação de Diferentes Metodologias de Atribuição de Responsabilidade: Caso A-BG.

PAC 1	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	49,1	50,9	51,7	48,3	35,1	64,9	86,0	14,0
MID	49,0	51,0	51,8	48,2	35,1	64,9	86,1	13,9
MCC	50,0	50,0	51,8	48,2	35,0	65,0	86,3	13,7
MICH	49,1	50,9	51,6	48,4	35,5	64,5	86,0	14,0
IEC	48,5	51,5	50,2	49,8	52,4	47,6	80,0	20,0
CPT	3,3	96,7	1,8	98,2	1,5	98,5	2,5	97,5
PAC 3	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	97,9	2,1	98,4	1,6	99,3	0,7	97,7	2,3
CPT	96,7	3,3	98,2	1,8	98,5	1,5	97,5	2,5

3.3.2 DOMÍNIO DO TEMPO-FREQUÊNCIA

Esta constitui a terceira contribuição deste trabalho. O método é baseado na decomposição da corrente residual da CPT (3.11) e foi publicado em Arcadepani et al. (2022b) como a metodologia baseada na CPT (MBCPT-H). A MBCPT-H utiliza a corrente dispersa (i_s) para atribuir responsabilidades pelas distorções harmônicas. Como a corrente i_s surge apenas quando há conteúdo harmônico nas tensões, do ponto de vista da atribuição de responsabilidade devido às distorções harmônicas, é suficiente projetar a corrente dispersa de cada consumidor ($I_{s-proj-h}$) sobre a corrente dispersa total obtida no PAC ($I_{c-h} + I_{s-h}$), conforme apresentado na Figura 23.

Figura 23 - Projeção Vetorial das correntes no PAC.



Fonte: Extraída de Arcadepani et al. (2022b).

Assim, a projeção indica o percentual de responsabilidade de cada consumidor pelas distorções harmônicas de tensão presentes no PAC. Em outras palavras, a responsabilidade (R_C) associada à geração de uma dada harmônica de ordem (k) por um consumidor n -ésimo é expressa por:

$$R_C = \frac{|i_{sk-C}|}{|i_{sk-S}|} \cos(\theta_{sk-C} - \theta_{sk-S}) \quad (3.39)$$

onde $|i_{sk-C}|$ e $|i_{sk-S}|$ representam as magnitudes da k -ésima harmônica da corrente dispersa do consumidor n e do supridor, respectivamente. As fases dessas correntes, em relação às harmônicas de tensão, são representadas pelos ângulos θ_{sk-C} e θ_{sk-S} . Deve-se enfatizar que a metodologia permite estimar as responsabilidades na geração de harmônicas pelos consumidores, sob a premissa de que as distorções da tensão são causadas pelas cargas desses consumidores. Tal premissa é válida quando a

potência dos consumidores é considerável em comparação com a capacidade da rede, o que é comum em ambientes industriais de médio e grande porte.

Desta forma, ao aplicar a MBCPT-H ao sistema industrial da Figura 8, avalia-se o impacto de cada indústria na distorção de tensão do PAC. Essa aplicação permite determinar o percentual de responsabilidade de cada indústria em relação a cada ordem harmônica presente no PAC (5^a, 7^a, 11^a e 13^a harmônicas). Destaca-se que apenas a fase a foi avaliada, uma vez que o sistema é equilibrado. As magnitudes e fases das correntes dispersas (tanto do sistema supridor quanto das indústrias) são apresentadas na Tabela 18, sendo importante ressaltar que as medições foram realizadas no primário dos transformadores (média tensão).

Com base nos valores apresentados, na Tabela 19, calculam-se os percentuais de responsabilidades de cada indústria no PAC, por meio da projeção das correntes dispersas de cada indústria sobre a corrente dispersa do sistema supridor.

Tabela 18 - Magnitudes e Fases das correntes dispersas calculas pela CPT.

Ordem Harmônica	Grandeza	I_{s_sup} [A]	I_{s_ind1} [A]	I_{s_ind2} [A]	I_{s_ind3} [A]
5^a	Magnitude	122,30	42,16	44,53	35,67
	Fase	97,14°	96,78°	99,36°	94,79°
7^a	Magnitude	58,95	20,61	21,68	16,68
	Fase	63,67°	62,52°	65,84°	62,28°
11^a	Magnitude	25,47	8,14	10,50	7,40
	Fase	121,77°	116,25°	112,81°	140,85°
13^a	Magnitude	15,82	4,81	6,47	5,14
	Fase	88,89°	84,50°	74,68°	111,26°

É possível constatar que o sistema supridor (fonte) não possui responsabilidade pela geração de harmônicas de tensão no PAC, uma vez que, para esse sistema, a fonte de tensão é senoidal. As porcentagens mais significativas de responsabilidade recaem sobre a indústria 2, enquanto os valores mais baixos estão associados à indústria 3. Em Arcadepani et al. (2022b), para validar os resultados obtidos pelo MBCPT-H, realiza-se uma comparação direta com o método MCC (Santos et al., 2019). A análise comparativa entre os dois métodos revela que os percentuais de responsabilidade atribuídos a cada indústria apresentam resultados coerentes (semelhantes), com um erro percentual máximo de 3,80%. Portanto, o MBCPT-H pode ser considerado satisfatório para esta finalidade.

A principal vantagem do MBCPT-H reside em sua capacidade de atribuir responsabilidades pelas distorções harmônicas por meio de medições instantâneas de tensão e corrente obtidas em um único ponto, sem a necessidade de cálculos de impedâncias do sistema ou da instalação de capacitores. No entanto, em comparação com o método apresentado em Arcadepani et al. (2024), este requer um maior esforço computacional, pois requer a aplicação da FFT em duas etapas: a primeira para o cálculo das correntes dispersas e a segunda para a obtenção da amplitude e fase de cada ordem harmônica. Com o intuito de simplificar esse processo e evitar a necessidade de operar no domínio da frequência, a próxima seção propõe uma abordagem fundamentada na caracterização da carga, ou seja, na obtenção de um circuito equivalente, e na avaliação do impacto de cada indústria no PAC por meio da atribuição de responsabilidades.

Tabela 19 - Resultados da atribuição de responsabilidade de cada indústria.

Ordem Harmônica	R_{c_ind1} [%]	R_{c_ind2} [%]	R_{c_ind3} [%]
5^a	34,47	36,38	29,14
7^a	34,95	36,75	28,29
11^a	31,81	40,72	27,46
13^a	30,32	39,65	30,05
Total	34,42	36,71	29,06

3.3.3 CARACTERIZAÇÃO DE CARGA

Com o intuito de quantificar o impacto de cada consumidor (indústria) no PAC devido às distorções harmônicas, pode-se calcular o percentual de responsabilidade de cada indústria por meio do valor eficaz da corrente harmônica apontada para a carga (I_{hl}). Assim,

$$R_{hl} = \frac{I_{hl_ind}}{I_{hl_PAC}} \cdot 100 \% \quad (3.40)$$

no qual, I_{hl_ind} representa o valor eficaz da corrente harmônica medida em cada indústria (consumidor) e I_{hl_PAC} corresponde à corrente harmônica total no PAC (3.29). A metodologia CE-CPT é, portanto, considerada uma contribuição adicional à discussão deste trabalho, conforme publicada em Arcadepani et al. (2023).

Desse modo, ao aplicar o método de caracterização a cada consumidor do sistema industrial da Figura 8, calculam-se os valores eficazes da corrente harmônica

total no PAC, as respectivas correntes harmônicas apontadas à para cada indústria e o percentual de responsabilidade de cada uma sobre o PAC. Os resultados são apresentados na Tabela 20.

Observa-se que a indústria 2 possui o maior percentual de responsabilidade, aproximadamente 37 %, ou seja, é a que mais contribui para a distorção harmônica de tensão no PAC. Esse resultado é compatível com o obtido pelo método MBCPT-H (vide Tabela 19).

Tabela 20 - Valores eficazes da corrente harmônica através dos métodos CE-CPT e MBCPT-H.

Medições	CE-CPT		MBCPT-H	
	I_{hl} [A]	R_{hl} [%]	I_s [A]	R_c [%]
PAC	81,99	--	98,57	--
Indústria 1	28,53	34,80	33,93	34,42
Indústria 2	30,25	36,89	36,19	36,71
Indústria 3	24,25	29,58	28,64	29,06

Diferentemente do MBCPT-H, que utiliza o domínio da frequência para atribuição de responsabilidades, a principal vantagem da abordagem CE-CPT está no fato de que todos os cálculos são realizados no domínio do tempo, ou seja, com base em tensões e correntes instantâneas. Além disso, essa metodologia atribui, de forma coerente, as responsabilidades pelas distorções harmônicas. Observa-se que a metodologia não requer cálculos de impedâncias do sistema, dispensa a inserção de bancos capacitivos e não necessita da implementação de técnicas para extração das diferentes ordens harmônicas (harmônicas individuais) de tensão e corrente.

3.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE A CPT NA ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES

Conforme apresentado no Capítulo 2, existe uma rede proposta na literatura em que ocorre o fenômeno de amplificação harmônica devido à presença de um capacitor (Figura 9). Ao aplicar neste sistema os métodos CE-CPT e MBCPT-H, para a carga RL//C, foram obtidos os valores apresentados na Tabela 21. Observa-se que tanto o MBCPT-H (domínio da frequência) quanto a técnica CE-CPT (caraterização de carga) não representam adequadamente as contribuições harmônicas no PAC, uma vez que apresentam percentuais distintos de responsabilidade: o MBCPT-H atribui um percentual de 54,66%, enquanto o método CE-CPT atribui um percentual

de 59,83% para a mesma carga. Por outro lado, é interessante observar que o valor eficaz da corrente harmônica apontada para a carga pela CE-CPT é aproximadamente

igual à corrente dispersa obtida pelo MBCPT-H, $I_s = \sqrt{I_{as}^2 + I_{rs}^2} \approx I_{hl}$.

Tabela 21 - Resultados para a carga RL//C do sistema em baixa tensão.

Parâmetros	MBCPT-H	CE-CPT	
I [A]	9,19	I [A]	9,19
I_a [A]	6,61	I_{al} [A]	6,64
I_r [A]	2,76	I_{rl} [A]	2,82
I_v [A]	5,76		
I_{as} [A]	0,65	I_{hl} [A]	5,69
I_{rs} [A]	5,63		
I_g [A]	1,01		
I_{spac} [A]	10,37	I_{hlpac} [A]	9,51
R_c [%]	54,66	R_{hl} [%]	59,83

Observa-se que, a carga RL//C é interpretada como uma carga não linear, ou seja, a corrente harmônica gerada pela carga é diferente de zero ($I_g \neq 0$ e $I_{hl} \neq 0$). Esses valores são resultado da implementação dos algoritmos, uma vez que estes desconsideram tensões harmônicas individuais inferiores a 0,70 %. Como os cálculos de $G_k = \frac{P_k}{V_k}$ e $B_k = \frac{W_{rk}}{\hat{V}_k}$ são inversamente proporcionais as tensões harmônicas, esses valores podem tender ao infinito quando V_k é muito pequeno. Assim, devido ao efeito de ressonância entre o capacitor e as fontes harmônicas (FTH e FCH), um pequeno valor de v_k (k -ésima harmônica de tensão) pode amplificar significativamente i_k (k -ésima harmônica de corrente). Dessa forma, i_k é interpretado pelo algoritmo como uma componente harmônica não existente no espectro da tensão, ou seja, como uma corrente harmônica gerada pela carga.

Conforme ilustrado na Figura 10, observa-se a amplificação da 17ª ordem harmônica na corrente, resultante de uma leve distorção na tensão. Dessa forma, constata-se que os algoritmos interpretam a componente harmônica de 17ª ordem na corrente como sendo gerada pela carga.

Portanto, a aplicação da CPT na atribuição de responsabilidades apresentou, na maioria dos casos, resultados satisfatórios, identificando corretamente o agente causador do distúrbio, seja por desequilíbrio ou por distorções harmônicas. No caso

específico do desequilíbrio, o método MBCPT-D modificado demonstrou superar as limitações apontadas na literatura, por se tratar de uma abordagem não invasiva, que dispensa o conhecimento prévio das impedâncias do sistema e possui baixa complexidade de implementação. Ademais, o método mostrou-se consistente em redes com múltiplas cargas desbalanceadas, lineares e/ou não lineares, bem como em redes elétricas modernas.

Por outro lado, no caso das distorções harmônicas, os métodos CR-CPT, MBCPT-H e CE-CPT conseguem superar algumas limitações apontadas na literatura, por se tratarem de abordagens não invasivas, que dispensam o conhecimento prévio das impedâncias do sistema. Os métodos CR-CPT e CE-CPT são implementados no domínio do tempo, o que os caracteriza como abordagens de baixa complexidade. Já o método MBCPT-H, por operar no domínio da frequência, apresenta maior complexidade de implementação, o que dificulta o cálculo das correntes necessárias à correta atribuição de responsabilidades. Ademais, em cenários com fontes de alimentação distorcidas, os métodos não foram capazes de realizar a atribuição de responsabilidades de forma satisfatória.

Assim, com o objetivo de superar as limitações da CPT na atribuição de responsabilidades, o próximo capítulo apresenta uma abordagem genérica para a análise do fluxo de potência harmônico, além de propor uma nova metodologia para a atribuição de responsabilidades.

CAPÍTULO 4

METODOLOGIA PROPOSTA PARA A ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES NA GERAÇÃO DE HARMÔNICAS E DESEQUILÍBRIO

Conforme demonstrado no capítulo anterior, persistem limitações na atribuição precisa das responsabilidades na geração de harmônicas. Em determinados cenários, como os casos B e A-BG do sistema do IEEE (Figura 7) e o sistema em baixa tensão (Figura 9), os métodos MBCPT-H, CR-CPT e CE-CPT não conseguem discriminar de forma consistente as contribuições individuais do supridor e dos consumidores. Além disso, a implementação do método MBCPT-H requer atenção especial, pois, devido à sua sensibilidade a determinadas condições operativas (amplificação harmônica), pode induzir a interpretações incorretas. Diante desse contexto, as próximas seções apresentam uma nova metodologia que visa aprimorar a identificação e a discriminação das responsabilidades entre as cargas (consumidores) e a fonte (supridor), com maior precisão e robustez analítica.

4.1 DEFINIÇÃO DA TENSÃO CONSUMIDA E GERADA EM CONDIÇÕES DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS EQUILIBRADAS

Conforme demonstrado em Paredes et al. (2023), a potência ativa total pode ser maior ou menor que a potência ativa na frequência fundamental ($P < P_1$ ou $P > P_1$), dependendo da contribuição das componentes harmônicas. Em sistemas com distorções harmônicas, cargas lineares submetidas a tensões distorcidas podem absorver potência ativa nas frequências harmônicas ($P_k > 0$). Por outro lado, em sistemas com cargas não lineares, é comum observar potências harmônicas negativas ($P_k < 0$), o que resulta em uma transferência de energia da carga para fonte.

Para melhor compreender a contribuição de cada componente harmônica no fluxo de potência ativa, considera-se a potência ativa associada à ordem harmônica k como sendo:

$$P_k = V_k I_k \cos(\phi_k) \quad (4.1)$$

em que ϕ_k representa a defasagem angular entre a tensão V_k e a corrente I_k . Nota-se que, dependendo do valor de ϕ_k , a potência ativa harmônica P_k pode assumir

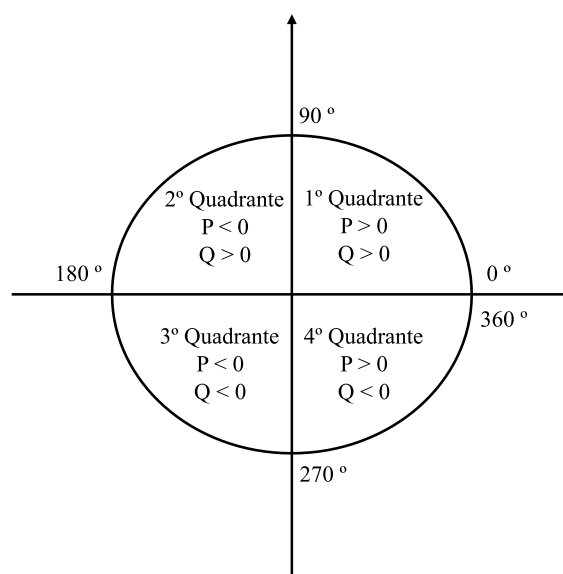
valores positivos ou negativos. Assim, o conjunto total de ordens harmônicas pode ser dividido em dois subconjuntos, K_C e K_G :

$$k \in \begin{cases} K_C, & P_k \geq 0 \text{ (} 270^\circ < |\phi_k| < 90^\circ \text{)} \\ K_G, & P_k < 0 \text{ (} 270^\circ > |\phi_k| > 90^\circ \text{)} \end{cases} \quad (4.2)$$

A separação dos conjuntos K_C e K_G baseia-se na análise dos quadrantes do círculo trigonométrico da defasagem angular ϕ_k , conforme ilustrado na Figura 24. Cada quadrante está associado a diferentes sinais de $\cos(\phi_k)$ e $\sin(\phi_k)$, influenciando, respectivamente, os sinais das potências ativa e reativa harmônicas. Assim, além da potência ativa harmônica $P_k = V_k I_k \cos(\phi_k)$, também pode ser definida a potência reativa harmônica associada à ordem k , como, $Q_k = V_k I_k \sin(\phi_k)$.

No 1º quadrante, com $0^\circ < \phi_k < 90^\circ$, e no 4º quadrante, com $270^\circ < \phi_k < 360^\circ$, temos $\cos(\phi_k) > 0$, o que implica que a potência ativa harmônica P_k é positiva. Por outro lado, nos 2º e 3º quadrantes, em que $\cos(\phi_k) < 0$, a potência P_k assume valores negativos, indicando um fluxo reverso da potência ativa. De forma análoga, para a potência reativa harmônica $Q_k = V_k I_k \sin(\phi_k)$, observa-se que, nos 1º e 2º quadrantes, $\sin(\phi_k) > 0$, resultando em $Q_k > 0$; já nos 3º e 4º quadrantes, $\sin(\phi_k) < 0$, o que leva a $Q_k < 0$. Portanto, verifica-se que o sinal e o sentido do fluxo de potência harmônica (ativa e reativa) são diretamente influenciados pela defasagem angular ϕ_k entre as componentes harmônicas da tensão e da corrente.

Figura 24 - Análise do círculo trigonométrico.



Fonte: Elaboração própria.

Assumindo que o subconjunto K_C representa as ordens harmônicas cujas potências ativas são “consumidas” pela carga ($P_k > 0$) e K_G representa as ordens “geradas” pela carga ($P_k < 0$), a potência ativa total é definida como:

$$P = \sum_{\mu=a,b,c}^m P_1^\mu \pm \sum_{\mu=a,b,c}^m \sum_{k=2}^{\infty} P_k^\mu = \sum_{\mu=a,b,c}^m P_1^\mu \pm \left(\sum_{\mu=a}^m \left[\sum_{k \in K_C} P_k + \sum_{k \in K_G} P_k \right] \right) \quad (4.3)$$

em que P_1^μ representa a potência ativa associada à componente fundamental da fase μ , e P_k^μ representa a potência ativa da ordem harmônica k dessa mesma fase.

Separando as contribuições da componente fundamental e das ordens harmônicas classificadas nos subconjuntos K_C e K_G , a potência ativa total é definida como:

$$P = \left(\sum_{\mu=a,b,c}^m P_1^\mu + \sum_{\mu=a,b,c}^m \sum_{k \in K_C} P_k^\mu \right) - \sum_{\mu=a,b,c}^m \sum_{k \in K_G} P_k^\mu \quad (4.4)$$

$$P = P_C - P_G \quad (4.5)$$

onde P_C representa a potência ativa consumida pela carga [W], e P_G corresponde à componente gerada, ou seja, é a potência ativa associada as harmônicas geradas pela carga [W]. O valor negativo de P_G indica que há injeção de potência harmônica da carga para a rede, caracterizando um fluxo reverso de energia da carga para fonte.

Com base em (4.3) e (4.4), os vetores de corrente ($\underline{i}$) e tensão ($\underline{v}$) podem ser reescritos em termos dos subconjuntos K_C e K_G :

$$\underline{i} = \sum_{k \in K_C} \underline{i}_k + \sum_{k \in K_G} \underline{i}_k = \underline{i}_C + \underline{i}_G \quad (4.6)$$

$$\underline{v} = \sum_{k \in K_C} \underline{v}_k + \sum_{k \in K_G} \underline{v}_k = \underline{v}_C + \underline{v}_G \quad (4.7)$$

em que $\underline{i}_C$ e $\underline{v}_C$ são os vetores de corrente e de tensão consumidas pela carga, enquanto $\underline{i}_G$ e $\underline{v}_G$ representam as componentes geradas por ela, associadas a distorções. As correntes $\underline{i}_C$ e $\underline{i}_G$ são ortogonais entre si, logo, os valores coletivos eficazes são definidos como:

$$I^2 = \sum_{\mu=a,b,c}^m \sum_{k \in K_C} (I_k^\mu)^2 + \sum_{\mu=a,b,c}^m \sum_{k \in K_G} (I_k^\mu)^2 \quad (4.8)$$

$$I^2 = I_C^2 + I_G^2 \quad (4.9)$$

De forma análoga, as tensões $\underline{v}_C$ e $\underline{v}_G$ são consideradas ortogonais, e seus respectivos valores coletivos eficazes podem ser expressos por:

$$V^2 = \sum_{\mu=a,b,c}^m \sum_{k \in K_C} (V_k^\mu)^2 + \sum_{\mu=a,b,c}^m \sum_{k \in K_G} (V_k^\mu)^2 \quad (4.10)$$

$$V^2 = V_C^2 + V_G^2 \quad (4.11)$$

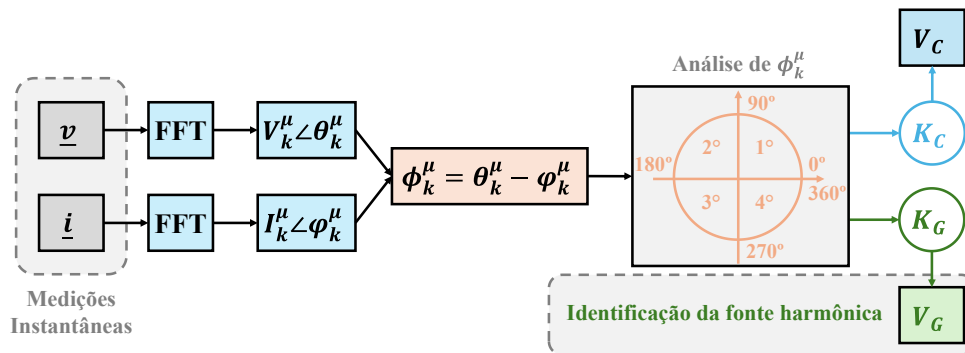
onde I_k^μ e V_k^μ representam, respectivamente, as componentes harmônicas da corrente e da tensão na fase μ e ordem harmônica k . Os valores eficazes das componentes consumidas pela carga são dados por I_C e V_C , ao passo que I_G e V_G correspondem às componentes associadas à geração de distorções pela carga.

Conclui-se, portanto, que a componente de tensão atribuída a carga, obtida a partir da decomposição proposta, possibilita a identificação das fontes de harmônicas (cargas não lineares) no PAC, uma vez que os efeitos das harmônicas provenientes de outras cargas conectadas ao PAC foram devidamente separadas.

A Figura 25 apresenta uma visão geral da metodologia proposta para a identificação das cargas não lineares, isto é, das fontes geradoras de harmônicas no sistema. Inicialmente, realizam-se medições das tensões e correntes em cada fase de todos os consumidores (cargas), aplicando-se a FFT a cada sinal obtido. Em seguida, calcula-se a diferença entre o ângulo de fase da tensão (θ_k^μ) e o ângulo de fase da corrente (φ_k^μ) em cada ordem harmônica e para cada fase. Com base na análise do círculo trigonométrico e (4.2), os subconjuntos K_C e K_G são determinados. A partir de (4.11), definem-se as componentes de tensão atribuídas ao consumo e à geração de distorções pela carga.

Destaca-se que técnicas alternativas, como *Wavelet*, DFT ou Stockwell podem ser empregadas para o cálculo das componentes de tensão e corrente em cada ordem harmônica.

Figura 25 - Metodologia proposta para identificação das cargas geradoras de harmônicas.



Fonte: Elaboração própria.

Inicialmente, o método é aplicado a circuitos básicos, compostos apenas por uma fonte e uma carga, com o objetivo de validar os conceitos de V_C e V_G . Em seguida, a metodologia é estendida a um sistema de baixa tensão, no qual múltiplas cargas estão conectadas ao PAC.

4.1.1 APLICAÇÃO DE EXEMPLOS BÁSICOS

Com o objetivo demonstrar os conceitos definidos pela metodologia proposta, o método é aplicado a quatro circuitos básicos: (a) resistivo-indutivo (RL), (b) resistivo-indutivo com um capacitor em paralelo (RL//C), (c) carga tipo fonte de tensão harmônica (FTH) e (d) carga tipo fonte de corrente harmônica (FCH). Essas cargas são alimentadas com diferentes condições de tensão de alimentação, conforme os seguintes casos:

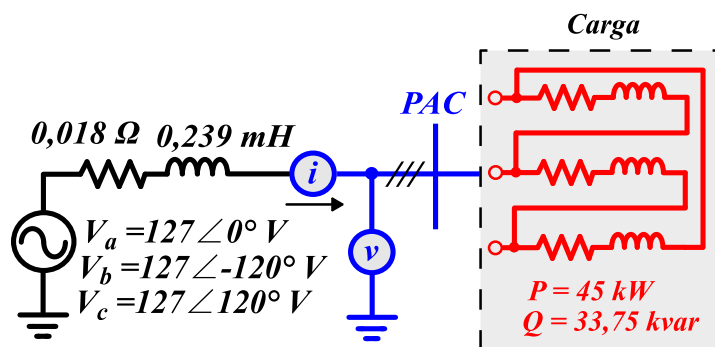
- Caso 1: Tensão senoidal equilibrada;
- Caso 2: Tensão não senoidal equilibrada;
- Caso 3: Tensão senoidal desequilibrada;
- Caso 4: Tensão não senoidal desequilibrada.

Nos quatro casos considerados, aplica-se uma tensão eficaz de 127 V por fase, com defasagem de 120° entre elas, caracterizando um sistema trifásico simétrico. No caso 2 (condição não senoidal), utiliza-se a mesma tensão do caso 1, com um acréscimo de 10% de 5ª e 7ª ordem harmônica em todas as fases. No caso 3 (condição desequilibrada), a tensão também é a mesma do caso 1, porém com um aumento de 10% na amplitude da fase b. Já o caso 4 representa a combinação das condições dos casos 2 e 3.

4.1.2 Carga resistiva-indutiva (RL)

A Figura 26 apresenta o circuito da carga RL utilizado nos quatro casos analisados, enquanto a Tabela 22 reúne os resultados obtidos para cada condição de tensão aplicada.

Figura 26 - Circuito para a carga RL.



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se na Tabela 22 que, independentemente da condição da tensão de alimentação, seja ela distorcida e/ou desequilibrada, a componente da tensão associada à geração de distorções pela carga é nula ($V_G = 0,00$ V). Isso implica que toda a tensão aplicada é atribuída ao consumo da carga ($V = V_C$). Tal resultado confirma o comportamento linear da carga RL, indicando que ela não contribui para a geração de distorções harmônicas de tensão no PAC. Consequentemente, as distorções observadas nos casos 2 e 4 são atribuídas exclusivamente à fonte de alimentação. Destaca-se que essa avaliação foi realizada em um cenário com distorção de tensão (DHT_V^{PAC}) de 13 % e fator de desequilíbrio (FD_V^{PAC}) de 3 %, ambos acima dos limites de referência sugeridos por normas.

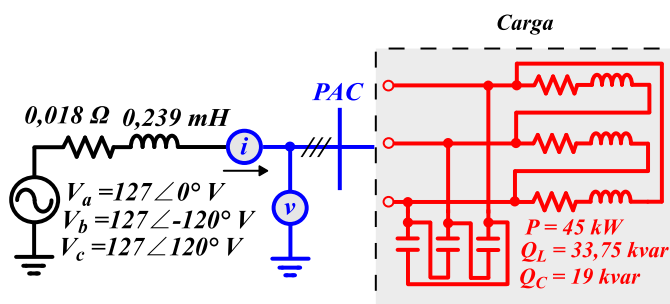
Tabela 22 - Resultados para a carga RL.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
V [V]	203,32	205,06	210,20	211,89
V_c [V]	203,32	205,06	210,20	211,89
V_c^a [V]	117,39	118,39	119,39	120,38
V_c^b [V]	117,39	118,39	125,21	126,15
V_c^c [V]	117,39	118,39	119,39	120,38
V_G [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
V_G^a [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
V_G^b [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
V_G^c [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
P [kW]	38,43	38,49	41,08	41,13
$DHT_{V,a}^{PAC}$ [%]	0,00	13,11	0,00	12,89
$DHT_{V,b}^{PAC}$ [%]	0,00	13,11	0,00	12,29
$DHT_{V,c}^{PAC}$ [%]	0,00	13,11	0,00	12,89
$DHT_{I,a}^{PAC}$ [%]	0,00	3,69	0,00	3,63
$DHT_{I,b}^{PAC}$ [%]	0,00	3,69	0,00	3,46
$DHT_{I,c}^{PAC}$ [%]	0,00	3,69	0,00	3,63
FD_V^{PAC} [%]	0,00	0,00	3,23	3,23
FD_I^{PAC} [%]	0,00	0,00	3,23	3,23

4.1.3 Carga resistiva-indutiva com capacitor em paralelo (RL//C)

A Figura 27 apresenta o circuito da carga RL//C, utilizado nos quatro cenários de análise considerados neste trabalho. Os resultados obtidos para cada cenário são apresentados na Tabela 23.

Figura 27 - Circuito para a carga RL//C.



Fonte: Elaboração própria.

Para a carga RL//C, observa-se um comportamento semelhante ao da carga RL, em que as distorções harmônicas presentes no PAC estão associadas exclusivamente à fonte de alimentação. Mesmo sob uma tensão de alimentação distorcida e/ou desequilibrada, a tensão V_G permanece nula, o que implica que $V = V_C$. Com a inserção do capacitor, observou-se um aumento no índice de DHT_V , que atingiu 40,58%. Ainda assim, mesmo em um cenário com elevada distorção de tensão, o método manteve resultados consistentes, demonstrando sua eficácia frente a condições adversas da rede.

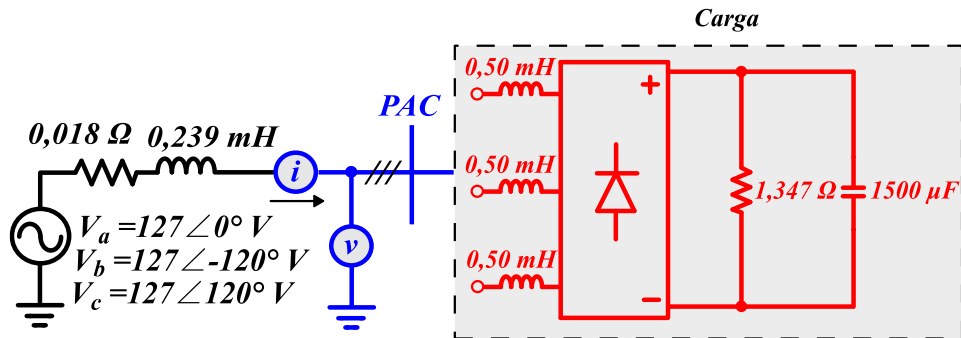
Tabela 23 - Resultados para a carga RL//C.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
V [V]	210,07	226,71	217,19	233,32
V_C [V]	210,07	226,71	217,19	233,32
V_C^a [V]	121,29	130,89	123,36	132,81
V_C^b [V]	121,29	130,89	129,37	138,42
V_C^c [V]	121,29	130,89	123,36	132,81
V_G [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
V_G^a [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
V_G^b [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
V_G^c [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
P [kW]	41,03	41,66	43,86	44,49
$DHT_{V,a}^{PAC}$ [%]	0,00	40,58	0,00	40,52
$DHT_{V,b}^{PAC}$ [%]	0,00	40,58	0,00	36,84
$DHT_{V,c}^{PAC}$ [%]	0,00	40,58	0,00	40,70
$DHT_{I,a}^{PAC}$ [%]	0,00	75,45	0,00	74,19
$DHT_{I,b}^{PAC}$ [%]	0,00	75,45	0,00	70,74
$DHT_{I,c}^{PAC}$ [%]	0,00	75,45	0,00	74,19
FD_V^{PAC} [%]	0,000	0,000	3,23	3,23
FD_I^{PAC} [%]	0,00	0,00	3,23	3,23

4.1.4 Carga tipo fonte de tensão harmônica (FTH)

O circuito da carga FTH, utilizado nos quatro casos analisados, é apresentado na Figura 28. Os resultados obtidos para cada condição de teste estão sumarizados na Tabela 24.

Figura 28 - Circuito para a carga FTH.



Fonte: Elaboração própria.

Pela Tabela 24, nota-se que, para a carga FTH, independentemente da tensão de alimentação, a tensão gerada pela carga é diferente de zero ($V_G \neq 0$). Nos casos 1 e 3, a tensão V_G corresponde às componentes harmônicas geradas pela carga, enquanto V_C representa a componente na frequência fundamental. Nos casos 2 e 4, em que a tensão de alimentação é distorcida ($DHT_V^{PAC} \approx 13\%$), verifica-se uma redução no valor de V_G . Esse comportamento indica que as harmônicas de 5ª e/ou 7ª ordens, impostas pela fonte, passam a integrar o subconjunto K_C . Assim, a tensão V_C passa a conter tanto a componente fundamental quanto essas harmônicas, e V_G representa apenas as componentes harmônicas restantes. Além disso, mesmo em cenários com alto desequilíbrio imposto pela fonte, como nos casos 3 e 4, em que FD_V^{PAC} foi de 3,5%, o método foi capaz de identificar as ordens harmônicas que estão sendo geradas pela carga.

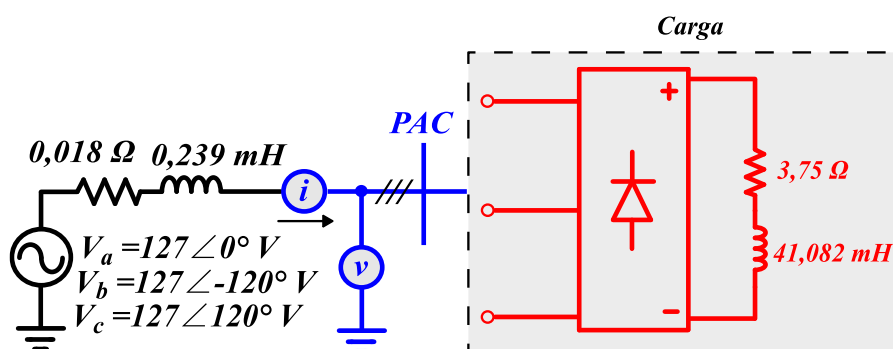
Tabela 24 - Resultados para a carga FTH.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
V [V]	206,73	207,24	213,79	214,26
V_c [V]	206,01	206,96	213,06	213,97
V_c^a [V]	118,97	119,50	121,56	122,51
V_c^b [V]	118,91	119,46	127,13	127,51
V_c^c [V]	118,95	119,51	120,22	120,48
V_G [V]	17,29	10,80	17,64	11,19
V_G^a [V]	9,97	6,23	10,25	6,44
V_G^b [V]	10,00	6,25	9,88	6,25
V_G^c [V]	9,98	6,24	10,41	6,70
P [kW]	44,54	43,43	47,73	46,55
$DHT_{V,a}^{PAC}$ [%]	8,38	12,92	8,43	13,44
$DHT_{V,b}^{PAC}$ [%]	8,41	12,96	7,90	11,85
$DHT_{V,c}^{PAC}$ [%]	8,39	12,96	8,98	13,03
$DHT_{I,a}^{PAC}$ [%]	12,78	15,65	14,15	16,30
$DHT_{I,b}^{PAC}$ [%]	12,78	15,66	11,51	14,20
$DHT_{I,c}^{PAC}$ [%]	12,78	15,66	14,02	16,96
FD_V^{PAC} [%]	0,030	0,025	3,48	3,49
FD_I^{PAC} [%]	0,00	0,14	8,67	10,75

4.1.5 Carga tipo fonte de corrente harmônica (FCH)

A Figura 29 ilustra o circuito da carga FCH utilizado nas quatro condições de análise, enquanto a Tabela 25 apresenta os resultados obtidos para cada uma delas.

Figura 29 - Circuito para a carga FCH.



Fonte: Elaboração própria.

Verifica-se que a tensão V_G é diferente de zero em todas as condições de alimentação analisadas. Novamente, nos casos 1 e 3, V_G corresponde às componentes harmônicas geradas pela carga FCH, enquanto V_C representa a componente na frequência fundamental. No entanto, sob condições de alimentação não senoidais (casos 2 e 4), observa-se uma variação na tensão V_G . Essa variação decorre do método adotado, o qual considera a defasagem angular de cada ordem harmônica. Assim, a forma de onda da tensão de alimentação pode influenciar a direção das componentes harmônicas. No caso 2, as harmônicas de 5ª e 7ª ordens podem estar incluídas no subconjunto K_C , o que resulta na redução do valor de V_G . Por outro lado, no caso 4, a inserção dessas mesmas harmônicas pela fonte provocou uma amplificação de suas amplitudes, resultando em um aumento de V_G . Adicionalmente, destaca-se a efetividade do método na detecção das harmônicas geradas pela carga FCH, mesmo em cenários com elevada distorção (19,71%) e desequilíbrio (3,25%).

Portanto, pelas cargas analisadas, pode-se concluir que, para as cargas lineares (RL e RL//C) toda a tensão é consumida pela carga com as componentes harmônicas alocadas no subconjunto K_C , resultando em uma tensão gerada pela carga igual a zero. Por outro lado, para as cargas não lineares (FTH e FCH), a tensão gerada pela carga é diferente de zero, uma vez que as componentes harmônicas podem estar presentes tanto no subconjunto K_C quanto no subconjunto K_G , a depender de sua direção.

A seguir, o método proposto será aplicado a um sistema composto por múltiplas cargas conectadas ao PAC. Além disso, será demonstrado que o método é capaz de superar as limitações observadas nos métodos baseados na CPT.

Tabela 25 - Resultados para a carga FCH.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
V [V]	217,15	219,36	224,50	226,73
V_c [V]	216,46	218,90	223,79	225,60
V_c^a [V]	124,97	126,38	127,02	127,40
V_c^b [V]	124,97	126,38	133,33	134,72
V_c^c [V]	124,97	126,38	127,16	128,52
V_G [V]	17,31	14,25	17,90	22,62
V_G^a [V]	10,00	8,23	10,33	19,34
V_G^b [V]	9,99	8,23	10,33	7,92
V_G^c [V]	9,99	8,23	10,34	8,66
P [kW]	22,09	20,72	23,60	22,28
$DHT_{V,a}^{PAC}$ [%]	8,00	19,71	8,13	19,10
$DHT_{V,b}^{PAC}$ [%]	8,00	19,71	7,75	18,31
$DHT_{V,c}^{PAC}$ [%]	8,00	19,71	8,13	19,67
$DHT_{I,a}^{PAC}$ [%]	24,44	23,96	24,96	23,93
$DHT_{I,b}^{PAC}$ [%]	24,44	23,96	23,60	20,83
$DHT_{I,c}^{PAC}$ [%]	24,44	23,96	24,92	25,33
FD_V^{PAC} [%]	0,00	0,00	3,25	3,28
FD_I^{PAC} [%]	0,00	0,00	1,70	4,80

4.1.6 APLICAÇÃO NO SISTEMA EM BAIXA TENSÃO

A fim de demonstrar que o método proposto é capaz de superar as limitações dos métodos MBCPT-H e CE-CPT, aplicam-se os conceitos de V_c e V_G à carga RL//C do sistema em baixa tensão (Figura 9), cujos resultados são apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 - Análise do fluxo de potência harmônico para a carga RL//C.

Análise de Fluxo Harmônico	Medição Carga RL//C
V	215,42
V_c	215,42
V_G	0,00

Pode-se notar que todas as componentes harmônicas presentes na tensão de alimentação são consumidas pela carga ($V = V_C$), consequentemente, a tensão gerada pela carga é igual a zero ($V_G = 0$). Esse resultado demonstra que a carga RL//C se comporta como uma carga linear, não contribuindo para a geração de harmônicas na corrente.

A Tabela 27 apresenta os valores eficazes das tensões geradas pelas cargas (consumidores). Observa-se que as cargas lineares não contribuem para a geração de harmônicas no PAC, sendo que apenas as cargas não lineares, FTH e FCH, compartilham a responsabilidade pela distorção da tensão. Dentre elas, a carga FTH apresenta a maior tensão associada à geração de harmônicas no PAC, com $V_G = 21,61$ V.

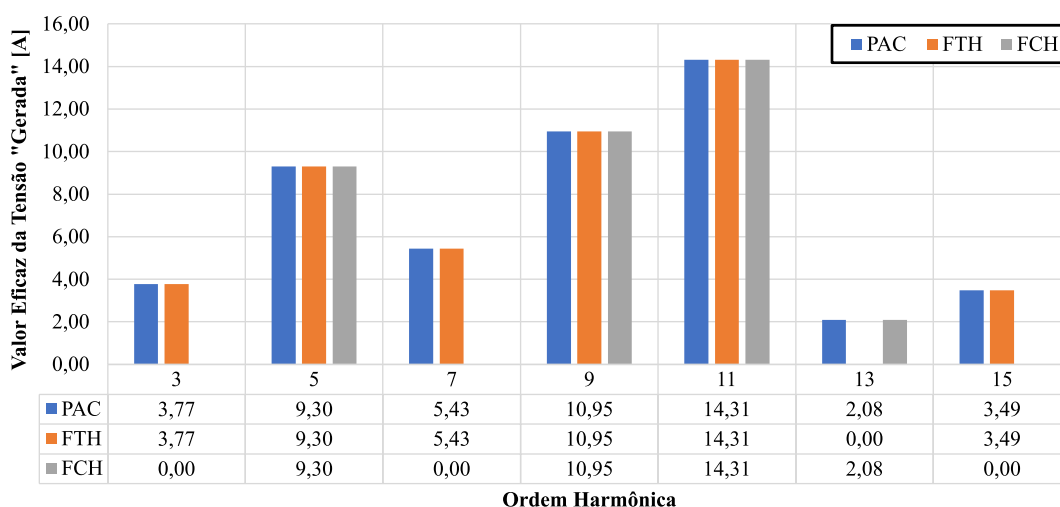
No primeiro instante, pode-se atribuir responsabilidades separando as contribuições harmônicas de cada carga, conforme apresentado na Figura 30. Observa-se que a carga FTH é responsável por três ordens harmônicas (3ª, 7ª e 15ª), enquanto a carga FCH é responsável apenas pela 13ª ordem. As outras ordens harmônicas (5ª, 9ª e 11ª) são compartilhadas entre as cargas FTH e FCH. Desse modo, a carga FTH apresenta a maior contribuição para a geração de harmônicas de tensão no PAC, sendo responsável por 64,29 % ($\frac{3}{7} + \frac{1}{2} \cdot \frac{3}{7}$). Por outro lado, a carga FCH é responsável por 35,71 % ($\frac{1}{7} + \frac{1}{2} \cdot \frac{3}{7}$).

Tabela 27 - Tensão gerada pela carga para o sistema apresentado em Reis (2015).

Medições	V_G [V]	DHT_I^{Carga} [%]	DHT_V^{PAC} [%]
Carga R	0,00	10,16	10,16
Carga RL//C	0,00	78,87	
Carga FTH	21,61	100,60	
Carga FCH	20,38	29,48	
Total	41,99	-	

Após a validação dos conceitos de V_C e V_G em cargas balanceadas, tanto lineares quanto não lineares, o método será aplicado a cargas desbalanceadas, com o objetivo de verificar a influência do desbalanço nesses conceitos.

Figura 30 - Espectro da tensão gerada para as cargas não lineares de Reis (2015).

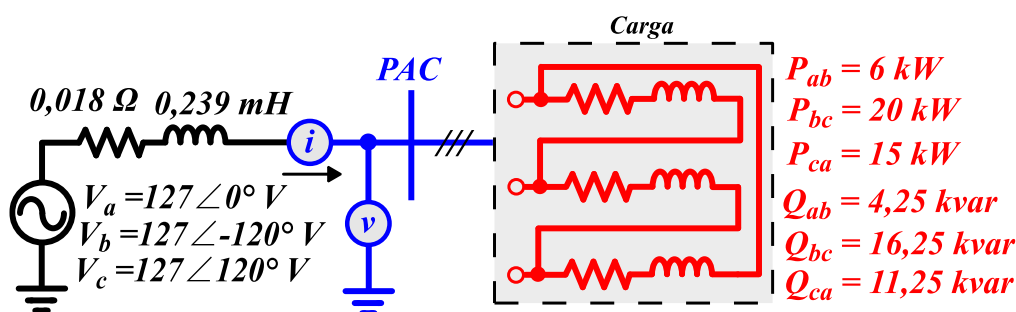


Fonte: Elaboração própria.

4.1.7 INFLUÊNCIA DO DESEQUILÍBRIO NA TENSÃO CONSUMIDA E GERADA

Com o intuito de analisar a influência do desbalanceamento de cargas nos conceitos de V_C e V_G , o método é aplicado a uma carga RL desbalanceada, conforme ilustrado na Figura 31. Os resultados correspondentes são apresentados na Tabela 28.

Figura 31 - Circuito para a carga RL desbalanceada.



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, nos casos em que a tensão de alimentação é distorcida, com uma DHT_V^{PAC} de 13 %, o método identifica a carga como não linear, ou seja, com $V_G \neq 0$, resultando em uma tensão gerada de 15,84 V. Essa tensão está associada à componente da 7ª harmônica na fase a, com amplitude 11,32 V e defasagem angular de 92,23°, e à componente da 5ª harmônica na fase b, que apresenta amplitude de 11,08 V e defasagem de 93,10°. Ambas as defasagens são superiores a 90°, logo, o que justifica a alocação dessas componentes no subconjunto K_G . Destaca-se que, nos

casos em que a tensão de alimentação é senoidal, equilibrada ou desequilibrada, o método interpreta corretamente a carga como linear, resultando em uma tensão gerada nula ($V_G = 0$), mesmo em um cenário com um elevado fator de desequilíbrio (5,48 %).

Tabela 28 - Resultados para a carga RL desbalanceada.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
V [V]	204,51	206,30	211,48	213,20
V_c [V]	204,51	205,69	211,48	212,61
V_c^a [V]	119,04	119,59	121,13	121,67
V_c^b [V]	120,25	120,77	128,14	128,63
V_c^c [V]	114,87	115,85	116,75	117,71
V_G [V]	0,00	15,84	0,00	15,84
V_G^a [V]	0,00	11,32	0,00	11,32
V_G^b [V]	0,00	11,08	0,00	11,08
V_G^c [V]	0,00	0,00	0,00	0,00
P [kW]	34,94	34,99	37,24	37,29
$DHT_{V,a}^{PAC}$ [%]	0,00	13,52	0,00	13,29
$DHT_{V,b}^{PAC}$ [%]	0,00	13,07	0,00	12,27
$DHT_{V,c}^{PAC}$ [%]	0,00	13,10	0,00	12,89
$DHT_{I,a}^{PAC}$ [%]	0,00	3,87	0,00	3,85
$DHT_{I,b}^{PAC}$ [%]	0,00	3,48	0,00	3,29
$DHT_{I,c}^{PAC}$ [%]	0,00	3,63	0,00	3,55
FD_V^{PAC} [%]	2,75	2,75	5,48	5,48
FD_I^{PAC} [%]	28,12	28,12	28,26	28,26

Portanto, em cargas desbalanceadas alimentadas por tensões distorcidas (casos 2 e 4), a tensão gerada pela carga pode conduzir a interpretações equivocadas quanto à origem da distorção harmônica. Para superar essa limitação, propõe-se, a seguir, uma modificação no método, baseada na aplicação das componentes simétricas, com o objetivo de mitigar o problema identificado.

4.2 DEFINIÇÃO DA TENSÃO CONSUMIDA E GERADA EM CONDIÇÕES DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS DESEQUILIBRADAS

Em situações envolvendo cargas desbalanceadas, torna-se essencial avaliar, de forma abrangente, o impacto combinado dos distúrbios presentes, como o desequilíbrio e as distorções harmônicas. Nesse contexto, é fundamental separar os componentes de sequência negativa e zero do sinal, uma vez que estão diretamente associados ao fenômeno do desequilíbrio. Para isso, é utilizado as Componentes Simétricas Generalizadas (Tenti et al., 2006), que permitem uma abordagem mais abrangente na separação das parcelas associadas ao desequilíbrio e às distorções harmônicas.

O vetor do sinal em análise ($\underline{x}$) que pode ser o vetor de tensão ou corrente, é decomposto em componentes heteropolares ($\underline{x}_{he}$) e componentes homopolares ($\underline{x}_0$):

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_a^{he} \\ x_b^{he} \\ x_c^{he} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} x_a^0 \\ x_b^0 \\ x_c^0 \end{bmatrix} = \underline{x}_{he} + \underline{x}_0 \quad (4.12)$$

A componente homopolar corresponde a componente de sequência zero, definida como:

$$x_0 = \frac{1}{3} \cdot [x_a^0 + x_b^0 + x_c^0] \quad (4.13)$$

Por outro lado, a componente heteropolar representa a diferença entre o sinal de entrada ($\underline{x}$) e a componente homopolar:

$$\begin{bmatrix} x_a^{he} \\ x_b^{he} \\ x_c^{he} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_a^0 \\ x_b^0 \\ x_c^0 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

A componente $\underline{x}_{he}$ é decomposta em sua componente fundamental ($\underline{x}_1$) e na componente de distorção ($\underline{x}_d$). A componente fundamental, por sua vez, é separada em componentes de sequência positiva ($\underline{x}_1^+$) e negativa ($\underline{x}_1^-$). Consequentemente, a componente heteropolar é definida como:

$$\begin{bmatrix} x_a^{he} \\ x_b^{he} \\ x_c^{he} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{1,a}^+ \\ x_{1,b}^+ \\ x_{1,c}^+ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} x_{1,a}^- \\ x_{1,b}^- \\ x_{1,c}^- \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} x_a^d \\ x_b^d \\ x_c^d \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Portanto, a componente $\underline{x}_d$ está associada as distorções harmônicas presentes no sinal em análise, estando separada da influência do desequilíbrio, ou seja, isolada das componentes de sequência negativa e zero:

$$\begin{bmatrix} x_a^d \\ x_b^d \\ x_c^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_a^{he} \\ x_b^{he} \\ x_c^{he} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{1,a}^+ \\ x_{1,b}^+ \\ x_{1,c}^+ \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{1,a}^- \\ x_{1,b}^- \\ x_{1,c}^- \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Aplicando os conceitos da tensão e corrente consumidas e geradas pela carga à componente de distorção ($\underline{x}_d$), as novas parcelas de tensão e corrente podem ser calculadas como:

$$\begin{bmatrix} i_a^d \\ i_b^d \\ i_c^d \end{bmatrix} = \sum_{k \in K_C} \begin{bmatrix} i_{k,a}^d \\ i_{k,b}^d \\ i_{k,c}^d \end{bmatrix} + \sum_{k \in K_G} \begin{bmatrix} i_{k,a}^d \\ i_{k,b}^d \\ i_{k,c}^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{C,a}^d \\ i_{C,b}^d \\ i_{C,c}^d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{G,a}^d \\ i_{G,b}^d \\ i_{G,c}^d \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

$$\begin{bmatrix} v_a^d \\ v_b^d \\ v_c^d \end{bmatrix} = \sum_{k \in K_C} \begin{bmatrix} v_{k,a}^d \\ v_{k,b}^d \\ v_{k,c}^d \end{bmatrix} + \sum_{k \in K_G} \begin{bmatrix} v_{k,a}^d \\ v_{k,b}^d \\ v_{k,c}^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{C,a}^d \\ v_{C,b}^d \\ v_{C,c}^d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{G,a}^d \\ v_{G,b}^d \\ v_{G,c}^d \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

em que $\underline{i}_C^d$ e $\underline{v}_C^d$ são os vetores de corrente e tensão de distorções pertencentes ao subconjunto K_C , respectivamente, enquanto $\underline{i}_G^d$ e $\underline{v}_G^d$ representam os vetores de corrente e tensão de distorção associados ao subconjunto K_G .

As componentes $\underline{i}_C^d$ e $\underline{i}_G^d$ são ortogonais entre si, logo, o valor eficaz coletivo da corrente de distorção (I_d) é definido como:

$$I_d^2 = \sum_{\mu=a,b,c} \sum_{k \in K_C} (I_{d_k}^\mu)^2 + \sum_{\mu=a,b,c} \sum_{k \in K_G} (I_{d_k}^\mu)^2 \quad (4.19)$$

$$I_d^2 = I_C^{d^2} + I_G^{d^2} \quad (4.20)$$

De forma similar, as componentes $\underline{v}_C^d$ e $\underline{v}_G^d$ são ortogonais. Sendo assim, o valor coletivo eficaz da tensão de distorção (V_d) é calculado como:

$$V_d^2 = \sum_{\mu=a,b,c} \sum_{k \in K_C} (V_{d_k}^\mu)^2 + \sum_{\mu=a,b,c} \sum_{k \in K_G} (V_{d_k}^\mu)^2 \quad (4.21)$$

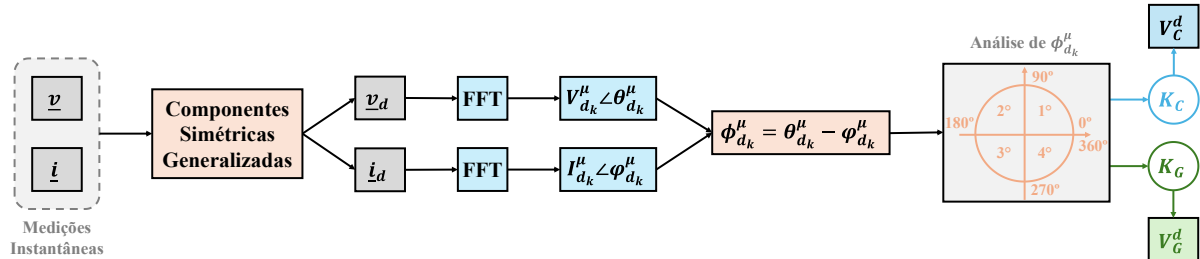
$$V_d^2 = V_C^{d^2} + V_G^{d^2} \quad (4.22)$$

onde I_C^d e V_C^d são os valores eficazes da corrente e da tensão de distorção pertencentes ao subconjunto K_C , respectivamente, enquanto I_G^d e V_G^d representam os valores eficazes da corrente e da tensão de distorção associadas ao subconjunto K_G .

Portanto, a parcela V_G^d refere-se exclusivamente às componentes harmônicas geradas pelas cargas não lineares, excluindo os efeitos decorrentes do desbalanço das cargas. A Figura 32 ilustra a aplicação dos conceitos das Componentes

Simétricas Generalizadas no método proposto neste trabalho para a análise da tensão gerada pela carga.

Figura 32 - Aplicação da metodologia modificada proposta.



Fonte: Elaboração própria.

No primeiro instante, realiza-se as medições instantâneas de tensão e corrente em todas as cargas. Em seguida, aplicam-se os conceitos das Componentes Simétricas Generalizadas, obtendo-se as parcelas de tensão e corrente de distorção. A FFT é empregada para determinar a amplitude e ângulo de cada componente harmônica dessas parcelas, que são então separadas nos subconjuntos K_C e K_G . Por fim, definem-se os valores eficazes das tensões de distorção consumida (V_C^d) e gerada (V_G^d) pela carga.

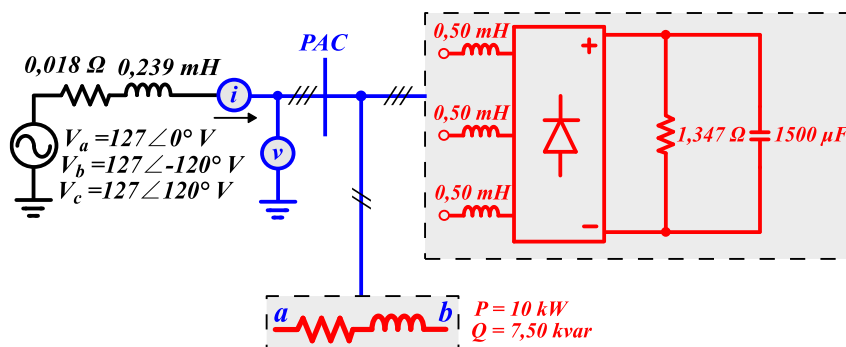
A seguir, com o objetivo de validar as novas definições propostas, o método é aplicado a cargas lineares e não lineares desbalanceadas.

4.2.1 APLICAÇÃO EM EXEMPLOS

Anteriormente, foi apresentada uma carga RL desbalanceada (Figura 31), na qual a metodologia inicialmente proposta não conseguiu identificar corretamente o comportamento da carga. Portanto, para essa carga, utiliza-se o método aprimorado que incorpora os conceitos das Componentes Simétricas Generalizadas. Para validar os conceitos apresentados, o método também foi aplicado a uma carga não linear desbalanceada, ilustrada na Figura 33. As cargas desbalanceadas foram alimentadas sob as mesmas condições de tensão apresentadas na seção 4.1.1, e os resultados obtidos são apresentados na Tabela 29.

Após a definição dos conceitos de tensão consumida e gerada, e sua aplicação na identificação das cargas responsáveis pelas distorções harmônicas, aplica-se o método proposto para determinar os percentuais de responsabilidade atribuídos a cada carga.

Figura 33 - Carga não linear desbalanceada.



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, para a carga RL desbalanceada, a tensão de distorção é nula ($V_d = 0$), ou seja, independentemente da tensão de alimentação, a carga não contribui para as distorções harmônicas presentes no PAC ($V_G^d = 0$). Por outro lado, para a carga não linear desbalanceada, a tensão de distorção é igual à tensão gerada ($V_d = V_G^d$), evidenciando a total contribuição dessa carga para as distorções harmônicas no PAC.

Portanto, o método proposto apresenta resultados consistentes, independentemente da condição de tensão (desbalanceada e/ou distorcida) e das características da carga, sejam elas balanceadas ou desbalanceadas, lineares ou não lineares.

Em resumo, foi mostrado que:

- 1) Cargas lineares balanceadas $\Rightarrow V = V_C$;
- 2) Cargas não lineares balanceadas $\Rightarrow V_G \neq 0$ e $V^2 = V_C^2 + V_G^2$;
- 3) Cargas lineares desbalanceadas $\Rightarrow V_d = V_C^d = V_G^d = 0$;
- 4) Cargas não lineares desbalanceadas $\Rightarrow V_d = V_G^d \neq 0$;

Após a definição dos conceitos de tensão consumida e gerada, e sua aplicação na identificação das cargas responsáveis pelas distorções harmônicas, aplica-se o método proposto para determinar os percentuais de responsabilidade atribuídos a cada carga.

Tabela 29 - Resultados para as cargas desbalanceadas.

RL desbalanceada (Figura 31)				
Tensão [V]	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
V_d	0,00	0,00	0,00	0,00
V_C^d	0,00	0,00	0,00	0,00
$V_{C,a}^d$	0,00	0,00	0,00	0,00
$V_{C,b}^d$	0,00	0,00	0,00	0,00
$V_{C,c}^d$	0,00	0,00	0,00	0,00
V_G^d	0,00	0,00	0,00	0,00
$V_{G,a}^d$	0,00	0,00	0,00	0,00
$V_{G,b}^d$	0,00	0,00	0,00	0,00
$V_{G,c}^d$	0,00	0,00	0,00	0,00
Não linear desbalanceada (Figura 33)				
Tensão [V]	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
V_d	3,210	2,984	1,402	1,296
V_C^d	0,067	0,087	0,074	0,006
$V_{C,a}^d$	0,059	0,028	0,000	0,005
$V_{C,b}^d$	0,032	0,069	0,050	0,003
$V_{C,c}^d$	0,000	0,045	0,055	0,002
V_G^d	3,209	2,983	1,400	1,296
$V_{G,a}^d$	2,160	2,058	0,737	0,601
$V_{G,b}^d$	0,817	1,165	1,067	0,935
$V_{G,c}^d$	2,228	1,818	0,528	0,667

4.3 ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES

Esta seção tem como objetivo aplicar o método da tensão gerada pela carga para determinar os percentuais de responsabilidade das cargas no sistema de referência do IEEE (Figura 7). Inicialmente, realiza-se uma análise do sistema com foco exclusivo na identificação da fonte da distorção harmônica.

4.3.1 IDENTIFICAÇÃO DE CARGAS NO SISTEMA DO IEEE

A Tabela 30 apresenta os resultados obtidos para as três condições de operação do sistema. Observa-se que, nos casos A e B, a tensão gerada pelo consumidor 1 é de 68,05 V e 73,58 V, respectivamente, enquanto para o consumidor 3 é nula. Assim, a responsabilidade pela distorção harmônica é atribuída exclusivamente ao consumidor 1, confirmando a presença de fontes harmônicas nesse consumidor 1 (PAC 1). No caso C, a tensão gerada pelo consumidor 3 permanece nula, indicando a presença apenas de cargas lineares. Por outro lado, os consumidores 1 e 2 apresentam tensões geradas de 120,07 V e 97,62 V, respectivamente, sendo, portanto, identificados como os responsáveis pela distorção harmônica no sistema. Conforme esperado, o método proposto confirma a presença de fontes harmônicas nos consumidores 1 (PAC 1) e 2 (PAC 2).

Destaca-se que os valores de V_G são pequenos em comparação com a tensão total (V), pois a distorção harmônica na tensão é baixa, inferior a 1 %.

Tabela 30 - Resultados da tensão gerada para o sistema do IEEE.

Tensão [V]	Caso A			Caso B			Caso C		
	C.1*	C.2*	C.3*	C.1	C.2	C.3	C.1	C.2	C.3
V	20708,31	-	20706,75	20687,05	-	20669,24	20844,73	20830,03	20843,27
V_C	20708,20	-	20706,75	20686,92	-	20669,24	20844,32	20829,80	20843,27
V_C^a	11955,89	-	11955,05	11943,60	-	11933,39	12034,51	12026,09	12033,87
V_G^b	11955,89	-	11955,05	11943,60	-	11933,39	12034,51	12026,09	12033,87
V_C^c	11955,89	-	11955,05	11943,60	-	11933,39	12034,51	12026,09	12033,87
V_G	68,05	-	0,26	73,58	-	0,70	120,07	97,62	0,60
V_G^a	39,29	-	0,16	42,48	-	0,40	69,32	56,36	0,42
V_G^b	39,28	-	0,14	42,48	-	0,32	69,32	56,36	0,17
V_G^c	39,29	-	0,15	42,48	-	0,48	69,33	56,36	0,40

*C.1, C.2 e C.3 corresponde aos consumidores 1, 2 e 3, respectivamente.

No caso A-BG, conforme indicado na Tabela 31, há presença de distorção harmônica proveniente da fonte de alimentação (supridor). O método proposto identifica que o consumidor 1 é a carga responsável pela distorção harmônica observada no PAC, apresentando um valor de V_G igual a 126,06 V. No entanto, para evidenciar que a própria fonte também contribui para as distorções harmônicas no PAC, é necessário realizar cálculos específicos para neste ponto de medição.

Conforme será demonstrado na próxima seção, por meio da análise de FFT, observa-se que a tensão V_G no PAC é de aproximadamente 30 V, indicando a influência da fonte na qualidade da energia nesse local.

Tabela 31 - Resultados da tensão gerada para o caso A-BG.

Tensão [V]	Caso A-BG		
	C.1*	C.2*	C.3*
V	20708,59	-	20707,02
V_C	20708,23	-	20707,02
V_C^a	11955,90	-	11955,20
V_U^b	11955,90	-	11955,20
V_C^c	11955,90	-	11955,20
V_G	122,06	-	0,26
V_G^a	70,47	-	0,15
V_G^b	70,47	-	0,14
V_G^c	70,47	-	0,15

A seguir, apresenta-se os percentuais de responsabilidade do sistema supridor e dos consumidores, com base na análise da tensão gerada, considerando todas as condições de operação do sistema IEEE.

4.3.2 ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES COM BASE NA TENSÃO GERADA

Os percentuais de responsabilidades são calculados com base na projeção vetorial, conforme demonstrado nos métodos CR-CPT (3.36 a 3.38) e MBCPT-H (3.39). Nos casos em que há apenas uma carga não linear alimentada por uma tensão senoidal, a própria tensão V_G é suficiente para indicar qual carga está causando a distorção harmônica no PAC. Portanto, a tensão gerada para cada ordem harmônica h , no PAC, considerando n consumidores, é definida como:

$$\dot{V}_{G_h}^{PAC} = \dot{V}_{G_h}^{PAC-1} + \dot{V}_{G_h}^{PAC-2} + \dots + \dot{V}_{G_h}^{PAC-n} \quad (4.23)$$

Assim, para os casos A e B, nos quais o consumidor 1 é o único responsável pela distorção harmônica na tensão, a tensão gerada $V_{G_h}^{PAC}$ é calculada como:

$$\dot{V}_{G_h}^{PAC} = \dot{V}_{G_h}^{PAC-1} \quad (4.24)$$

Conforme demonstrado nas Tabelas 32 e 33, toda a responsabilidade é atribuída ao consumidor 1 ($R_h^{Ck} = 100\%$). No entanto, do ponto de vista do consumidor 3, toda a responsabilidade é atribuída ao sistema supridor ($R_h^S = 100\%$), composto pela fonte e pelo consumidor 1. Os percentuais de responsabilidade foram calculados conforme as equações (3.37) e (3.38). Além disso, foi realizada uma comparação com as metodologias presentes na literatura.

Tabela 32 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso A.

PAC 1	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}
MVHT	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
MID	0,8	99,2	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
MCC	0,1	99,9	0,1	99,9	0,0	100,0	0,1	99,9
MICH	0,1	99,9	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
IEC	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
CPT	1,8	98,2	1,2	98,8	0,8	99,2	2,4	97,6
V_G	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
PAC 3	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	97,9	2,1	98,4	1,6	99,7	0,3	98,2	1,8
CPT	98,2	1,8	98,8	1,2	99,2	0,8	97,6	2,4
V_G	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0

Tabela 33 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso B.

PAC 1	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}
MVHT	0,0	100,0	0,0	100,0	0,1	99,9	0,0	100,0
MID	0,7	99,3	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
MCC	0,1	99,9	0,2	99,8	0,2	99,8	0,3	99,7
MICH	0,1	99,9	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
IEC	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
CPT	0,4	99,6	2,1	97,9	32,3	67,7	18,0	82,0
V_G	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0
PAC 3	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	99,8	0,2	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	99,9	0,1	99,9	0,1
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	98,7	1,3	99,0	1,0	73,4	26,6	81,4	18,6
CPT	99,6	0,4	97,9	2,1	67,7	32,3	82,0	18,0
V_G	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0

Para as condições de operação do sistema em que há mais de uma carga não linear conectada no PAC e alimentada por uma tensão senoidal, a tensão gerada para cada ordem harmônica h , no PAC, considerando n consumidores, é definida em (4.23). Contudo, a tensão atribuída ao consumidor n , denominada $V_{G_h}^{PAC-n}$, é determinada da seguinte forma:

$$\dot{V}_{G_h}^{PAC-n} = \left(\frac{\dot{V}_{G_h}^{PAC}}{\dot{I}_{G_h}^{PAC-1} + \dot{I}_{G_h}^{PAC-2} + \dots + \dot{I}_{G_h}^{PAC-n}} \right) \dot{I}_{G_h}^{PAC-n} \quad (4.25)$$

em que $\dot{I}_{G_h}^{PAC-n}$ é a corrente gerada pela carga para o consumidor n e $\dot{V}_{G_h}^{PAC}$ é a tensão gerada em média tensão, onde estão conectadas todas as cargas.

Aplicando ao caso C do sistema do IEEE, a Tabela 34 apresenta os percentuais de responsabilidade atribuídos a cada consumidor. Observa-se que os consumidores 1 e 2 compartilham a responsabilidade pela distorção harmônica no PAC, enquanto, a responsabilidade do consumidor 3 é nula. Nesse caso, a responsabilidade é exclusivamente do sistema supridor, ou seja, o conjunto da fonte com os consumidores 1 e 2.

A principal diferença percentual entre o método proposto e as demais metodologias ocorre na 13ª ordem harmônica. Ainda assim, os resultados obtidos estão em conformidade com as metodologias propostas na literatura. Destaca-se que a metodologia baseada na tensão gerada é capaz de manter a consistência nos percentuais de responsabilidade atribuídos ao sistema supridor, do ponto de vista dos consumidores 1 e 2. Por exemplo, se o consumidor 1 é responsável por 75,3% da 7ª ordem harmônica, sob a perspectiva do consumidor 2, essa mesma porcentagem é atribuída ao sistema supridor, assegurando coerência na análise entre diferentes pontos de medição.

Tabela 34 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso C.

PAC 1	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}
MVHT	30,4	69,6	27,9	72,1	6,2	93,8	50,1	49,9
MID	30,5	69,5	28,0	72,0	6,5	93,6	49,8	50,2
MCC	30,0	70,0	27,5	72,5	5,5	94,5	53,6	46,4
MICH	30,5	69,5	27,9	72,1	6,1	93,9	50,0	50,0
IEC	29,5	70,5	25,8	74,2	6,7	93,3	36,6	63,4
CPT	30,3	69,7	27,3	72,7	6,9	93,1	40,8	59,2
V_G	28,0	72,0	24,7	75,3	0,0	100,0	35,6	64,4
PAC 2	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}
MVHT	65,0	35,0	69,0	31,0	90,3	9,7	49,5	50,5
MID	65,1	34,9	69,0	31,0	90,2	9,8	49,8	50,2
MCC	66,7	33,3	70,2	29,8	91,2	8,8	47,3	52,7
MICH	65,1	34,9	69,1	30,9	90,6	9,4	49,7	50,3
IEC	68,6	31,4	71,1	28,9	92,1	7,9	49,0	51,0
CPT	71,7	28,3	74,1	25,9	95,0	5,0	59,3	40,7
V_G	72,0	28,0	75,3	24,7	100,0	0,0	64,4	35,6
PAC 3	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}	R_h^S	R_h^{Ck}
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	97,6	2,4	97,8	2,2	99,9	0,1	98,7	1,3
CPT	98,0	2,0	98,6	1,4	98,1	1,9	99,9	0,1
V_G	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0

Quando a tensão de alimentação apresenta distorções, torna-se necessário calcular a queda de tensão ao longo da impedância da linha. Essa queda de tensão corresponde à diferença entre a tensão medida antes da impedância, em alta tensão, e a tensão medida após a impedância, em média tensão, sendo definida como:

$$\Delta \dot{V} = \dot{V}_h^{AT} - \dot{V}_h^{MT} \quad (4.26)$$

em que $\dot{V}_h^{AT}$ e $\dot{V}_h^{MT}$ representam as tensões, para cada ordem harmônica h, medidas nos níveis de alta tensão e média tensão, respectivamente.

Portanto, a tensão do sistema supridor ($\dot{V}_{S_h}^{PAC-n}$) é obtida pela diferença entre a queda de tensão ($\Delta \dot{V}$) e a tensão gerada para cada consumidor n ($\dot{V}_{G_h}^{PAC-n}$):

$$\dot{V}_{S_h}^{PAC-n} = \Delta \dot{V} - \dot{V}_{G_h}^{PAC-n} \quad (4.27)$$

Por exemplo, para o caso A-BG, do ponto de vista do consumidor 3, a tensão atribuída ao sistema supridor é:

$$\dot{V}_{S_h}^{PAC-3} = \Delta \dot{V} - \dot{V}_{G_h}^{PAC-3} \quad (4.28)$$

porém, como o consumidor 3 não contribui para a distorção harmônica no PAC, tem-se que $\dot{V}_{G_h}^{PAC-3}$ é igual a zero. Assim, a tensão atribuída ao sistema supridor corresponde à própria queda de tensão na impedância de linha, definida como:

$$\dot{V}_{S_h}^{PAC-3} = \Delta \dot{V} \quad (4.29)$$

A Tabela 35 apresenta os resultados da atribuição de responsabilidades para o caso A-BG do sistema do IEEE. Observa-se que o consumidor 1 compartilha a responsabilidade pela distorção harmônica com o sistema supridor (fonte). Sob a perspectiva do consumidor 3, entretanto, toda a responsabilidade é atribuída ao sistema supridor, o qual compreende tanto a fonte quanto o consumidor 1. Destaca-se que o método proposto apresenta resultados compatíveis com aqueles encontrados na literatura. No entanto, para 11ª ordem harmônica, observa-se uma divergência, em que o método proposto atribui ao sistema supridor a maior parcela de responsabilidade, com um percentual de 72,4%. A análise da FFT para este caso (Anexo A) revela que, na medição realizada no PAC, essa é a única ordem harmônica gerada pela carga, ou seja, que apresenta uma defasagem angular superior a 90° ou inferior a 270°. Esse comportamento justifica a atribuição de uma maior parcela de responsabilidade ao sistema supridor para essa ordem específica. Ressalta-se que, no Anexo A, é apresentada a análise da FFT, contendo as amplitudes e os ângulos das ordens harmônicas para todas as condições de operação do sistema IEEE.

Tabela 35 - Resultados de atribuição de responsabilidade pela tensão gerada para o caso A-BG.

PAC 1	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	49,1	50,9	51,7	48,3	35,1	64,9	86,0	14,0
MID	49,0	51,0	51,8	48,2	35,1	64,9	86,1	13,9
MCC	50,0	50,0	51,8	48,2	35,0	65,0	86,3	13,7
MICH	49,1	50,9	51,6	48,4	35,5	64,5	86,0	14,0
IEC	48,5	51,5	50,2	49,8	52,4	47,6	80,0	20,0
CPT	3,3	96,7	1,8	98,2	1,5	98,5	2,5	97,5
V_G	46,6	53,4	50,1	49,9	72,4	27,6	86,1	13,9
PAC 3	5ª ordem		7ª ordem		11ª ordem		13ª ordem	
	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$	R_h^S	$R_h^{C_k}$
MVHT	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MID	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MCC	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
MICH	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0
IEC	97,9	2,1	98,4	1,6	99,3	0,7	97,7	2,3
CPT	96,7	3,3	98,2	1,8	98,5	1,5	97,5	2,5
V_G	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0

4.4 CONSIDERAÇÕES DA METODOLOGIA PROPOSTA

Os resultados demonstram que o método proposto, fundamentado na análise da tensão gerada, supera limitações dos métodos baseados na CPT, como o CR-CPT, MBCPT-H e CE-CPT. O método apresenta maior coerência na atribuição de responsabilidades, especialmente em cenários que envolvem amplificação harmônica (ressonância) e distorções impostas pela tensão de alimentação, em que sua implementação é menos complexa que a do método MBCPT-H, pois não impõe restrições quanto à consideração de pequenas amplitudes de tensões harmônicas nos cálculos. Além disso, exige apenas medições de tensão e corrente em todas os consumidores (cargas) conectadas ao PAC, complementadas por cálculos por ordens harmônicas, dispensando o conhecimento das impedâncias do sistema ou a inserção de elementos físicos adicionais, como capacitores, filtros passivos ou ativos, entre outros.

No entanto, o método requer medições em múltiplos pontos da rede, o que acarreta um custo de implementação mais elevado e demanda aquisição sincronizada da tensão e corrente para cada ordem harmônica em todos os pontos de medição. Além disso, quando a defasagem angular é exatamente 90° ou 270° , o valor de $\cos \phi_k$ é nulo, resultando em potência ativa igual a zero para a ordem harmônica, o que pode dificultar a correta atribuição de responsabilidades.

A Tabela 36 apresenta a versão expandida da comparação entre metodologias de atribuição de responsabilidades na geração de distorções harmônicas (originalmente apresentada na Tabela 9), incluindo os métodos fundamentados na CPT e o método da tensão gerada, denominado MVG. Além disso, foi adicionada uma nova coluna sobre o desempenho em cenários com tensões distorcidas.

O Anexo B apresenta a implementação prática das metodologias propostas neste trabalho, tanto para a análise de desequilíbrio quanto para a de harmônicos, além de uma avaliação do impacto do número de amostras nos cálculos dos métodos MBCPT-D e MVG.

No próximo capítulo, são discutidas aplicações práticas das metodologias de atribuição de responsabilidades propostas.

Tabela 36 - Resumo Comparativo das metodologias de distorções harmônicas atualizado.

Metodologias	Invasivo	Não Invasivo	Conhecimentos das impedâncias	Alta Complexidade	Tensões Distorcidas
MVHT		✓	✓		✓
MID	✓				✓
MCC	✓				✓
MICH	✓				✓
IEC	✓				✓
CR-CPT		✓			
MBCPT-H		✓		✓	
CE-CPT		✓			
MVG		✓			✓

CAPÍTULO 5

APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS DE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES PARA MITIGAÇÃO DE DISTÚRBIOS DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA NO PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM

5.1 INTRODUÇÃO

Após identificar a carga que mais contribui para as distorções harmônicas ou para o desequilíbrio no PAC, torna-se necessária a adoção de medidas de mitigação. Tradicionalmente, utiliza-se filtros passivos, projetados para absorver correntes harmônicas (Argüello et al., 2023), em que sua principal vantagem é o baixo custo. No entanto, estão sujeitos a problemas de ressonância com a impedância do sistema, tanto em paralelo quanto em série, o que pode comprometer seu desempenho (Argüello et al., 2023; Bacon; Da Silva, 2015).

Como alternativa, emprega-se o Filtro Ativo de Potência (FAP), geralmente conectado em derivação (shunt), capaz de compensar simultaneamente as correntes harmônicas e desbalanceadas. Na literatura, o FAP é abordado sob diferentes perspectivas, incluindo topologias (Peng, 2001; Zhang et al., 2013), projeto de elementos passivos (Khadem et al., 2014; Thomas et al., 1998), esquemas de controle de tensão e corrente (Chen et al., 2022; Han et al., 2017), e estratégias de compensação (Ahmadi; Wang, 2014; Hashempour et al., 2016), sendo esta última o foco deste capítulo.

Entre as estratégias no domínio do tempo, destacam-se a teoria pq (Akagi et al., 1984) e sua modificação (Herrera et al., 2008), além do método i_d-i_q (Verdelho; Marques, 1997) e outras abordagens (Mattavelli; Marafão, 2004; Zuniga; Pomilio, 2000). Contudo, tanto a teoria pq quanto o método i_d-i_q podem apresentar limitações em condições de tensão distorcida e/ou desequilibrada (não senoidal) (Czarnecki, 2004, 2006; Ginn, 2013; Paredes et al., 2009). Nesses cenários, sob a perspectiva da instrumentação e do monitoramento da QEE, tais métodos não permitem separar nem identificar a origem da deterioração quando múltiplos distúrbios ocorrem

simultaneamente (Marafão et al., 2009), embora existam adaptações propostas na literatura (Hyosung Kim et al., 2002).

A CPT tem sido amplamente empregada em estudos de compensação de distúrbios (Bonaldo et al., 2016, 2017; Brandão et al., 2016). Entretanto, não foram identificadas na literatura abordagens que integrem a CPT a metodologias de atribuição de responsabilidades, constituindo, assim, um diferencial explorado neste trabalho.

Neste contexto, o presente capítulo, fundamentado nas metodologias de atribuição discutidas nos capítulos anteriores, propõe estratégias para reduzir o fator de desequilíbrio e a distorção harmônica total de tensão no PAC. As abordagens utilizam o inversor já instalado na microrrede do CIGRE (Figura 5), para desempenhar funções adicionais, incluindo a compensação da corrente i^u da CPT. Como o desequilíbrio de tensão está dentro dos limites normativos, a compensação concentra-se no desequilíbrio de corrente. A estratégia será aplicada no prosumidor 1, que, além de gerar energia, atuará de forma ativa na mitigação do desequilíbrio do sistema.

Por outro lado, a compensação das distorções harmônicas será realizada por meio da conexão de uma Interface de Eletrônica de Potência (IEP), implementada com filtro ativo de potência. Com o objetivo de controlar o fluxo de potência harmônica, será compensada a corrente i^v da CPT. Essa estratégia será empregada no sistema elétrico industrial ilustrado na Figura 8, onde a distorção harmônica de tensão excede os limites normativos. A conexão da IEP será orientada pelos resultados da atribuição de responsabilidades, sendo inicialmente aplicada na indústria 2, identificada como principal responsável pela distorção no PAC, e em seguida, estendida às demais indústrias do sistema.

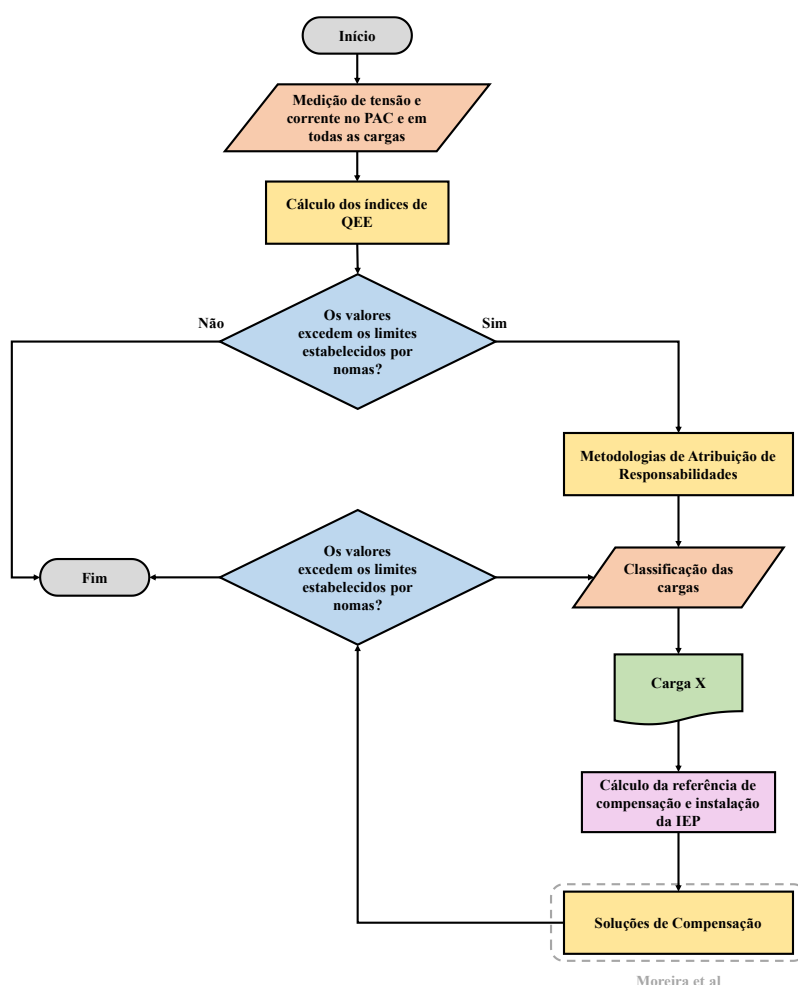
A seguir, é apresentada a estratégia de compensação proposta para mitigar o desequilíbrio e as distorções harmônicas.

5.2 ESTRATÉGIA PARA A COMPENSAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO E DISTORÇÃO HARMÔNICA

A Figura 34 apresenta o fluxograma da estratégia de compensação proposta. A partir dos valores de FD_V e DHT_V medidos no PAC, aplicam-se as metodologias de atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrio e distorções harmônicas, com o objetivo de classificar as cargas que mais contribuem para a deterioração da QEE.

Após a identificação da carga de maior impacto, denominada carga X, aplica-se a CPT para calcular as correntes de referência (i^u e/ou i^v) e, quando necessário, instala-se a IEP nessa carga. Concluída a compensação, os indicadores de QEE são reavaliados. Caso permaneçam acima dos limites permitidos pelas normas, o procedimento retorna à etapa de classificação, identificando a próxima carga a ser compensada. Este ciclo, cálculo da referência, instalação da IEP e verificação dos indicadores, repete-se iterativamente até que todos os parâmetros estejam dentro dos limites normativos. Neste trabalho, a IEP é representada por um filtro ativo de potência; contudo, a escolha da solução de compensação pode variar de acordo com o tipo de problema analisado. Nesse sentido, Moreira et al. (2018b) apresenta diferentes alternativas para mitigação de problemas relacionados à QEE, as quais podem ser incorporadas à estratégia aqui proposta.

Figura 34 - Estratégia de Compensação.



Moreira et al

Fonte: Elaboração própria.

A seguir, apresentam-se os resultados da compensação do desequilíbrio na microrrede da CIGRE.

5.3 COMPENSAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO

Para gerar o sinal de referência do inversor, visando à compensação do desequilíbrio, utiliza-se a corrente de desbalanço (i^u) obtida pela metodologia CPT, definida como:

$$i_u^x = i_l^x - i_a^x - i_r^x - i_v^x \quad (5.1)$$

em que i_l^x representa a corrente na indústria x que mais contribui para o desequilíbrio. Assim, o sistema de compensação é projetado para “injetar” específicas correntes de compensação (i_{INV}), opostas às parcelas indesejadas de correntes da carga, neste caso, a corrente i^u . No entanto, a corrente de referência i_{INV} inclui a energia gerada pelo painel fotovoltaico (i_{PV}):

$$i_{INV}^x = -(i_u^x + i_{PV}) \quad (5.2)$$

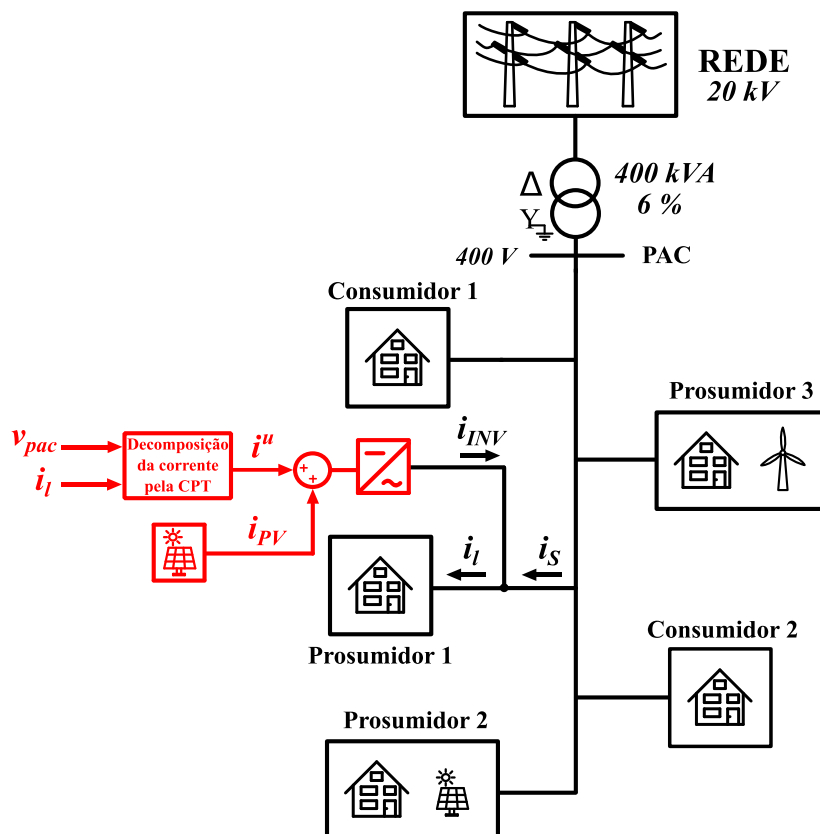
A corrente que circula pela rede após a compensação é determinada como:

$$i_s^x = i_l^x + i_{INV}^x = i_l^x - (i_u^x + i_{PV}) \quad (5.3)$$

A Figura 35 apresenta a simplificação da microrrede da CIGRE com a abordagem de compensação proposta.

A microrrede apresenta um FD_V inferior à 1 %, valor menor que o limite estabelecido pela norma (2%), o que dispensa a aplicação das metodologias de atribuição de responsabilidades e das estratégias de compensação. Para fins de exemplificação, aplica-se a estratégia (5.2) ao prosumidor 1, que possui uma carga linear desbalanceada conectada ao PAC. Utiliza-se o inversor já instalado, responsável pela interface entre o painel fotovoltaico e a rede elétrica. Dessa forma, será analisado o fator de desequilíbrio de corrente (FD_I), cujo limite pode ser de 30 % conforme discutido em Moreira et al. (2018b), sendo que, em alguns pontos de medição, como no consumidor 2, esse limite é ultrapassado.

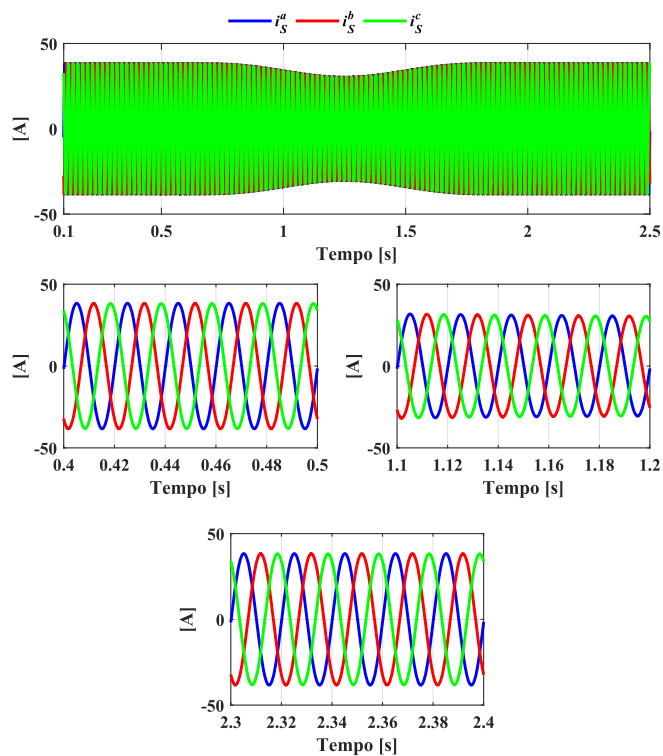
Figura 35 - Simplificação da microrrede da CIGRE.



Fonte: Elaboração própria.

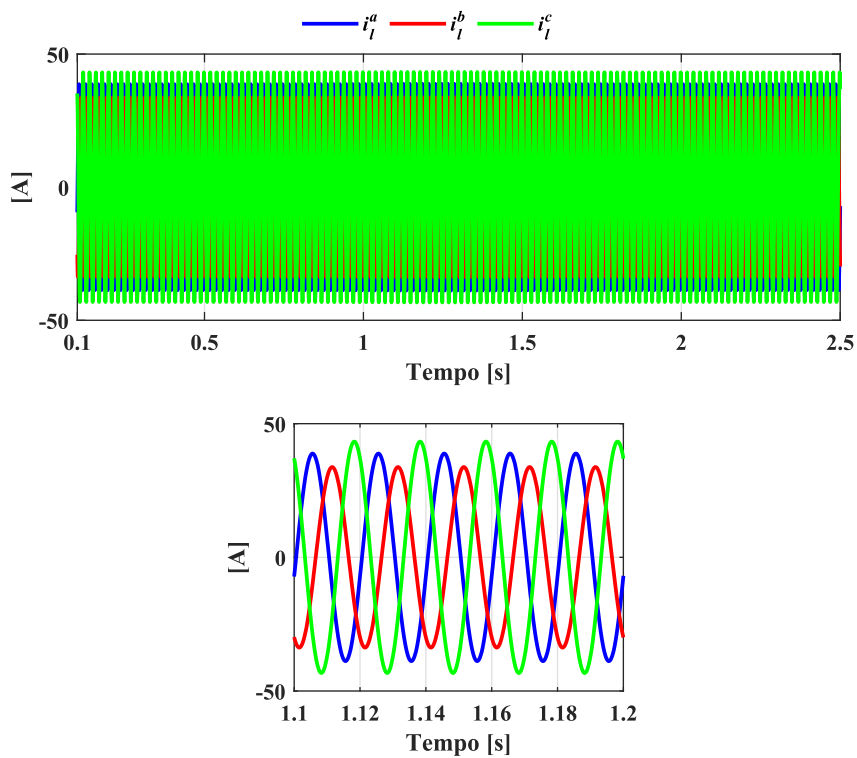
As Figuras 36, 37 e 38 apresentam, respectivamente, as formas de onda da corrente que circula pela rede, da corrente na carga e da corrente na saída do inversor. Observa-se que a corrente da rede permanece desbalanceada, uma vez que ainda há contribuição dos consumidores 1 e 2, cujas parcelas não foram compensadas. Em contrapartida, a corrente do inversor segue o perfil de geração do painel fotovoltaico, atingindo seu pico aproximadamente ao meio-dia (12:00).

Figura 36 - Corrente que circula pela rede após a compensação.



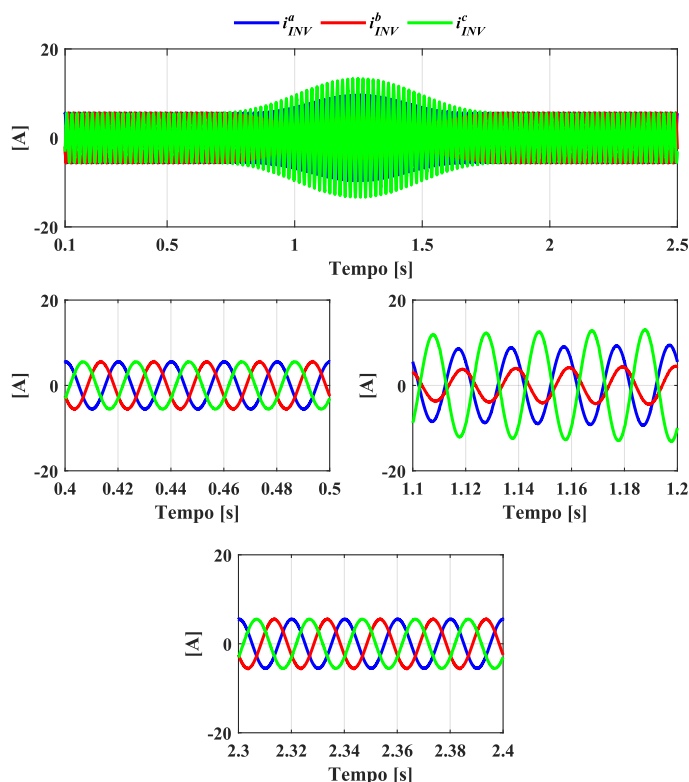
Fonte: Elaboração própria.

Figura 37 - Corrente medida no prosumidor 1.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 38 - Corrente na saída do inversor.

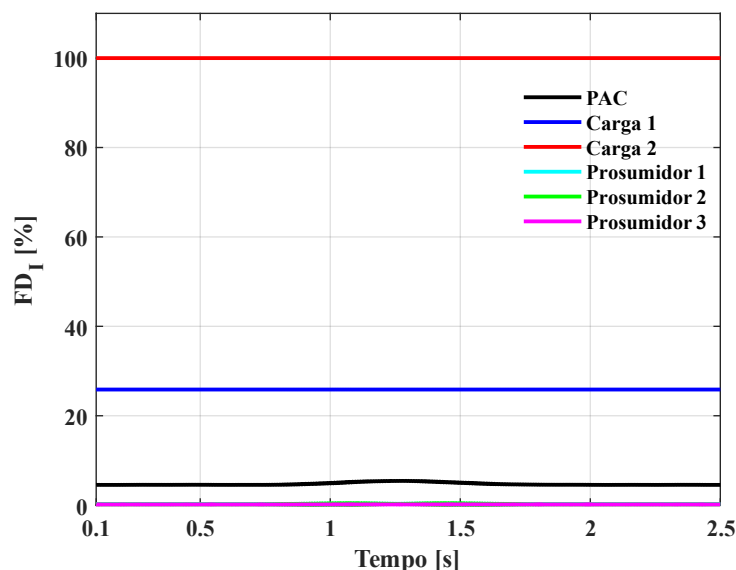


Fonte: Elaboração própria.

Após a compensação, os resultados do FD_I em cada ponto de medição são apresentados na Figura 39 e na Tabela 37. Observa-se que, no horário de pico, a compensação realizada no prosumidor 1 resultou em uma redução de aproximadamente 14% em relação ao valor inicial do FD_I . Consequentemente, o impacto no PAC foi de cerca de 3%. Os demais consumidores e prosumidores apresentaram apenas pequenas variações, mantendo-se praticamente constantes.

Como o fator de desequilíbrio manteve-se dentro dos limites estabelecidos pelas normas que definem um valor máximo para esta condição, não se faz necessária a aplicação da estratégia de compensação proposta neste trabalho. Assim, a análise concentrou-se na mitigação das distorções harmônicas presentes no sistema industrial. Na sequência, são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da estratégia proposta para compensação harmônica.

Figura 39 - Fator de desequilíbrio de corrente após a compensação do prosumidor 1.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 37 - Fator de desequilíbrio de corrente antes e após a compensação.

Medições	FD_I [%]	
	Antes da Compensação	Após a Compensação
PAC	8,71	5,43
Consumidor 1	25,76	25,86
Prosumidor 1	14,18	0,38
Prosumidor 2	0,25	0,46
Prosumidor 3	0,24	0,21
Consumidor 2	100,00	100,00

5.4 COMPENSAÇÃO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Para gerar o sinal de referência da IEP destinado à compensação das correntes harmônicas das cargas, considera-se o caso de um sistema equilibrado. Nessa condição, utiliza-se como base a corrente residual (i^v) obtida a partir da CPT, definida como:

$$i_v^x = i_l^x - i_a^x - i_r^x \quad (5.4)$$

em que, i_l^x é a corrente na indústria x, identificada como a que mais contribui para a distorção harmônica de tensão no PAC. Assim, o sistema de compensação é projetado para “injetar” correntes específicas de compensação (i_{IEP}), iguais em

magnitude e defasadas de 180° em relação às parcelas indesejadas das correntes da carga, neste caso, representadas pela corrente i_v :

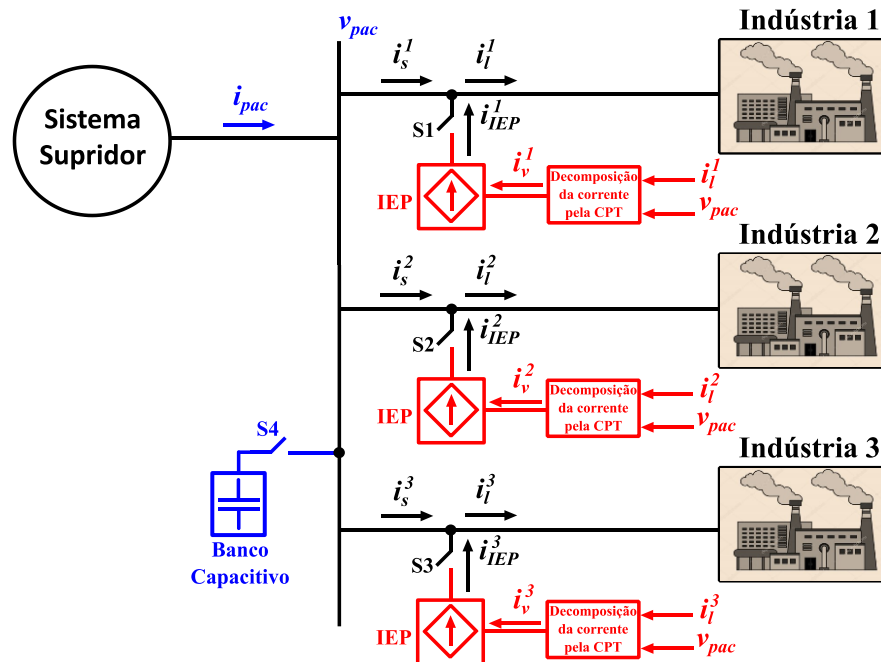
$$i_{IEP}^x = -(i_v^x) \quad (5.5)$$

Desse modo, minimizam-se as correntes harmônicas provenientes da indústria que exerce maior impacto no sistema elétrico. A expressão para a corrente que circula pela rede após a compensação é:

$$i_s^x = i_l^x + i_{IEP}^x = i_l^x - i_v^x \quad (5.6)$$

A ordem de conexão dos IEP's é definida com base nos resultados do método de atribuição de responsabilidades. O objetivo dessa etapa é analisar a variação do DHT_v em função da compensação das indústrias que mais contribuem para a distorção harmônica no PAC. Por fim, insere-se um capacitor destinado para compensar a potência reativa presente no sistema. A Figura 40 apresenta o diagrama simplificado com a conexão dos IEPs e o capacitor.

Figura 40 - Diagrama simplificado do sistema industrial com os IEPs.



Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 38 descreve os diferentes cenários simulados para a compensação das distorções harmônicas. O caso 1 representa a condição sem compensação. No caso 2, aplica-se compensação apenas à indústria 2. O caso 3 estende a compensação para as indústrias 1 e 2, enquanto o caso 4 inclui todas as indústrias do

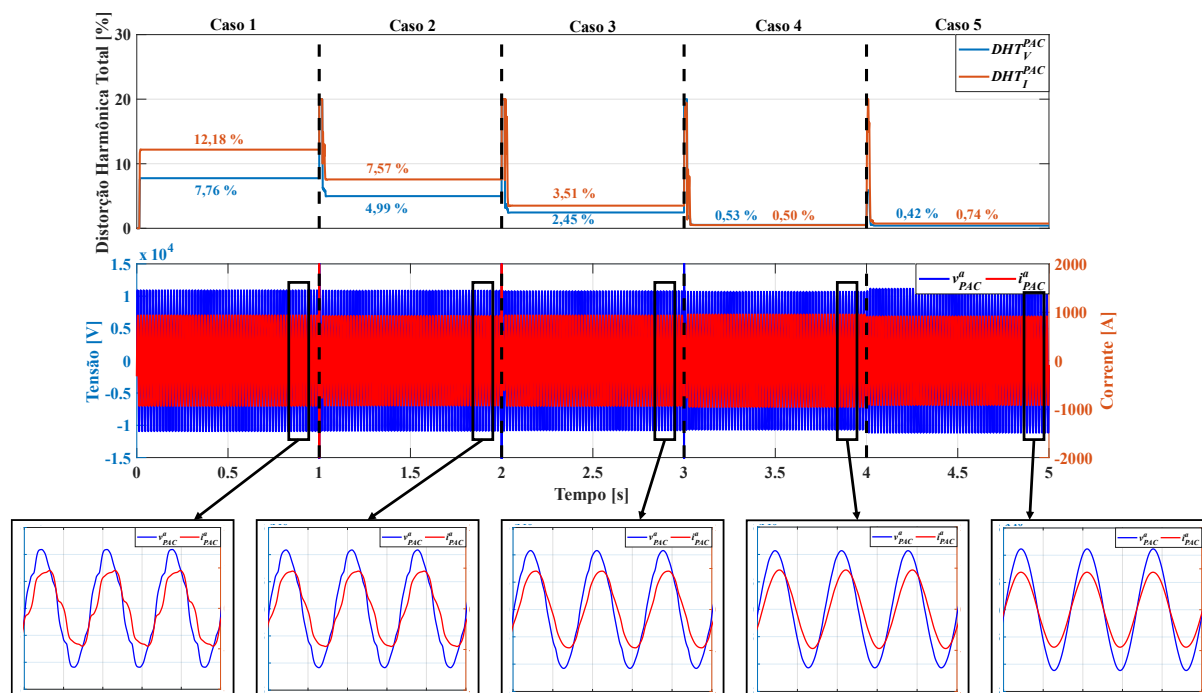
sistema. Por último, o caso 5 corresponde ao cenário do caso 4, acrescido do capacitor para compensação da corrente reativa.

A Figura 41 apresenta os resultados obtidos com a aplicação da estratégia de compensação proposta. Destaca-se que o limite de 5% para o DHT_V , estabelecido pela norma IEEE 519-2014, foi utilizado apenas como parâmetro de referência. Entretanto, por se tratar de um ambiente de simulação, não foram seguidos os procedimentos de medição prescritos pela norma.

Tabela 38 - Casos da compensação das distorções harmônicas.

Casos	Chaves dos IEPs			
	S1	S2	S3	S4
1				
2		✓		
3	✓	✓		
4	✓	✓	✓	
5	✓	✓	✓	✓

Figura 41 - Resultados da estratégia de compensação proposta para as distorções harmônicas.



Fonte: Elaboração própria.

No intervalo inicial, em $0 < t \leq 1s$, são apresentadas a tensão e a corrente no PAC sem compensação (caso 1). Observa-se que a DHT_V no PAC é significativa (7,76%), devido às contribuições das indústrias, ou seja, cargas não lineares. O caso 1 serve como referência, mostrando o sistema sem a compensação de distorções harmônicas. Consequentemente, a tensão e a corrente no PAC encontram-se defasadas e distorcidas, o que pode comprometer a qualidade da energia e a operação dos equipamentos conectados no PAC. Os resultados obtidos com a compensação das indústrias (casos 2 a 5) são apresentados a seguir:

Caso 2: Compensação da indústria 2 no intervalo $1 < t \leq 2s$, identificada como a maior responsável pela distorção harmônica no PAC. Observa-se que o DHT_V encontra-se abaixo do limite de 5 % estabelecido pela norma. Portanto, ao compensar a indústria com maior contribuição para as distorções harmônicas de tensão no PAC, é possível atender ao índice de QEE previsto pelas normas vigentes. No entanto, a tensão e a corrente permanecem distorcidas, uma vez que as indústrias 1 e 3 ainda não foram compensadas. Os casos 3 e 4 apresentam os resultados obtidos com a compensação dessas indústrias.

Casos 3 e 4: Compensação das indústrias 1 e 3 em conjunto com a indústria 2, nos intervalos $2 < t \leq 3s$ e $3 < t \leq 4s$, respectivamente. Observa-se que o DHT_V foi reduzido para 2,45% no caso 3 e para 0,53% no caso 4. Quando todas as indústrias são compensadas (caso 4), as tensões e correntes no PAC apresentam forma de onda praticamente senoidal; contudo, ainda há defasagem entre elas, pois a compensação realizada abordou apenas as distorções harmônicas, sem tratar os componentes reativos do sistema. Para corrigir essa defasagem, é adicionado um capacitor destinado à compensação da potência reativa.

Caso 5: Com a inserção do banco capacitivo, no intervalo $4 < t \leq 5s$, os componentes reativos do sistema são compensados. Dessa forma, a tensão e a corrente no PAC tornam-se praticamente senoidais e em fase, evidenciando que a estratégia aplicada promoveu simultaneamente a mitigação das distorções harmônicas e a compensação da potência reativa, resultando na correção do fator de potência para os valores próximos de 1.

Em Moreira et al. (2018b), os autores propõem diferentes soluções para mitigar distúrbios de corrente e tensão. Entre as abordagens voltadas à compensação de componentes harmônicas, destacam-se: (i) o filtro ativo de potência paralelo (solução 9), recomendado para situações de violação do fator de potência associada a elevada

distorção harmônica de corrente, e (ii) a combinação de filtro ativo de potência paralelo com SVC (do inglês, *Static VAR Compensator*) (solução 12). A configuração da IEP proposta neste trabalho se enquadra no conjunto dessas soluções (Moreira et al., 2018b), atuando de forma integrada na mitigação harmônica e, potencialmente, na compensação reativa. Portanto, a estratégia proposta, fundamentada na atribuição de responsabilidades, mostrou-se eficaz para compensar as componentes harmônicas, atendendo aos limites estabelecidos pela norma do IEEE 519-2014.

5.5 CONSIDERAÇÕES

Este capítulo apresentou uma estratégia de compensação fundamentada em metodologias de atribuição de responsabilidades. O procedimento inicia-se pela identificação do consumidor e/ou prosumidor que mais impacta negativamente os indicadores de QEE. Em seguida, aplica-se a compensação direcionada ao distúrbio identificado (desequilíbrio ou distorção harmônica). Esse processo é repetido de forma iterativa até que todos os índices de QEE estejam dentro dos limites estabelecidos pelas normas, assegurando conformidade regulatória e melhoria global do desempenho do sistema elétrico.

A estratégia foi concebida para redes elétricas modernas, que já dispõem de múltiplos pontos de medição distribuídos. Além disso, aproveita as IEP existentes, como inversores associados a sistemas fotovoltaicos e controladores de geração distribuída, para executar as compensações necessárias. Essa característica confere escalabilidade ao método e viabiliza sua aplicação em cenários reais, inclusive em abordagens que demandem medições em todos os consumidores.

Todavia, coloca-se a seguinte questão central: a quem cabe a responsabilidade pela instalação da IEP destinada à compensação — a concessionária ou o consumidor? A resposta envolve aspectos técnicos, econômicos e regulatórios, cuja definição dependerá das políticas de QEE e do marco regulatório vigente.

Nas redes elétricas tradicionais, cabe à concessionária fornecer aos consumidores uma tensão de alta qualidade, senoidal e equilibrada entre fases. Por outro lado, são os consumidores que, em geral, introduzem distorções harmônicas e desequilíbrios na tensão no PAC. Considerando que a geração de energia elétrica pelas fontes (usinas hidrelétricas, termoeletricas, nucleares etc.) produz, em condições ideais, uma tensão senoidal, a concessionária poderia exigir medidas de mitigação por parte dos consumidores que mais contribuem para os distúrbios no PAC. Nessa premissa, e em

conformidade com o marco regulatório, a concessionária teria ainda a prerrogativa de adotar limites de distorção mais restritivos do que os recomendados pelas normas vigentes.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES GERAIS

Os métodos propostos nesta tese de doutorado contribuíram para o avanço das técnicas de atribuição de responsabilidades na geração de desequilíbrios e distorções harmônicas no PAC. As abordagens desenvolvidas demonstraram capacidade de identificar as cargas mais prejudiciais, inclusive em cenários com a presença de geração distribuída, representando um avanço em relação aos métodos convencionais. Ainda assim, foram observadas limitações em cenários específicos, que demandam maior aprofundamento.

No Capítulo 3, foram propostas quatro metodologias baseadas na CPT: método MBCPT-D, para o desequilíbrio, e os métodos CR-CPT, MBCPT-H e CE-CPT, para distorção harmônica. Os resultados de simulação confirmaram a eficácia das metodologias na determinação dos percentuais de responsabilidade, destacando como principais vantagens: (i) a dispensa do conhecimento/cálculo de impedâncias harmônicas, (ii) o caráter não invasivo, e (iii) a implementação apenas com medições de tensões e correntes. Contudo, verificou-se que, em cenários com tensões distorcidas impostas pela fonte ou amplificação de harmônicas por capacitores, os métodos apresentaram limitações. Tais limitações decorrem do fato de a CPT ter sido originalmente desenvolvida para associar parcelas de corrente/potência a fenômenos de potência distintos e à análise intrínseca das características das cargas.

Com o objetivo de superar as limitações identificadas nos métodos com base na CPT para análise da geração de distorções harmônicas, no Capítulo 4 foi proposto uma nova abordagem fundamentada na análise do fluxo de potência harmônico (MVG). Essa metodologia decompõe tensões e correntes em harmônicas consumidas e harmônicas geradas, permitindo identificar com precisão a principal carga responsável, mesmo sob condições de tensões distorcidas e amplificação harmônica.

Por último, o Capítulo 5 apresentou a aplicação das metodologias ao aprimoramento da QEE. Após identificar a carga com maior contribuição para a distorção harmônica, foi implementada uma estratégia de mitigação direcionada, baseada na compensação da corrente residual, ou seja, da distorção harmônica. Os resultados demonstraram eficácia, reduzindo o DHT_V para valores inferiores a 5%, em conformidade com a norma IEEE 519. Ainda que esse valor tenha sido utilizado

apenas como referência, os resultados evidenciam que as metodologias propostas permitem não apenas identificar as cargas mais prejudiciais, mas também subsidiar ações práticas de mitigação.

De modo geral, os métodos fundamentados na CPT, tanto no domínio do tempo quanto no domínio tempo-frequência, mostraram-se eficaz na detecção de não linearidades entre a tensão e corrente e na identificação de cargas que introduzem harmônicas no sistema. Contudo, sua aplicação direta na atribuição de responsabilidades apresenta limitações: não distingue adequadamente a origem das harmônicas de tensão e, no caso do MBCPT-H (domínio da frequência), exige elevado esforço computacional e sincronização precisa, especialmente em cenários de forte acoplamento harmônico entre cargas e fonte. Nesse ponto, a abordagem baseada no fluxo de potência harmônico demonstrou-se ser mais robusta, ao permitir determinar a direção e magnitude do fluxo de potência harmônico e, assim, distinguir responsabilidades de forma justa e precisa no PAC.

Portanto, em sistemas elétricos quando os índices de desequilíbrio (FD_V) e distorção harmônica (DHT_V) estão abaixo dos limites normativos, é suficiente identificar apenas a origem dos distúrbios de corrente, tarefa para a qual a CPT, no domínio do tempo se mostra plenamente eficaz. Por outro lado, quando FD_V e DHT_V ultrapassam os limites normativos, torna-se imprescindível quantificar a contribuição de cada consumidor no PAC, aplicando metodologias de atribuição de responsabilidades. Para o desequilíbrio, o método baseado na CPT (MBCPT-D) se mostrou consistente; já para distorções harmônicas, o método MVG apresentou os resultados mais adequados e consistente.

Assim, as metodologias desenvolvidas neste trabalho preenchem uma lacuna importante do estado da arte e oferecem caminhos práticos para monitoramento, diagnóstico e mitigação de distúrbios em redes elétricas tradicionais e modernas.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

A continuidade desta pesquisa pode avançar em diferentes direções, entre as quais se destacam:

- Aprimoramento dos algoritmos implementados e expansão das discussões de atribuição de responsabilidades para sistemas com tensões distorcidas e desequilibradas impostas pela fonte.

- Implementação experimental das metodologias propostas, em ambiente de laboratório ou em plataformas de testes em redes reais, de modo a validar a aplicabilidade prática e o desempenho das soluções.
- Expansão das discussões para redes elétricas modernas, como microrredes e sistemas com alta penetração de recursos energéticos distribuídos e conversores eletrônicos, com ênfase especial em cenários caracterizados por elevados níveis de desequilíbrio e distorções harmônicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMADI, D.; WANG, J. Online Selective Harmonic Compensation and Power Generation With Distributed Energy Resources. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [s. l.], v. 29, n. 7, p. 3738–3747, 2014.
- AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; NABAE, A. Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. IA-20, n. 3, p. 625–630, 1984.
- AKAGI, H.; NABAE, A. The $p-q$ theory in three-phase systems under non-sinusoidal conditions. **European Transactions on Electrical Power**, v. 3, n. 1, p. 27–31, 1993.
- ALBU, M. M.; SANDULEAC, M.; STANESCU, C. Syncretic Use of Smart Meters for Power Quality Monitoring in Emerging Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 1, p. 485–492, 2017.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 5: Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura, 2021.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2020.
- ARÃO, L. F. L.; FILHO, A. L. F.; MENDONÇA, M. V. B. Comparative Evaluation of Methods for Attributing Responsibilities Due To Voltage Unbalance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 2, p. 743–752, 2016.
- ARCADEPANI, M. B. **Análise do impacto das distorções harmônicas de tensão nas componentes de corrente definidas pela CPT e CPC**. 2021. Dissertação - Universidade Estadual Paulista, Bauru 2021.
- ARCADEPANI, M. B.; MOREIRA, A. C.; MARAFÃO, F. P.; PAREDES, H. K. M. Análise Comparativa Entre as Teorias CPC e CPT para Circuitos Monofásicos. *Em: XXIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA*, Fortaleza, 2022a.
- ARCADEPANI, M. B.; MOREIRA, A. C.; MORALES-PAREDES, H. K. Non-Invasive Approach to Harmonic Responsibility Assignment Based on Conservative Power Theory. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 39, n. 5, p. 3009–3012, 2024.
- ARCADEPANI, M. B.; MOREIRA, A. C.; SANTOS, R.; PAREDES, H. K. M. Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica em Redes de Distribuição Usando a CPT e a IEEE Std 1459. *Em: XI SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE)*, 2025.
- ARCADEPANI, M. B.; RODRIGUES, D. T.; MOREIRA, A. C.; BONALDO, J. P.; JÚNIOR, H. G.; PAREDES, H. K. M. Conservative Power Theory for Harmonic Voltage Responsibility Assignment. **IEEE Latin America Transactions**, v. 20, n. 3, p. 443–450, 2022b.

ARCADEPANI, M. B.; TAKAHASHI DOS SANTOS, L.; MOREIRA, A. C.; PAULO BONALDO, J.; MARAFÃO, F. P.; MORALES-PAREDES, H. K. Caracterização de Carga para Análise de Emissão de Harmônicas em Sistemas Elétricos. *Em: 2023 XV BRAZILIAN CONFERENCE ON QUALITY OF POWER (CBQEE)*, 2023.

ARGÜELLO, A.; TORQUATO, R.; FREITAS, W. Passive Filter Tuning for Harmonic Resonance Mitigation in Wind Parks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 38, n. 6, p. 3834–3846, 2023.

ARSENEAU, R.; BAGHZOUZ, Y.; BELANGER, J.; BOWES, K.; BRAUN, A.; CHIARAVALLO, A.; COX, M.; CRAMPTON, S.; EMANUEL, A.; FILIPSKI, P.; GUNTHER, E.; GIRGIS, A.; HARTMANN, D.; SHU-DONG HE; HENSLEY, G.; IWANUSIW, D.; KORTEBEIN, W.; MCCOMB, T.; MCEACHERN, A.; NELSON, T.; OLDHAM, N.; PIEHL, D.; SRINIVASAN, K.; STEVENS, R.; UNRUH, T.; WILLIAMS, D. A survey of North American electric utility concerns regarding nonsinusoidal waveforms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 73–78, 1996.

ARTALE, G.; CARAVELLO, G.; CATALIOTTI, A.; COSENTINO, V.; DI CARA, D.; DIPAOLO, N.; GUAIANA, S.; PANZAVECCHIA, N.; SAMBATARO, M. G.; TINÈ, G. PQ and Harmonic Assessment Issues on Low-Cost Smart Metering Platforms: A Case Study. **Sensors**, v. 20, n. 21, p. 6361, 2020.

ARTALE, G.; CARAVELLO, G.; CATALIOTTI, A.; COSENTINO, V.; DI CARA, D.; DITTA, V.; GUAIANA, S.; PANZAVECCHIA, N.; TINE, G. A single-point approach based on nonactive power factor for the assessment of harmonic distortion sources in power systems. *Em: 2022 IEEE INTERNATIONAL INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT TECHNOLOGY CONFERENCE (I2MTC)*, 2022.

ARVELOS MORAES, M.; FILIAGI GREGORY, R. C.; MORAIS GIANESINI, B.; OLIVEIRA, J. C. de; SANTOS, I. Análise Comparativa dos Métodos para o Compartilhamento da Responsabilidade dos Desequilíbrios de Tensão em Sistemas Elétricos. *Em: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA*, 2021.

BACON, V. D.; DA SILVA, S. A. O. Selective harmonic currents suppressing applied to a three-phase shunt active power filter based on adaptive filters. *Em: 2015 IEEE 13TH BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE AND 1ST SOUTHERN POWER ELECTRONICS CONFERENCE (COBEP/SPEC)*, 2015.

BIDRAM, A.; DAVOUDI, A. Hierarchical Structure of Microgrids Control System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1963–1976, 2012.

BONALDO, J. P.; MORALES PAREDES, H. K.; POMILIO, J. A. Control of Single-Phase Power Converters Connected to Low-Voltage Distorted Power Systems With Variable Compensation Objectives. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n. 3, p. 2039–2052, 2016.

BONALDO, J. P.; SCHIAVON, G.; MORALES PAREDES, H. K.; POMILIO, J. A. Multifunctional operation of current controlled VSI based on the harmonic content of

PCC voltage. *Em*: 2017 IEEE 8TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS FOR DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS (PEDG), 2017.

BOSSART, M.; KENYON, R. W.; MAKSIMOVIC, D.; HODGE, B.-M. The Effect of Power Electronic Loads on Western Interconnection Stability. *Em*: 2020 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM), 2020.

BRANDÃO, D. I.; PAREDES, H. K. M.; COSTABEBER, A.; MARAFÃO, F. P. Flexible active compensation based on load conformity factors applied to non-sinusoidal and asymmetrical voltage conditions. **IET Power Electronics**, v. 9, n. 2, p. 356–364, 2016.

BUDEANU, C. I. Reactive and fictitious power. **Instituto Romeno de Energia**, 1927.

BUDHAVARAPU, J.; KUMAR SINGH, H.; THIRUMALA, K.; SAHOO, M. Design and implementation of smart meter for PQ-based tariff computation for LV distribution network consumers. **Measurement**, v. 216, p. 112959, 2023.

CARNEIRO, R. K.; OTA, J. I. Y.; POMILIO, J. A. Amplificação da Distorção em Alta Frequência em Redes de Distribuição com Conversores Eletrônicos de Potência. *Em*: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021.

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**, v. 58, n. 10, p. 3723–3730, 2009.

CARUGATI, I.; ORALLO, C. M.; DONATO, P. G.; MAESTRI, S.; STRACK, J. L.; CARRICA, D. Three-Phase Harmonic and Sequence Components Measurement Method Based on mSDFT and Variable Sampling Period Technique. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 65, n. 8, p. 1761–1772, 2016.

CATALIOTTI, A.; COSENTINO, V. Disturbing Load Detection in Three-Wire and Four-Wire Systems Based on Novel Nonactive Powers From IEEE 1459-2000. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 59, n. 5, p. 1082–1090, 2010.

CATALIOTTI, A.; COSENTINO, V.; DI CARA, D.; RUSSOTTO, P.; TELARETTI, E.; TINE, G. An Innovative Measurement Approach for Load Flow Analysis in MV Smart Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 2, p. 889–896, 2016.

CATALIOTTI, A.; COSENTINO, V.; NUCCIO, S. Comparison of Nonactive Powers for the Detection of Dominant Harmonic Sources in Power Systems. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 57, n. 8, p. 1554–1561, 2008.

CHAKIR, M.; KAMWA, I.; LE HUY, H. 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**, v. 29, n. 3, p. 1465–1480, 2014.

CHEN, M.; ZHOU, D.; TAYYEBI, A.; PRIETO-ARAUJO, E.; DORFLER, F.; BLAABJERG, F. Generalized Multivariable Grid-Forming Control Design for Power Converters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 13, n. 4, p. 2873–2885, 2022.

CIGRE. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, 2009.

CRISTALDI, L.; FERRERO, A. Harmonic power flow analysis for the measurement of the electric power quality. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 44, n. 3, p. 683–685, 1995.

CZARNECKI, L. S. Budeanu and Fryze: Two frameworks for interpreting power properties of circuits with nonsinusoidal voltages and currents. **Arch. Elektrotech**, v. 81, n. 2, p. 5–15, 1997.

CZARNECKI, L. S. Critical comments on the Conservative Power Theory (CPT). *Em: 2015 INTERNATIONAL SCHOOL ON NONSINUSOIDAL CURRENTS AND COMPENSATION (ISNCC)*, 2015.

CZARNECKI, L. S. Currents' Physical Components (CPC) - based Power Theory A Review Part I: Power Properties of Electrical Circuits and Systems. **Przegląd Elektrotechniczny**, v. 1, n. 10, p. 3–13, 2019.

CZARNECKI, L. S. Current's Physical Components (CPC) in circuits with nonsinusoidal voltages and currents. Part 1: Single-phase linear circuits. **Electrical Power Quality and Utilisation Journal**, v. XI(2), p. 3–14, 2005.

CZARNECKI, L. S. Instantaneous Reactive Power p-q Theory and Power Properties of Three-Phase Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 1, p. 362–367, 2006.

CZARNECKI, L. S. On some misinterpretations of the instantaneous reactive power p-q theory. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 3, p. 828–836, 2004.

CZARNECKI, L. S. What is wrong with the Budeanu concept of reactive and distortion power and why it should be abandoned. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. IM-36, n. 3, p. 834–837, 1987.

CZARNECKI, L. S. What is wrong with the conservative power theory (CPT). *Em: 2016 INTERNATIONAL CONFERENCE ON APPLIED AND THEORETICAL ELECTRICITY (ICATE)*, 2016.

DADASHZADE, A.; AMINIFAR, F.; DAVARPANAH, M. Unbalanced Source Detection in Power Distribution Networks by Negative Sequence Apparent Powers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 36, n. 1, p. 481–483, 2021.

DALALI, M.; JALILIAN, A. Indices for measurement of harmonic distortion in power systems according to IEC 61000-4-7 standard. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 14, p. 1903–1912, 2015.

DEPENBROCK, M. The FBD-Method, A Generally Applicable Tool For Analyzing Power Relations. *Em*: ICHPS V INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS IN POWER SYSTEMS., 1993.

DIRIK, H.; DURAN, I. U.; GEZEGIN, C. A Computation and Metering Method for Harmonic Emissions of Individual Consumers. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 68, n. 2, p. 412–420, 2019.

DOS SANTOS, A. C.; SANTOS, I. N. Assignment of harmonic voltage contributions using the harmonic current injection method. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 31, n. 1, 2021.

FEOLA, L.; LANGELLA, R.; TESTA, A. On the Effects of Unbalances, Harmonics and Interharmonics on PLL Systems. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 62, n. 9, p. 2399–2409, 2013.

FLUKE CORPORATION. GPS 430-II - GPS Synchronization Module: Instruction Sheet.”, 2015. Disponível em: <http://us.fluke.com/usen/support/manuals>. Acesso em: 6 mar. 2025.

FRYZE, S. Active, reactive and apparent power in circuits with nonsinusoidal voltage and current. **Przegląd Elektrotechniczny**, 1932.

GIANESINI, B. **Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: implementação de Benchmark do IEEE e aplicação de metodologias**. 2020. Dissertação - Universidade Federal de Uberlândia, 2020.

GIANESINI, B. **Uma proposta metodológica para a determinação do indicador de contribuições harmônicas de agentes do sistema elétrico**. 2024. Tese - Universidade Federal de Uberlândia, 2024.

GIANESINI, B. M.; SANTOS, I. N.; RIBEIRO, P. F. Comparison of Methods for Determining Harmonic Distortion Contributions Using the IEEE Benchmark Test System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 38, n. 4, p. 2398–2407, 2023.

GINN, H. L. Comparison of applicability of power theories to switching compensator control. **Przegląd Elektrotechniczny**, v. 6, p. 1–10, 2013.

GOMES, R. O.; SILVEIRA, J. M.; RIBEIRO, P. F.; DUQUE, C. A.; BELCHIOR, F. Identificação do Comportamento da Carga Utilizando Processamento Digital de Sinais com Harmônicos Variantes no Tempo. *Em*: XII CBQEE. CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017.

GREGORY, R. C. F. **Propostas de Metodologias para a Determinação das Contribuições sobre os Desequilíbrios em Sistemas Elétricos Trifásicos**. 2020. Tese - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 2020.

GREGORY, R. C. F.; SANTOS, A. C.; SANTOS, I. N.; RAN, L.; OLIVEIRA, J. C. A practical approach for determining voltage imbalance contributions from suppliers and consumers. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, n. 12, 2020.

GUERRERO, J. M.; CHANDORKAR, M.; LEE, T.-L.; LOH, P. C. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1254–1262, 2013.

HABEN, S.; SINGLETON, C.; GRINDROD, P. Analysis and Clustering of Residential Customers Energy Behavioral Demand Using Smart Meter Data. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 1, p. 136–144, 2016.

HAN, Y.; SHEN, P.; ZHAO, X.; GUERRERO, J. M. Control Strategies for Islanded Microgrid Using Enhanced Hierarchical Control Structure With Multiple Current-Loop Damping Schemes. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 3, p. 1139–1153, 2017.

HASHEMPOUR, M. M.; SAVAGHEBI, M.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. A Control Architecture to Coordinate Distributed Generators and Active Power Filters Coexisting in a Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 5, p. 2325–2336, 2016.

HERRERA, R. S.; SALMERÓN, P.; KIM, H. Instantaneous Reactive Power Theory Applied to Active Power Filter Compensation: Different Approaches, Assessment, and Experimental Results. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, n. 1, p. 184–196, 2008.

HUA, H.; LI, J.; FANG, D.; GUO, M. An Adaptive Multioutput Fuzzy Gaussian Process Regression Method for Harmonic Source Modeling. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 39, n. 5, p. 2666–2676, 2024.

HYOSUNG KIM; BLAABJERG, F.; BAK-JENSEN, B. Spectral analysis of instantaneous powers in single-phase and three-phase systems with use of p-q-r theory. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 17, n. 5, p. 711–720, 2002.

IEC 61000-2-12. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-12: Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems, 2003.

IEC 61000-4-7. Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4- 7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto, 2008.

IEC 61000-4-30. Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods, 2021.

IEC TR 61000-3-6. Electromagnetic compatibility (EMC) – 61000-3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems. **International Electrotechnical Commission**, 2008.

IEC TR 61000-3-13. Electromagnetic Compatibility (EMC)—Part 3.13: Limits—Assessment of Emission Limits for the Connection of Unbalanced Installations to MV, HV and EHV Power Systems. **International Electrotechnical Commission**, Geneva, Switzerland 2008.

IEC/TR 61000-2-2. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-2: Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems, 2002.

IEEE PES. **IEEE-PES Task Force on Harmonics Modeling and Simulation**

Website - Benchmark files, 2024. Disponível em:

http://grouper.ieee.org/groups/harmonic/simulate/Download/BM_TS_HC/. Acesso em: 28 maio 2023.

IEEE STD 519. **IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems**. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2022.

IEEE STD 1159. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2019.

IEEE STD 1459. **IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2010.

JAIN, S. K.; JAIN, P.; SINGH, S. N. A Fast Harmonic Phasor Measurement Method for Smart Grid Applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 8, n. 1, p. 493–502, 2017.

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

KHADEM, S. K.; BASU, M.; CONLON, M. F. Harmonic power compensation capacity of shunt active power filter and its relationship with design parameters. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 2, p. 418–430, 2014.

KOTSAMPOPOULOS, P.; LAGOS, D.; HATZIARGYRIOU, N.; FARUQUE, M. O.; LAUSS, G.; NZIMAKO, O.; FORSYTH, P.; STEURER, M.; PONCI, F.; MONTI, A.; DINAVAHI, V.; STRUNZ, K. A Benchmark System for Hardware-in-the-Loop Testing of Distributed Energy Resources. **IEEE Power and Energy Technology Systems Journal**, v. 5, n. 3, p. 94–103, 2018.

KUMAR, D.; ZARE, F. Harmonic Analysis of Grid Connected Power Electronic Systems in Low Voltage Distribution Networks. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 4, n. 1, p. 70–79, 2016.

LIU, T.; SHU, Q.; XU, F.; FAN, L.; LI, H. A Method for Determining Harmonic Contribution and Harmonic Source Current Based on Minimum Mutual Information and Bayesian Optimization. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 73, p. 1–8, 2024.

MAJUMDER, R.; CHAUDHURI, B.; GHOSH, A.; MAJUMDER, R.; LEDWICH, G.; ZARE, F. Improvement of Stability and Load Sharing in an Autonomous Microgrid Using Supplementary Droop Control Loop. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 25, n. 2, p. 796–808, 2010.

MARAFÃO, F. P.; DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A.; MACHADO, R. Q. Metodologia de Projeto e Análise de Algoritmos de Sincronismo PLL. **Eletrônica de Potência**, v. 10, n. 1, p. 7–14, 2005.

MARAFÃO, F. P.; LIBERADO, E. V.; PAREDES, H. K. M.; DA SILVA, L. C. P. Three-phase four-wire circuits interpretation by means of different power theories. *Em: 2010 INTERNATIONAL SCHOOL ON NONSINUSOIDAL CURRENTS AND COMPENSATION*, 2010.

MARAFÃO, F. P.; LIBERADO, E. V.; PAREDES, H. K. M.; SILVA, L. C. P. Three-phase four-wire circuits interpretation by means of different power theories. **Przegląd Elektrotechniczny**, v. 87, p. 28–33, 2011.

MARAFÃO, F. P.; PAREDES, H. K. M.; DA SIVA, L. C. P. Critical evaluation of FBD, PQ and CPT current decompositions for four-wire circuits. *Em: 2009 BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE*, 2009.

MATTAVELLI, P.; MARAFÃO, F. P. Repetitive-Based Control for Selective Harmonic Compensation in Active Power Filters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 51, n. 5, p. 1018–1024, 2004.

MAXWELL, J. C. A dynamical theory of the electromagnetic field. **Philosophical Transactions of the Royal Society of London**, v. 155, p. 459–512, 1865.

MELO, I. D. **Estimação Estática de Estados Harmônicos em Redes Trifásicas de Distribuição Monitoradas por PMUs: Uma abordagem Considerando Curvas Diárias de Carga**. 2018. Tese - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora 2018.

MONTEIRO, L. F. C.; AFONSO, J. L.; PINTO, J. G.; WATANABE, E. H.; AREDES, M.; AKAGI, H. Compensation algorithms based on the p-q and CPC theories for switching compensators in micro-grids. *Em: 2009 BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE*, 2009.

MOREIRA, A. C.; DA SILVA, L. C. P.; PAREDES, H. K. M. Power Quality Study and Analysis of Different Arc Welding Machines. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 29, n. 2, p. 163–176, 2018a.

MOREIRA, A. C.; DE SOUZA, W. A.; CONRADO, B. R. P.; MORALES-PAREDES, H. K. Disturbing Load Classification Based on the Grey Relational Analysis Method

and Load Performance Index. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 31, n. 1, p. 141–152, 2020.

MOREIRA, A. C.; PAREDES, H. K. M.; DA SILVA, L. C. P. Applying conservative power theory for analyzing three-phase X-ray machine impact on distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 129, p. 114–125, 2015.

MOREIRA, A. C.; PAREDES, H. K. M.; DE SOUZA, W. A.; MARAFÃO, F. P.; DA SILVA, L. C. P. Intelligent Expert System for Power Quality Improvement Under Distorted and Unbalanced Conditions in Three-Phase AC Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 6, p. 6951–6960, 2018b.

NASSIF, A. B.; YAZDANPANAHI, H.; TORQUATO, R. Harmonic Characterization of Modern Residential Distributed Energy Resources. *Em: 2018 IEEE CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL & COMPUTER ENGINEERING (CCECE)*, 2018.

NETO, A. F. T.; CUNHA, G. P. L.; MENDONÇA, M. V. B.; FILHO, A. L. F. A comparative evaluation of methods for analysis of propagation of unbalance in electric systems. *Em: 2012 SIXTH IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T&D-LA)*, 2012.

OLIVARES, D. E.; CANIZARES, C. A.; KAZERANI, M. A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1864–1875, 2014.

ONS. Procedimentos de Rede – Requisitos mínimos de qualidade da energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica. Submódulo 2.9, 2022.

ONS. Procedimentos de Rede - Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica, 2017.

OPPENHEIM, A. V.; SCHAFER, R. W.; BUCK, J. R. **Discrete-Time Signal Processing**, 1998.

OTA, J. I. Y.; CARNEIRO, R. K.; AGUIAR, J. P.; RUFINO, F. C.; POMILIO, J. A. Problema Emergente das Distorções entre 2 e 150 kHz em Redes Elétricas: Levantamento Bibliográfico. *Em: ANAIS DO SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS 2020*, 2020.

PAPIC, I.; MATVOZ, D.; SPELKO, A.; XU, W.; WANG, Y.; MUELLER, D.; MILLER, C.; RIBEIRO, P. F.; LANGELLA, R.; TESTA, A. A Benchmark Test System to Evaluate Methods of Harmonic Contribution Determination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 34, n. 1, p. 23–31, 2019.

PAREDES, H. K. M. **Teoria de potência conservativa: uma nova abordagem para o controle cooperativo de condicionadores de energia e considerações sobre atribuição de responsabilidades**. 2011. Tese - Universidade Estadual de Campinas, Campinas 2011.

PAREDES, H. K. M.; ARCADEPANI, M. B.; MOREIRA, A. C.; GONÇALVES, F. A. S.; PINHABEL MARAFÃO, F. Enlightening Load Modeling by Means of Power Factor Decompositions. **Energies**, v. 16, n. 10, p. 4089, 2023.

PAREDES, H. K. M.; MARAFÃO, F. P.; DA SILVA, L. C. P. A comparative analysis of FBD, PQ and CPT current decompositions — Part I: Three-phase, three-wire systems. *Em*: 2009 IEEE BUCHAREST POWERTECH, 2009.

PAREDES, H. K. M.; MARAFÃO, F. P.; MATTAVELLI, P.; TENTI, P. Application of Conservative Power Theory to load and line characterization and revenue metering. *Em*: 2012 IEEE INTERNATIONAL WORKSHOP ON APPLIED MEASUREMENTS FOR POWER SYSTEMS (AMPS) PROCEEDINGS, 2012.

PAREDES, H. K. M.; RODRIGUES, D. T.; CEBRIAN, J. C.; BONALDO, J. P. CPT-Based Multi-Objective Strategy for Power Quality Enhancement in Three-Phase Three-Wire Systems Under Distorted and Unbalanced Voltage Conditions. **IEEE Access**, v. 9, p. 53078–53095, 2021.

PENG, F. Z. Harmonic Sources. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 7, n. 4, p. 18–25, 2001.

PEREIRA, L. A. A.; MOREIRA, A. C.; GUILLARDI, H.; PAREDES, H. K. M. Proposal and implementation of a low cost single phase power meter. *Em*: 2018 SIMPOSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRICOS (SBSE), 2018.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**. 1. ed. Springer, 2008.

PIEDAD, E.; MAYORDO, Z. G.; PRIETO-ARAUJO, E.; GOMIS-BELLMUNT, O. Deep Learning-Based Machine Condition Diagnosis Using Short-Time Fourier Transformation Variants. *Em*: 2024 INTERNATIONAL CONFERENCE ON DIAGNOSTICS IN ELECTRICAL ENGINEERING (DIAGNOSTIKA), 2024.

POGAKU, N.; PRODANOVIC, M.; GREEN, T. C. Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 22, n. 2, p. 613–625, 2007.

POMILIO, J. A.; OTA, J. I. Y.; CARNEIRO, R. K. Problemas de Medições em Analisadores de Energia Elétrica Devidos a Supra-Harmônicas Produzidas por Conversores Eletrônicos de Potência. *Em*: IX SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE 2022), 2022a.

POMILIO, J. A.; OTA, J. I. Y.; SANGOI, E.; ORENZI, G.; CARNEIRO, R. K. PQ Measurement Errors Due to High Frequency Distortion Produced by Power Electronics Converters. *Em*: 2022 IEEE 7TH SOUTHERN POWER ELECTRONICS CONFERENCE (SPEC), 2022b.

REIS, P. H. F. **Contribuições para o estudo de atribuição de responsabilidades em circuitos elétricos de baixa tensão**. 2015. Dissertação - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Bauru 2015.

ROCABERT, J.; LUNA, A.; BLAABJERG, F.; RODRÍGUEZ, P. Control of Power Converters in AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012.

SANTOS, I. N.; OLIVEIRA, J. C.; PAULA SILVA, S. F. 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, 2011.

SANTOS, I. N.; OLIVEIRA, J. C.; SANTOS, A. C. Dominant impedance method to assign harmonic voltage contributions at a point of common coupling. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 31, n. 6, 2021.

SANTOS, A. C.; SANTOS, I. N.; OLIVEIRA, J. C. Capacitor switching methodology for responsibility sharing of harmonic voltage distortions. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 12, 2019.

SANTOSO, S.; BEATY, H. W.; DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F. **Electrical Power Systems Quality**. 2nd. ed. McGraw-Hill Professional, 2002.

SEIPHETLHO, T. E.; RENS, A. P. J. On the assessment of voltage unbalance. *Em: PROCEEDINGS OF 14TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER - ICHQP 2010*, 2010.

SERFONTEIN, D.; RENS, J.; BOTHA, G.; DESMET, J. Continuous Event-Based Harmonic Impedance Assessment Using Online Measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 65, n. 10, p. 2214–2220, 2016.

SILVEIRA, P. M.; STEURER, M.; RIBEIRO, P. Using Wavelet decomposition for Visualization and Understanding of Time-Varying Waveform Distortion in Power System. *Em: VII CBQEE*, 2007.

SINGH, R.; SINGH, A. Energy loss due to harmonics in residential campus — A case study. *Em: 45TH INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE UPEC2010*, 2010.

SINVULA, R.; ABO-AL-EZ, K. M.; KAHN, M. T. Harmonic Source Detection Methods: A Systematic Literature Review. **IEEE Access**, v. 7, p. 74283–74299, 2019.

SONG, Y.; SAHOO, S.; YANG, Y.; BLAABJERG, F. System-Level Stability of the CIGRE Low Voltage Benchmark System: Definitions and Extrapolations. *Em: 2021 IEEE 22ND WORKSHOP ON CONTROL AND MODELLING OF POWER ELECTRONICS (COMPEL)*, 2021.

SOUZA, W. A.; LIBERADO, E. V.; LSILVA, L. C. P.; MARAFÃO, F. P.; PAREDES, H. K. M. Load Analyser using Conservative Power Theory. **Przegląd Elektrotechniczny**, v. 89, p. 1–6, 2013. Disponível em: <http://pe.org.pl/articles/2013/12/1.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2025.

SRINIVASAN, K. On separating customer and supply side harmonic contributions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 2, p. 1003–1012, 1996.

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

STAROSZCZYK, Z. A Method for Real-Time, Wide-Band Identification of the Source Impedance in Power Systems. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 54, n. 1, p. 377–385, 2005.

STEINMETZ, C. P. **Theory and Calculation of Alternating Current Phenomena**. New York: McGrawHill, 1897.

SUBHASHREE, R.; PREETHI, C. S.; SUPRIYA, P. Fault distance identification in transmission line using STFT algorithm. *Em: 2016 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER COMMUNICATION AND INFORMATICS (ICCCI)*, 2016.

SUN, Y.; LI, P.; LI, S.; ZHANG, L. Contribution Determination for Multiple Unbalanced Sources at the Point of Common Coupling. **Energies**, v. 10, n. 2, p. 171, 2017.

SWART, P. H.; CASE, M. J.; VAN WYK, J. D. On techniques for localization of sources producing distortion in electric power networks. **European Transactions on Electrical Power**, v. 4, n. 6, p. 485–489, 1994.

TADAYON, M.; HOOSHMAND, R.; KIYOUMARSI, A.; ESFAHANI, M. T. Harmonic indices for continuous evaluation of consumer's harmonic contribution. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 15, p. 2901–2914, 2020.

TARASIUK, T.; MINDYKOWSKI, J. An extended interpretation of THD concept in the wake of ship electric power systems research. **Measurement**, v. 45, n. 2, p. 207–212, 2012.

TENTI, P.; COSTABEBER, A.; MATTAVELLI, P.; MARAFÃO, F. P.; PAREDES, H. K. M. Load Characterization and Revenue Metering Under Non-Sinusoidal and Asymmetrical Operation. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 63, n. 2, p. 422–431, 2014.

TENTI, P.; MATTAVELLI, P. A time-domain approach to power term definitions under non-sinusoidal conditions. **L'Energia Elettrica**, v. 81, p. 75–84, 2004.

TENTI, P.; MATTAVELLI, P.; MORALES PAREDES, H. K. Conservative Power Theory, sequence components and accountability in smart grids. *Em: 2010 INTERNATIONAL SCHOOL ON NONSINUSOIDAL CURRENTS AND COMPENSATION*, 2010.

TENTI, P.; PAREDES, H. K. M.; MARAFÃO, F. P.; MATTAVELLI, P. Accountability in Smart Microgrids Based on Conservative Power Theory. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 60, n. 9, p. 3058–3069, 2011a.

TENTI, P.; PAREDES, H. K. M.; MATTAVELLI, P. Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 3, p. 664–673, 2011b.

TENTI, P.; WILLEMS, J. L.; MATTAVELLI, P.; TEDESCHI, E. Generalized symmetrical components for periodic non-sinusoidal three-phase signals. *Em: PROC. OF SEVENTH INTERNATIONAL WORKSHOP ON POWER DEFINITIONS AND MEASUREMENTS UNDER NON-SINUSOIDAL CONDITIONS*, 2006.

THANGARAJ, K.; ARCHANA, R.; BEGAM, S. A. Analysis and estimation of harmonics using wavelet packet transform. *Em: 2016 INTERNATIONAL CONFERENCE ON EMERGING TRENDS IN ENGINEERING, TECHNOLOGY AND SCIENCE (ICETETS)*, 2016.

THOMAS, T.; HADDAD, K.; JOÓŠ, G.; JAAFARI, A. Design and Performance Of Active Power Filters. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 4, n. 5, p. 38–46, 1998.

VERDELHO, P.; MARQUES, G. D. An active power filter and unbalanced current compensator. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 44, n. 3, p. 321–328, 1997.

WANG, Y.; CHEN, Q.; HONG, T.; KANG, C. Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 3, p. 3125–3148, 2019.

WANG, Y.; YANG, Y.; MA, X.; YAO, W.; WANG, H.; TANG, Z. Unbalanced responsibility division considering renewable energy integration. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 24, p. 6000–6008, 2020.

WU, J.; QIU, H.; XU, J.; ZHOU, F.; DAI, K.; YANG, C.; LV, D. Quantifying Harmonic Responsibilities Based on Kurtosis Detection Principle of Amplitude Fluctuations. **IEEE Access**, v. 6, p. 64292–64300, 2018.

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

XU, W.; LIU, X.; LIU, Y. An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 1, p. 214–219, 2003.

YANG, H.; POROTTE, P.; ROBERT, A. Assessing the harmonic emission level from one particular customer. **Proc. 3rd Int. Conf. Power Qual**, v. 2, n. 8, p. 160–166, 1994.

YU, Y.; XU, Y.; LIU, X. Research of Improved Iterative DFT Method in Harmonic Current Detection. *Em: 2011 ASIA-PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE*, 2011.

ZENG, Z.; YANG, H.; TANG, S.; ZHAO, R. Objective-Oriented Power Quality Compensation of Multifunctional Grid-Tied Inverters and Its Application in Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 30, n. 3, p. 1255–1265, 2015.

ZHANG, L.; WAITE, M. J.; CHONG, B. Three-phase four-leg flying-capacitor multi-level inverter-based active power filter for unbalanced current operation. **IET Power Electronics**, v. 6, n. 1, p. 153–163, 2013.

ZHANG, Y.; XU, Yonghai; XU, Yuanyuan. Research on power system harmonic state estimation. *Em: 2011 4TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES (DRPT)*, 2011.

ZHANG, W.; YANG, H. G. A method for assessing harmonic emission level based on binary linear regression. **Proc. Int. Conf. CSEE**, p. 50–54, 2004.

ZHAO, X.; YANG, H. A New Method to Calculate the Utility Harmonic Impedance Based on FastICA. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 1, p. 381–388, 2016.

ZHOU, X.; TANG, F.; LOH, P. C.; JIN, X.; CAO, W. Four-Leg Converters With Improved Common Current Sharing and Selective Voltage-Quality Enhancement for Islanded Microgrids. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 2, p. 522–531, 2016.

ZUNIGA, T. E. N.; POMILIO, J. A. Shunt active power filter synthesizing resistive loads. *Em: 2000 IEEE 31ST ANNUAL POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE. CONFERENCE PROCEEDINGS (CAT. NO.00CH37018)*, 2000.

ANEXO A – ANÁLISE DA FFT PARA OS CASOS DO SISTEMA DO IEEE

As Tabelas 39, 40, 41 e 42 apresentam as amplitudes e os ângulos de cada ordem harmônica da tensão e da corrente, assim como a defasagem angular, para os todos os casos analisados do sistema do IEEE.

Tabela 39 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso A.

PAC 1																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5°	24,74	74,63	1,91	178,42	-103,78	5°	24,74	194,63	1,91	-61,58	256,22	5°	24,74	-45,37	1,91	58,41	-103,79
7°	18,85	-0,28	1,05	107,20	-107,48	7°	18,85	239,72	1,05	-12,80	252,52	7°	18,85	119,71	1,05	227,19	-107,48
11°	23,30	20,23	0,85	135,91	-115,68	11°	23,29	140,21	0,85	255,89	-115,68	11°	23,30	260,21	0,85	15,89	244,32
13°	5,53	-30,01	0,17	90,10	-120,10	13°	5,52	209,99	0,17	-29,91	239,90	13°	5,52	89,99	0,17	210,10	-120,10
PAC 3																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5°	23,34	76,62	0,04	-11,00	87,63	5°	23,34	196,62	0,038	109,00	87,63	5°	23,34	-43,38	0,038	229,00	-272,38
7°	17,81	0,73	0,02	-86,10	86,85	7°	17,81	240,75	0,016	153,90	86,84	7°	17,81	120,73	0,016	33,89	86,84
11°	22,10	20,08	0,004	84,96	-64,88	11°	22,09	140,07	0,004	204,94	-64,878	11°	22,10	260,06	0,004	-35,06	295,12
13°	5,26	-30,61	0,004	49,88	-80,48	13°	5,26	209,39	0,004	-70,13	279,52	13°	5,26	89,40	0,004	169,88	-80,48

Tabela 40 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso B.

PAC 1																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	24,93	74,09	1,91	178,00	-103,91	5ª	24,93	194,09	1,91	-62,00	256,09	5ª	24,93	-45,91	1,91	58,00	-103,91
7ª	19,29	-1,06	1,05	106,93	-107,99	7ª	19,29	238,95	1,05	-13,06	252,01	7ª	19,29	118,94	1,05	226,93	-107,99
11ª	28,09	2,71	0,79	144,28	-141,58	11ª	28,08	122,69	0,79	264,26	-141,58	11ª	28,09	242,69	0,791	24,26	218,42
13ª	4,42	-28,43	0,18	85,99	-114,41	13ª	4,42	211,57	0,18	-34,02	245,59	13ª	4,42	91,58	0,183	205,99	-114,41
PAC 3																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	23,56	76,02	0,02	-5,98	82,00	5ª	23,56	196,02	0,02	114,02	82,00	5ª	23,56	-43,99	0,02	234,02	-278,00
7ª	18,30	-0,17	0,02	79,88	-80,05	7ª	18,30	239,83	0,02	-40,12	279,95	7ª	18,30	119,82	0,02	199,87	-80,05
11ª	28,07	0,02	0,50	70,75	-70,73	11ª	28,06	120,00	0,50	190,71	-70,73	11ª	28,08	240,00	0,50	-49,27	289,27
13ª	3,98	-28,56	0,05	250,88	-279,44	13ª	3,98	211,44	0,05	130,88	80,56	13ª	3,98	91,45	0,05	10,88	80,56

Tabela 41 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso C.

PAC 1																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	39,23	87,93	1,94	178,41	-90,48	5ª	39,23	207,94	1,94	-61,59	269,53	5ª	39,22	-32,07	1,94	58,40	-90,47
7ª	36,06	5,36	1,10	107,73	-102,38	7ª	36,06	245,37	1,10	-12,26	257,63	7ª	36,07	125,37	1,10	227,73	-102,37
11ª	40,83	-24,32	0,84	165,41	-189,74	11ª	40,83	95,66	0,84	-74,59	170,25	11ª	40,84	215,66	0,84	45,39	170,27
13ª	16,96	206,14	0,28	91,11	115,03	13ª	16,96	86,16	0,28	-28,89	115,04	13ª	16,96	-33,86	0,28	211,11	-244,98
PAC 2																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	39,58	90,14	0,89	229,36	-139,22	5ª	39,58	210,14	0,90	-10,63	220,78	5ª	39,58	-29,86	0,89	109,37	-139,23
7ª	35,85	6,84	0,43	155,45	-148,60	7ª	35,85	246,86	0,43	35,48	211,37	7ª	35,88	126,85	0,43	-84,52	211,38
11ª	41,35	-26,92	0,31	39,41	-66,33	11ª	41,34	93,07	0,31	159,45	-66,38	11ª	41,35	213,07	0,31	-80,58	293,65
13ª	17,78	207,03	0,20	3,24	203,79	13ª	17,78	87,05	0,20	243,28	-156,23	13ª	17,78	-32,97	0,20	123,26	-156,23
PAC 3																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	38,01	89,64	0,06	2,02	87,62	5ª	38,01	209,65	0,06	122,03	87,63	5ª	38,01	-30,355	0,06	242,02	-272,38
7ª	34,99	6,06	0,03	-80,77	86,84	7ª	34,99	246,07	0,03	159,24	86,84	7ª	35,00	126,072	0,03	39,24	86,84
11ª	40,60	-26,00	0,01	38,88	-64,87	11ª	40,59	93,99	0,01	158,86	-64,87	11ª	40,60	213,989	0,01	-81,14	295,13
13ª	17,33	205,01	0,01	-74,52	279,53	13ª	17,33	85,02	0,01	165,50	-80,48	13ª	17,33	-34,996	0,01	45,48	-80,48
PAC																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	38,07	89,58	2,97	179,64	-90,06	5ª	38,07	209,59	2,97	-60,35	269,94	5ª	38,07	-30,42	2,97	59,65	-90,06
7ª	35,03	6,04	1,95	96,08	-90,04	7ª	35,03	246,05	1,95	-23,91	269,96	7ª	35,04	126,05	1,95	216,09	-90,04
11ª	40,57	-25,97	1,44	64,06	-90,03	11ª	40,56	94,02	1,44	184,04	-90,03	11ª	40,57	214,02	1,44	-55,96	269,97
13ª	17,28	205,07	0,52	-64,91	269,98	13ª	17,28	85,09	0,52	175,11	-90,02	13ª	17,29	-34,93	0,52	55,09	-90,02

Tabela 42 - Análise da FFT para o sistema do IEEE: Caso A-BG.

PAC 1																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	48,58	71,47	1,94	178,25	-106,77	5ª	48,59	191,48	1,94	-61,75	253,23	5ª	48,58	-48,52	1,94	58,25	-106,78
7ª	38,53	-11,21	1,09	106,45	-117,65	7ª	38,52	228,79	1,09	-13,55	242,34	7ª	38,52	108,80	1,09	226,46	-117,66
11ª	30,71	-10,44	0,80	153,09	-163,53	11ª	30,70	109,57	0,80	-86,89	196,46	11ª	30,70	229,55	0,80	33,11	196,45
13ª	13,25	210,45	0,25	93,93	116,52	13ª	13,25	90,45	0,25	-26,07	116,53	13ª	13,25	-29,55	0,25	213,93	-243,47
PAC 3																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	47,08	72,42	0,08	-15,21	87,63	5ª	47,09	192,42	0,08	104,79	87,63	5ª	47,08	-47,58	0,08	224,79	-272,38
7ª	37,39	-10,98	0,03	262,18	-273,16	7ª	37,39	229,02	0,03	142,18	86,84	7ª	37,39	109,02	0,03	22,18	86,84
11ª	30,01	-12,14	0,01	52,74	-64,88	11ª	30,01	107,87	0,01	172,75	-64,88	11ª	30,00	227,86	0,01	-67,27	295,13
13ª	13,58	209,11	0,01	-70,42	279,52	13ª	13,58	89,11	0,01	169,58	-80,48	13ª	13,58	-30,89	0,01	49,58	-80,48
PAC																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	47,16	72,35	1,79	154,06	-81,69	5ª	47,16	192,36	1,79	-85,95	278,31	5ª	47,16	-47,6	1,79	34,05	-81,69
7ª	37,43	-11,01	0,94	71,49	-82,49	7ª	37,43	228,99	0,94	-48,52	277,51	7ª	37,43	108,993	0,94	191,49	-82,52
11ª	29,99	-12,11	0,35	127,46	-139,57	11ª	29,98	107,90	0,35	247,51	-139,61	11ª	29,98	227,88	0,35	7,49	220,40
13ª	13,54	209,17	0,24	149,38	59,79	13ª	13,54	89,17	0,24	29,38	59,79	13ª	13,54	-30,83	0,24	269,38	-300,22
Alta Tensão (Fonte)																	
A	Tensão		Corrente		ϕ	B	Tensão		Corrente		ϕ	C	Tensão		Corrente		ϕ
	Ampl	Ang	Ampl	Ang			[V]	[°]	[A]	[°]			[V]	[°]	[A]	[°]	
5ª	135,76	79,29	0,34	154,05	-74,76	5ª	135,76	199,29	0,34	-85,95	285,24	5ª	135,76	-40,71	0,34	34,05	-74,76
7ª	113,49	-5,47	0,18	71,48	-76,95	7ª	113,49	234,53	0,18	-48,52	283,05	7ª	113,49	114,53	0,18	191,49	-76,96
11ª	130,73	-28,69	0,07	127,46	-156,14	11ª	130,73	91,31	0,07	247,51	-156,19	11ª	130,73	211,31	0,07	7,49	203,83
13ª	106,78	219,85	0,05	149,38	70,47	13ª	106,78	99,85	0,05	29,38	70,47	13ª	106,78	-20,15	0,05	269,38	-289,53

ANEXO B – ASPECTOS PRÁTICOS SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DAS METODOLOGIAS DE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES

B.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O aumento da poluição harmônica e do desequilíbrio de tensão nos sistemas elétricos compromete diretamente a QEE, exigindo medidas mais rigorosas de monitoramento e controle. Nesse cenário, torna-se essencial incorporar medições precisas dessas distorções aos sistemas de medição, garantindo confiabilidade operacional e o bom desempenho dos equipamentos elétricos. Tanto operadores de redes de distribuição quanto consumidores têm demonstrado crescente interesse em soluções que conciliem precisão metrológica e viabilidade econômica (Artale et al., 2020; Budhavarapu et al., 2023; Kalair et al., 2017; Kumar; Zare, 2016).

As pesquisas recentes têm avançado na implementação de métricas para monitoramento da QEE, com foco na conformidade às normas IEC 61000-4-30 (IEC 61000-4-30, 2021) e IEC 61000-4-7 (IEC 61000-4-7, 2008), que regulamentam métodos de medição e requisitos de instrumentos. Tais normas estabelecem classes de desempenho, A e S (IEC 61000-4-30), ou I e II (IEC 61000-4-7), assegurando a precisão e a confiabilidade dos dados (Dalali; Jalilian, 2015; Feola et al., 2013; Tarasiuk; Mindykowski, 2012). Instrumentos de classe A, por exemplo, são aplicados em tarifação (faturamento), contratos e conformidade regulatória, enquanto os de classe S atendem a diagnósticos de redes e análises exploratórios (Kalair et al., 2017). Da mesma forma, a IEC 61000-4-7 diferencia instrumentos de classes I e II conforme o desempenho e fidelidade da análise espectral.

A eficácia das metodologias de atribuição de responsabilidades depende diretamente da precisão das medições de tensão e corrente. Por isso, a adoção de protocolos de medição padronizados é fundamental para assegurar uniformidade e confiabilidade nos resultados. Esses, protocolos podem ser classificados em duas categorias principais: medições em tempo real, que permitem monitoramento contínuo, detecção imediata de distúrbios e identificação de cargas problemáticas, e campanhas de medição, realizadas em períodos específicos para coleta de dados, posteriormente analisados em regime de pós-processamento. Tais análises subsidiam ações regulatórias, como aplicação de penalidades ou concessão de incentivos às partes envolvidas.

Neste contexto, este capítulo apresenta uma revisão normativa sobre medições e protocolos de aquisição de dados, abrangendo normas nacionais e internacionais aplicáveis à avaliação de distúrbios de QEE. Em seguida, são discutidos trabalhos que abordam medições em tempo real e em pós-processamento, bem como a aplicação prática das metodologias de atribuição de responsabilidades desenvolvidas nesta tese de doutorado. Adicionalmente, são apresentados estudos para analisar a influência da quantidade de amostras nos cálculos realizados pelos métodos propostos.

B. 1. 1 NORMAS PARA MEDIÇÕES DOS INDICADORES DE QEE

O submódulo 2.9 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabelece os requisitos mínimos de QEE para o acesso ou a conexão à rede básica (ONS, 2022). Esse documento define critérios técnicos, limites de distorção e os procedimentos de medição de tensão e corrente que devem ser seguidos pelos agentes envolvidos.

A medição da tensão deve ser realizada por um período mínimo de 7 dias consecutivos, conforme o protocolo de apuração do indicador em análise. Os dados devem ser integralizados em intervalos de 10 minutos. No entanto, nos casos em que a campanha de medição visa à conexão de agentes de geração com fontes eólica ou solar fotovoltaica, esse período poderá ser estendido, considerando a variabilidade e as características operacionais inerentes a essas fontes de energia (ONS, 2022).

Por outro lado, a medição da corrente visa subsidiar a reavaliação do desempenho da instalação quanto à distorção harmônica de tensão. Essa exigência se aplica exclusivamente a parques eólicos e solares fotovoltaicos, inclusive quando estes fizerem parte de centrais geradoras híbridas ou associadas. Para instalações que contenham elementos não lineares ou equipamentos com regime de operação específico, como mineradoras, siderúrgicas e compensadores estáticos, a campanha de medição deve ter duração mínima de sete dias consecutivos. Devem ser medidos os valores das correntes harmônicas geradas pelos dispositivos não lineares de maior potência instalada, abrangendo todo o ciclo de operação em regime nominal.

O Módulo 5 do PRODIST, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelece os requisitos aplicáveis aos sistemas de medição e aos procedimentos de leitura (ANEEL, 2021). Conforme essa norma, os sistemas de medição devem estar em conformidade com a norma IEC 61000-4-30 e utilizar equipamentos de classe A ou S. Para o cálculo das distorções harmônicas, os medidores devem ser capazes de

registrar, no mínimo, até a 40ª ordem harmônica (ANEEL, 2021). Em situações com perturbações, como transitórios causados por manobras, energização de transformadores, variações de tensão de curta duração (VTCDs) ou interrupções, os valores medidos devem ser expurgados e substituídos por registros obtidos em condições normais de operação. Usualmente, adota-se um período de integralização de 10 minutos para o registro dos indicadores de QEE, especialmente no que se refere aos níveis de distorção harmônica de tensão, ao longo de sete dias consecutivos (ANEEL, 2021; ONS, 2022).

Visando eliminar a influência de valores extremos nas medições de tensão harmônica registradas no PAC, a norma recomenda a utilização do percentil 95 como parâmetro estatístico. Com isso, os 5% superiores das amostras, correspondentes aos maiores níveis de distorção harmônica de tensão, são desconsiderados na avaliação, assegurando uma análise mais robusta e representativa do comportamento típico do sistema.

Para o registro dos indicadores de distorções harmônicas e desequilíbrios, as grandezas devem ser medidas em intervalos de 10 minutos, durante 24 horas por dia, ao longo de sete dias consecutivos. No caso das distorções harmônicas, a norma estabelece que devem ser considerados 12 ciclos para sistemas de 60 Hz (ou 10 ciclos para 50 Hz), dentro de uma janela de 200 ms, com no mínimo 256 amostras por ciclo. Para que uma condição seja caracterizada como não conforme do ponto de vista da QEE, é necessário que 95% dos valores de Distorção Harmônica Total (*DHT*) ou de Fator de Desequilíbrio (*FD*) medidos excedam os limites estabelecidos pela norma.

A seguir, apresenta-se trabalhos que abordam protocolos de medição e análises pós-processamento, com objetivo de atribuir responsabilidades pela geração de distorções harmônicas no sistema elétrico.

B. 1. 2 MEDIÇÕES PARA ANÁLISE EM PÓS-PROCESSAMENTO

Em Giancesini (2024), é proposta uma campanha de aplicação das metodologias de atribuição de responsabilidades (MAR) em PACs, visando à determinação das contribuições harmônicas. A abordagem baseia-se no cálculo de indicadores de contribuição harmônica, obtidos a partir de dados medidos em campo, permitindo isolar a responsabilidade do consumidor.

O método proposto está em conformidade com as normas técnicas vigentes. No entanto, por se tratar de uma MAR, algumas considerações adicionais devem ser

observadas. Recomenda-se que a campanha de medição tenha duração mínima de 10 dias consecutivos, com períodos de integralização das grandezas variando entre 1 e 10 segundos. A norma IEC 61000-4-30 define, como padrão, um período de 3 segundos, correspondente a 150 ciclos em sistemas de 50 Hz e 180 ciclos em 60 Hz. Há, inclusive, analisadores de qualidade de energia disponíveis no mercado que permitem ao usuário configurar períodos de integralização a partir de 0,25 segundos (Gianesini, 2024). Quanto à aplicação recorrente do MAR, recomenda-se um intervalo de 30 minutos entre as execuções, podendo-se admitir, no máximo, 1 hora. Tal configuração garante uma maior quantidade de registros dos valores de contribuição ao longo do período de análise.

Diversos métodos de atribuição de responsabilidades descritos na literatura requerem medições simultâneas de correntes em pontos distintos do sistema elétrico. Nessas situações, torna-se imprescindível garantir o sincronismo entre os equipamentos de medição, de modo que as grandezas sejam registradas com referências temporais e de fase comuns. Em Gianesini (2024), na aplicação do método da Impedância Dominante, foram utilizados dois medidores: o primeiro registrou as tensões e correntes no PAC, enquanto o segundo monitorou a corrente do filtro sintonizado na 5ª ordem harmônica. O sincronismo entre os dois equipamentos foi assegurado por meio de módulos GPS 430-II (Fluke Corporation, 2015).

Para a análise das tensões e correntes harmônicas, é essencial determinar os ângulos de fase de todas as ordens harmônicas sob investigação. Recomenda-se, adicionalmente, o registro das amplitudes harmônicas até, pelo menos, a 50ª ordem, com o objetivo de monitorar de forma abrangente o comportamento do sistema. Essa prática é especialmente relevante, pois a inserção de equipamentos auxiliares pode alterar a dinâmica normal de operação da rede elétrica (Gianesini, 2024). Para o tratamento estatístico das medições, aplica-se o percentil 95 às tensões harmônicas medidas no PAC, em cada fase, de modo a descartar os 5% maiores valores e, assim, mitigar o impacto de picos atípicos.

Apresentou-se, portanto, uma proposta para a determinação dos percentuais de responsabilidade em aplicações práticas, baseada em uma análise de pós-processamento a partir de dados obtidos durante uma campanha de medição. Verifica-se que a abordagem está em conformidade com as normas técnicas vigentes. Contudo, foram estabelecidas recomendações operacionais adicionais, considerando

que algumas metodologias exigem a utilização de equipamentos auxiliares, como filtros harmônicos ou bancos de capacitores. Nessas situações, no momento do chaveamento desses dispositivos, ou seja, durante alteração do estado da rede, as metodologias de atribuição de responsabilidades devem ser aplicadas para calcular a contribuição individual dos consumidores. Na seção seguinte, discute-se a forma como essas medições podem ser conduzidas em tempo real.

B. 1. 3 MEDIÇÕES PARA ANÁLISE EM TEMPO REAL

A identificação precisa e em tempo real das cargas responsáveis por distúrbios na QEE representa um dos principais desafios enfrentados por pesquisadores, concessionárias e indústrias. Essa capacidade é essencial para viabilizar ações mitigatórias mais rápidas e eficazes, contribuindo tanto para a melhoria da QEE e para uma operação mais eficiente dos sistemas elétricos. A detecção precoce desses distúrbios permite evitar danos a equipamentos, interrupções no fornecimento de energia e prejuízos econômicos relevantes.

No contexto da identificação em tempo real de distúrbios na QEE, as Unidades de Medição Fasorial (PMUs, do inglês *Phasor Measurement Units*) representam um avanço tecnológico significativo na supervisão, operação e proteção de redes elétricas. As PMUs permitem a medição em tempo real de fasores de tensão e corrente, sincronizados por sinais de GPS, o que viabiliza a análise coordenada de grandezas elétricas medidas em pontos geográfica e eletricamente distintos, mas com uma referência comum de tempo e ângulo de fase (Phadke; Thorp, 2008).

A norma IEEE C37.118 é a principal referência técnica sobre PMUs, estabelecendo os requisitos para a extração de fasores de tensão e corrente na frequência fundamental (Phadke; Thorp, 2008). Embora essa norma seja essencial para a aplicação das PMUs em sistemas elétricos convencionais, a literatura recente demonstra interesse crescente em expandir suas capacidades. Diversos estudos, como os apresentados em Jain et al. (2017) e Carta et al. (2009), propõem modificações nos algoritmos de processamento de sinais das PMUs, com o objetivo de viabilizar a extração de componentes harmônicas, ampliando significativamente o escopo de aplicação dessas tecnologias. Além disso, há propostas de revisão da própria norma IEEE C37.118, como discutido em Chakir et al. (2014), com vistas à incorporação de novas funcionalidades que respondam às crescentes exigências operacionais das redes elétricas modernas.

O trabalho apresentado em Melo (2018) propõe um algoritmo para a estimação de estados harmônicos em sistemas de distribuição de energia elétrica. Utilizando um modelo detalhado da rede e medições obtidas por um número limitado de PMUs, o algoritmo permite estimar as tensões e correntes harmônicas em todos os barramentos e linhas da rede. A cada 15 minutos, o sistema executa o processo de estimação, extraindo componentes harmônicas a partir dos sinais medidos e processando-os para alimentar o algoritmo de análise. Os dados são transmitidos, via rádio ou cabo, para concentradores de dados fasoriais (PDCs), onde são organizados em vetores de medição e posteriormente processados em um centro de controle. Com isso, é possível estimar o estado elétrico da rede, tanto na frequência fundamental quanto nas componentes harmônicas analisadas (Zhang et al., 2011).

Essa metodologia permite não apenas identificar as cargas responsáveis pelas distorções harmônicas, mas também analisar como essas distorções se propagam ao longo da rede. Com isso, torna-se possível determinar os pontos do sistema que estão injetando ou absorvendo potência harmônica, ampliando a compreensão sobre a dinâmica de distorções em ambientes com múltiplas fontes e cargas não lineares.

Uma das principais vantagens deste protocolo de medição é a possibilidade de realizar análises em tempo real dos problemas relacionados à QEE, permitindo a identificação rápida e precisa das fontes geradoras de harmônicas, independentemente da natureza das cargas conectadas à rede. Essa característica viabiliza a adoção de medidas mitigatórias de forma mais ágil e eficiente. Além disso, a metodologia não requer a medição de corrente em todos os consumidores, o que contribui significativamente para a redução dos custos da implementação.

No entanto, para que o protocolo possa ser implementado de forma confiável, é fundamental que a topologia da rede elétrica, bem como os parâmetros das barras, linhas e impedâncias, sejam previamente conhecidos. Adicionalmente, são necessários estudos complementares para avaliar o desempenho da metodologia em redes elétricas modernas, nas quais a tensão de alimentação apresenta características não ideais, como distorções harmônicas e/ou desequilíbrios entre fases, condições que podem comprometer a acurácia das medições e das estimativas harmônicas.

Portanto, o protocolo de medição proposto pode ser utilizado para a adoção de medidas imediatas, como estratégias de compensação, permitindo a identificação, em tempo real, das principais cargas (consumidores) responsáveis pela deterioração da

QEE. Essa abordagem é especialmente adequada para redes elétricas modernas, dotadas de infraestrutura de automação e comunicação, que viabilizam ações coordenadas e distribuídas entre os diversos usuários conectados à rede.

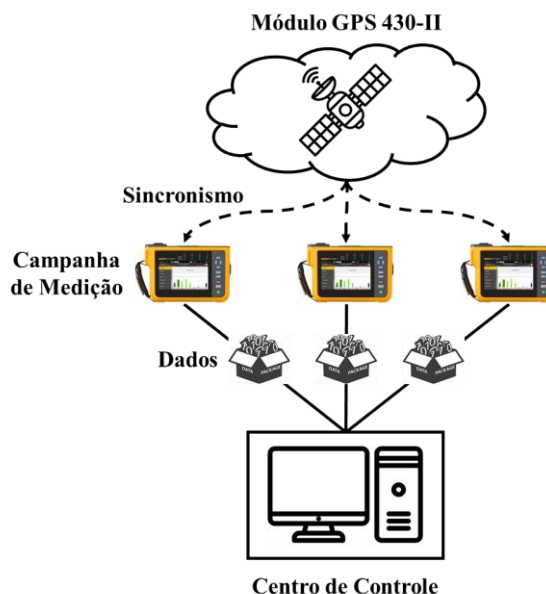
Em resumo, a análise em pós-processamento é utilizada quando os problemas de QEE já estão presentes na rede, tendo como principal objetivo identificar os responsáveis pelos distúrbios, de modo a viabilizar a adoção de medidas corretivas. Por outro lado, a medição em tempo real visa à detecção imediata da origem dos distúrbios, permitindo a aplicação de ações mitigatórias de forma imediata, sem, necessariamente, estabelecer responsabilidades diretas aos consumidores. Na sequência, apresenta-se a aplicação prática das metodologias propostas ao longo deste trabalho.

B. 2 ASPECTOS PRÁTICOS SOBRE AS METODOLOGIAS PROPOSTAS

Este trabalho sugere a análise de metodologias para atribuição de responsabilidades a partir de uma abordagem em pós-processamento, baseada em campanhas de medição previamente realizadas. Tais campanhas são comumente utilizadas para avaliar a QEE, verificando se indicadores como a *DHT* e o *FD* encontram-se dentro dos limites estabelecidos pelas normas vigentes. A proposta consiste em reutilizar os dados coletados nessas campanhas para calcular os percentuais de responsabilidade dos consumidores, uma vez que as metodologias propostas ao longo deste trabalho, MBCPT-D (para desequilíbrios) e MVG (para distorções harmônicas), requerem apenas medições de tensão e corrente para sua aplicação. Destaca-se que a metodologia proposta constitui uma adaptação das campanhas de medição previamente realizadas, uma vez que, por se tratar de uma abordagem multiponto, requer a sincronização das medições de tensão e corrente em todos os pontos do sistema. A Figura 42 apresenta a proposta de implementação das metodologias em aplicações práticas.

Em situações que requerem medições sincronizadas em múltiplos pontos da rede elétrica, como nas metodologias propostas neste trabalho, o sincronismo de tempo e fase entre os dispositivos é garantido por meio de GPS integrados aos equipamentos de medição. As grandezas registradas, incluindo tensão, corrente e indicadores de QEE, são coletadas com precisão temporal e transmitidas a um sistema supervisor (centro de controle) para posterior análise, utilizando arquivos em formato .csv ou .txt.

Figura 42 - Proposta para aplicação das metodologias pós-processamento.



Fonte: Elaboração própria.

A análise inicial dos parâmetros de QEE é conduzida por meio de softwares especializados, como o MATLAB, com rotinas desenvolvidas para o processamento e interpretação de grandezas elétricas registradas em campo. Caso os valores medidos ultrapassem os limites estabelecidos pelas normas vigentes, tornam-se necessárias ações corretivas com base em metodologias de atribuição de responsabilidades. Essas metodologias, implementadas no centro de controle, visam identificar os principais responsáveis por distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão ou outros fenômenos que comprometam a qualidade do fornecimento. Ressalta-se que os protocolos de medição empregados seguem os requisitos definidos pelo Módulo 5 do PRODIST e, consequentemente, pela norma IEC 61000-4-30.

Nesse contexto, a sugestão deste trabalho consiste em utilizar dados de medição provenientes de uma campanha experimental adaptada, ou seja, com medições sincronizadas, visando à aplicação de metodologias de atribuição de responsabilidades conforme a necessidade identificada. Assim, em aplicações práticas, essas metodologias são implementadas e analisadas em uma etapa de pós-processamento, caracterizada pela análise off-line dos dados coletados, possibilitando uma avaliação detalhada da contribuição individual para distúrbios na QEE.

A seguir, apresentam-se as análises relativas ao custo computacional das metodologias propostas neste trabalho, considerando aspectos como complexidade algorítmica e requisitos de processamento. Essa avaliação é essencial para garantir a viabilidade prática das metodologias em aplicações reais, onde eficiência e rapidez são determinantes.

B. 3 ANÁLISE DO NÚMERO DE AMOSTRAS

O objetivo desta seção é apresentar um estudo sobre os custos computacionais das abordagens propostas. Especificamente, busca-se avaliar o impacto da quantidade de amostras nos cálculos do fator de desbalanço da CPT, utilizado para atribuição de responsabilidades relacionadas ao desequilíbrio, e da FFT, aplicada na atribuição por distorções harmônicas.

B. 3. 1 ANÁLISES PARA O FATOR DE DESBALANÇO

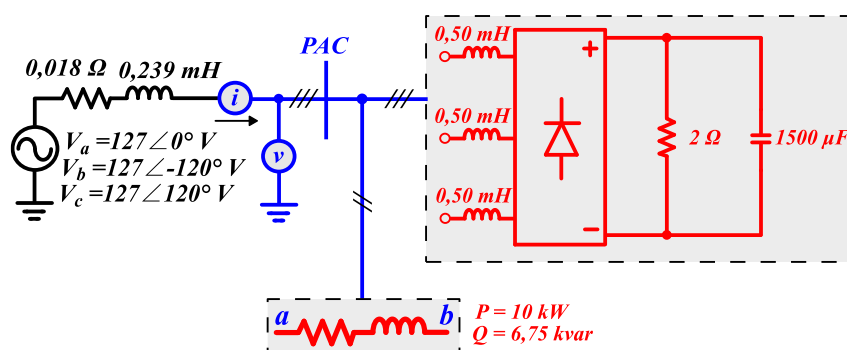
Com o objetivo de avaliar o impacto da quantidade de amostras no cálculo do fator de desbalanço da CPT (λ^u), bem como a influência de diferentes condições de tensão de alimentação, adota-se o desvio padrão (s) como ferramenta estatística para quantificar a variabilidade de λ^u . Essa métrica permite mensurar a dispersão dos valores individuais (λ_i^u) em relação a média ($\bar{\lambda}^u$), considerando um conjunto de n amostras, conforme a seguinte expressão:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_i^u - \bar{\lambda}^u)^2}{n - 1}} \quad (\text{B.1})$$

As análises foram conduzidas considerando uma carga não linear desbalanceada, conforme ilustrado na Figura 43, submetida a diferentes condições de tensão, descritas na seção 4.1.1.

Nos casos 2 e 4, a tensão de alimentação apresenta distorções harmônicas com injeção de 5% da 5ª harmônica e 5% da 7ª harmônica, em relação ao valor eficaz da componente fundamental. Adicionalmente, a tensão desequilibrada é caracterizada por um incremento de 5% na amplitude da fase b, em comparação às demais fases. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 43. Nela, o desvio padrão s_1 refere-se à análise do impacto da variação na quantidade de amostras utilizadas no cálculo de λ^u , enquanto s_2 corresponde à análise sob diferentes condições de tensão de alimentação.

Figura 43 - Cenário para análise de custo computacional do fator de desbalanço.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 43 - Resultados fator de desbalanço sob diferentes quantidades de amostras.

Nº de Amostras	Fator de desbalanço (λ^u)				s_2 [%]
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	
100	0,2476	0,2550	0,2227	0,2226	1,68
128	0,2494	0,2530	0,2234	0,2229	1,63
200	0,2490	0,2529	0,2233	0,2219	1,65
256	0,2500	0,2527	0,2220	0,2210	1,73
300	0,2495	0,2521	0,2242	0,2221	1,60
512	0,2502	0,2530	0,2227	0,2220	1,69
1000	0,2506	0,2533	0,2231	0,2220	1,70
1024	0,2502	0,2529	0,2231	0,2220	1,68
s_1 [%]	0,09	0,08	0,06	0,06	1,79

O valor do desvio padrão s_1 foi inferior a 0,1%, o que indica que, independentemente das condições de tensão de alimentação, o fator de desequilíbrio λ^u não apresenta variações significativas em função do número de amostras utilizadas. Por outro lado, o desvio padrão s_2 foi inferior a 2%, sensivelmente maior que s_1 , evidenciando que o fator de desbalanço é levemente influenciado por alterações nas condições da tensão de alimentação, especialmente em cenários com distorções harmônicas e/ou desequilíbrios entre fases.

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade do índice λ^u às variações no conteúdo harmônico da tensão de alimentação, os casos 2 e 4 foram submetidos a uma série de análises nas quais os níveis das componentes harmônicas de 5ª e 7ª ordem foram ajustados para 3%, 5%, 7% e 10% em relação à componente fundamental. Os resultados dessas análises de sensibilidade são apresentados na Tabela 44.

Tabela 44 - Resultados fator de desbalanço sob diferentes condições de distorções harmônicas.

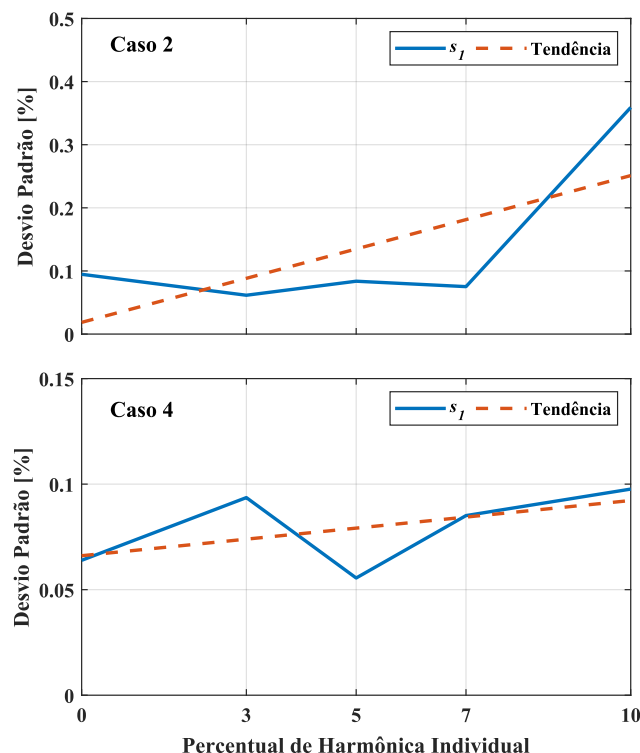
Nº de Amostras	Fator de desbalanço (λ^u)							
	Para 3%		Para 5%		Para 7%		Para 10%	
	Caso 2	Caso 4	Caso 2	Caso 4	Caso 2	Caso 4	Caso 2	Caso 4
100	0,25	0,22	0,26	0,22	0,26	0,22	0,26	0,22
128	0,25	0,23	0,25	0,22	0,26	0,22	0,27	0,22
200	0,25	0,22	0,25	0,22	0,26	0,22	0,26	0,22
256	0,25	0,22	0,25	0,22	0,26	0,22	0,26	0,22
300	0,25	0,22	0,25	0,22	0,25	0,22	0,26	0,22
512	0,25	0,22	0,25	0,22	0,25	0,22	0,26	0,22
1000	0,25	0,22	0,25	0,22	0,26	0,22	0,26	0,22
1024	0,25	0,22	0,25	0,22	0,26	0,22	0,26	0,22
s_1	0,06	0,09	0,08	0,06	0,08	0,09	0,36	0,10

Apesar da variação no conteúdo harmônico da tensão (DHT_V), o fator de desbalanço λ^u apresentou variações mínimas, com um desvio máximo observado de 0,36 % e uma variação de apenas 0,1% no caso 4. A análise da linha de tendência obtida por meio de ajuste polinomial, apresentada na Figura 44, indica que o fator de desbalanço λ^u tende a se tornar ligeiramente mais sensível às alterações em DHT_V , especialmente em cenários com maior distorção, o que pode implicar em pequenas variações na sua acurácia.

Em resumo, o fator de desbalanço demonstrou ser um índice robusto para a identificação de cargas desbalanceadas, apresentando baixa sensibilidade frente às variações nas condições da tensão de alimentação analisadas. Os resultados obtidos indicam que a aplicação da CPT para a avaliação do desequilíbrio de tensão pode ser realizada com uma frequência de amostragem reduzida, em relação aos valores usualmente empregados, sem comprometer significativamente a precisão dos resultados.

A seguir, será realizada uma análise da variação dos resultados obtidos por meio da FFT, com foco na variação da amplitude e da fase das componentes harmônicas em função do tamanho da janela de dados. O objetivo é avaliar a estabilidade das estimativas espectrais frente à alteração do tamanho da janela de análise, visando determinar a quantidade mínima de amostras necessárias para garantir a precisão das medições.

Figura 44 - Análise de sensibilidade do fator de desbalanço.



Fonte: Elaboração própria.

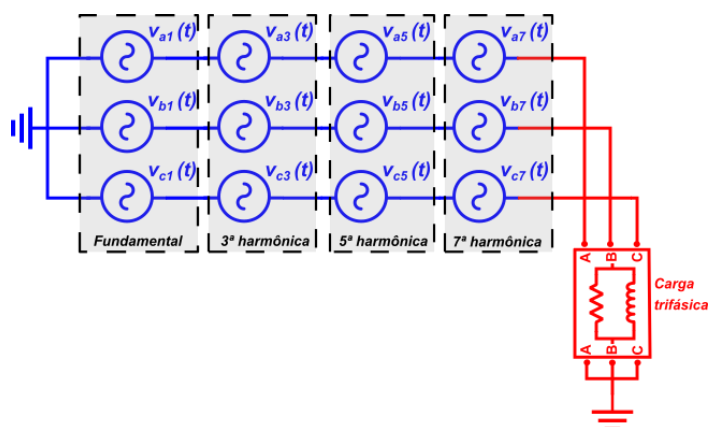
B. 3. 2 ANÁLISES PARA A FFT

Esta seção tem como objetivo avaliar o desempenho da Transformada Rápida de Fourier (FFT) na estimativa dos componentes harmônicos da tensão, considerando o impacto da frequência de amostragem e da quantidade de amostras utilizadas no processo. Para isso, foi modelada uma carga trifásica submetida a uma fonte de tensão composta pela superposição de senoides de diferentes frequências, incluindo a componente fundamental e suas harmônicas. Essa configuração permite analisar a capacidade da FFT em identificar com precisão a amplitude e a fase das componentes espectrais sob diferentes resoluções temporais.

Essa configuração foi concebida de modo a possibilitar a análise individual de desequilíbrios e assimetrias associadas a cada componente harmônica presente na tensão de alimentação. A Figura 45 apresenta o circuito da carga trifásica adotada, enquanto a Tabela 45 descreve as características das fontes de tensão utilizadas nas simulações. A carga é alimentada por quatro componentes de frequência distintas: a fundamental (60 Hz), a 3ª harmônica (180 Hz), a 5ª harmônica (300 Hz) e a 7ª

harmônica (420 Hz), permitindo avaliar o comportamento espectral e fasorial da rede em diferentes condições harmônicas.

Figura 45 - Carga trifásica.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 45 - Características da carga trifásica.

Fase	Harmônico	Frequência [Hz]	Sequência Característica	Amplitude [V]	Ângulo [°]
A	1	60	Positiva	120	25
B	1	60	Positiva	90	-100
C	1	60	Positiva	100	-270
A	3	180	Zero	14	0
B	3	180	Zero	20	-70
C	3	180	Zero	22	-220
A	5	300	Negativa	20	10
B	5	300	Negativa	18	-140
C	5	300	Negativa	16	-20
A	7	420	Positiva	22	30
B	7	420	Positiva	18	-80
C	7	420	Positiva	24	-110

A partir dos dados apresentados na Tabela 45, observa-se que a carga analisada está sujeita simultaneamente à presença de componentes harmônicas e a desequilíbrios de tensão entre fases. Nesse contexto, a aplicação combinada da FFT, para identificação de componentes espectrais, com a técnica das Componentes Simétricas Generalizadas (Tenti et al., 2006), permite decompor e analisar separadamente os efeitos de distorção harmônica e os desequilíbrios fasoriais

presentes no sistema. Essa abordagem possibilita uma avaliação mais precisa dos distúrbios que afetam a QEE na carga trifásica.

Inicialmente, serão apresentados os cálculos analíticos das Componentes Simétricas Generalizadas para cada frequência harmônica de interesse, a fim de caracterizar as componentes de sequência positiva, negativa e zero associadas a cada ordem. Em seguida, será implementada computacionalmente a FFT, por meio da função nativa `fft()` do software MATLAB/SIMULINK. Essa etapa visa validar a aplicação da FFT por meio da comparação com os resultados analíticos, além de analisar seu desempenho em função da variação do número de amostras utilizadas, considerando aspectos como resolução espectral e fidelidade na identificação das componentes harmônicas.

B. 3. 2. 1 CÁLCULO DOS VALORES TEÓRICOS

A fim de exemplificar os cálculos teóricos, serão apresentados os valores obtidos para uma carga trifásica genérica, cujos parâmetros são previamente definidos. Cada frequência harmônica presente no circuito será analisada de forma independente, possibilitando o cálculo das Componentes Simétricas Generalizadas, de sequência zero, positiva, negativa e distorção, associadas a cada ordem harmônica presente no circuito.

Fundamental

Componente Homopolar (zero):

$$V_{o1} = \frac{1}{3} \cdot [(120\angle 25^\circ) + (90\angle -100^\circ) + (100\angle -270^\circ)] = 37,308\angle 33,69^\circ V$$

Componente Heteropolar:

$$\tilde{V}_{1a} = (120\angle 25^\circ) - (37,308\angle 33,69^\circ) = 83,311\angle 21,12^\circ V$$

$$\tilde{V}_{1b} = (90\angle -100^\circ) - (37,308\angle 33,69^\circ) = 118,87\angle -113,12^\circ V$$

$$\tilde{V}_{1c} = (100\angle -270^\circ) - (37,308\angle 33,69^\circ) = 85,164\angle 111,38^\circ V$$

Sequência Positiva:

$$\begin{bmatrix} V_{ap1} \\ V_{bp1} \\ V_{cp1} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 83,311\angle 21,12^\circ \\ 118,87\angle -113,12^\circ \\ 85,164\angle 111,38^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{ap1} \\ V_{bp1} \\ V_{cp1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 93,90\angle 6,42^\circ \\ 93,90\angle -113,58^\circ \\ 93,90\angle 111,38^\circ \end{bmatrix}$$

Sequência Negativa:

$$\begin{bmatrix} V_{an1} \\ V_{bn1} \\ V_{cn1} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha^2 & \alpha \\ \alpha & 1 & \alpha^2 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 83,311 \angle 21,12^\circ \\ 118,87 \angle -113,12^\circ \\ 85,164 \angle 111,38^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{an1} \\ V_{bn1} \\ V_{cn1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 24,98 \angle 128,62^\circ \\ 24,98 \angle -111,38^\circ \\ 24,98 \angle 8,62^\circ \end{bmatrix}$$

Sequência Residual:

$$V_{ra1} = \frac{\tilde{V}_{1a}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{83,311 \angle 21,12^\circ}{3} \cdot [1 + 1 \angle 120^\circ + 1 \angle 240^\circ] = 0 \angle 0^\circ V$$

$$V_{rb1} = \frac{\tilde{V}_{1b}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{118,87 \angle -113,12^\circ}{3} \cdot [1 + 1 \angle 120^\circ + 1 \angle 240^\circ] = 0 \angle 0^\circ V$$

$$V_{rc1} = \frac{\tilde{V}_{1c}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{85,164 \angle 111,38^\circ}{3} \cdot [1 + 1 \angle 120^\circ + 1 \angle 240^\circ] = 0 \angle 0^\circ V$$

3ª harmônica

Componente Homopolar:

$$V_{o3} = \frac{1}{3} \cdot [(14 \angle 0^\circ) + (20 \angle -70^\circ) + (22 \angle -220^\circ)] = 2,042 \angle -49,40^\circ V$$

Componente Heteropolar:

$$\tilde{V}_{3a} = (14 \angle 0^\circ) - (2,042 \angle -49,40^\circ) = 12,766 \angle 6,98^\circ V$$

$$\tilde{V}_{3b} = (20 \angle -70^\circ) - (2,042 \angle -49,40^\circ) = 18,103 \angle -72,28^\circ V$$

$$\tilde{V}_{3c} = (22 \angle -220^\circ) - (2,042 \angle -49,40^\circ) = 24,017 \angle 139,20^\circ V$$

Sequência Positiva:

$$\begin{bmatrix} V_{ap3} \\ V_{bp3} \\ V_{cp3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 12,766 \angle 6,98^\circ \\ 18,103 \angle -72,28^\circ \\ 24,017 \angle 139,20^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{ap3} \\ V_{bp3} \\ V_{cp3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \angle 38,78^\circ \\ 0 \angle 38,78^\circ \\ 0 \angle 38,78^\circ \end{bmatrix}$$

Sequência Negativa:

$$\begin{bmatrix} V_{an3} \\ V_{bn3} \\ V_{cn3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha^2 & \alpha \\ \alpha & 1 & \alpha^2 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 12,766 \angle 6,98^\circ \\ 18,103 \angle -72,28^\circ \\ 24,017 \angle 139,20^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{an3} \\ V_{bn3} \\ V_{cn3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \angle 38,78^\circ \\ 0 \angle 38,78^\circ \\ 0 \angle 38,78^\circ \end{bmatrix}$$

Sequência Residual:

$$V_{ra3} = \frac{\tilde{V}_{3a}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{12,766 \angle 6,98^\circ}{3} \cdot [1 + 1 \angle 360^\circ + 1 \angle 720^\circ] = \mathbf{12,766 \angle 6,98^\circ V}$$

$$V_{rb3} = \frac{\tilde{V}_{3b}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{18,103 \angle -72,28^\circ}{3} \cdot [1 + 1 \angle 360^\circ + 1 \angle 720^\circ] \\ = \mathbf{18,103 \angle -72,28^\circ V}$$

$$V_{rc3} = \frac{\tilde{V}_{3c}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{24,017 \angle 139,20^\circ}{3} \cdot [1 + 1 \angle 360^\circ + 1 \angle 720^\circ] \\ = \mathbf{24,017 \angle 139,20^\circ V}$$

5ª harmônica

Componente Homopolar:

$$V_{o5} = \frac{1}{3} \cdot [(20 \angle 10^\circ) + (18 \angle -140^\circ) + (16 \angle -20^\circ)] = 8,318 \angle -32,94^\circ V$$

Componente Heteropolar:

$$\tilde{V}_{5a} = (20 \angle 10^\circ) - (8,318 \angle -32,94^\circ) = 15,021 \angle 32,16^\circ V$$

$$\tilde{V}_{5b} = (18 \angle -140^\circ) - (8,318 \angle -32,94^\circ) = 21,933 \angle -161,26^\circ V$$

$$\tilde{V}_{5c} = (16 \angle -20^\circ) - (8,318 \angle -32,94^\circ) = 8,11 \angle -6,72^\circ V$$

Sequência Positiva:

$$\begin{bmatrix} V_{ap5} \\ V_{bp5} \\ V_{cp5} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 15,021 \angle 32,16^\circ \\ 21,933 \angle -161,26^\circ \\ 8,11 \angle -6,72^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{ap5} \\ V_{bp5} \\ V_{cp5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{13,148 \angle 69,53^\circ} \\ \mathbf{13,148 \angle -170,47^\circ} \\ \mathbf{13,148 \angle -50,47^\circ} \end{bmatrix}$$

Sequência Negativa:

$$\begin{bmatrix} V_{an5} \\ V_{bn5} \\ V_{cn5} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha^2 & \alpha \\ \alpha & 1 & \alpha^2 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 15,021 \angle 32,16^\circ \\ 21,933 \angle -161,26^\circ \\ 8,11 \angle -6,72^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{an5} \\ V_{bn5} \\ V_{cn5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{9,197 \angle -28,04^\circ} \\ \mathbf{9,197 \angle -148,04^\circ} \\ \mathbf{9,197 \angle 91,96^\circ} \end{bmatrix}$$

Sequência Residual:

$$V_{ra5} = \frac{\tilde{V}_{5a}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{15,021 \angle 32,16^\circ}{3} \cdot [1 + 1 \angle 600^\circ + 1 \angle 1200^\circ] = \mathbf{0 \angle 0^\circ V}$$

$$V_{rb5} = \frac{\tilde{V}_{5b}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{21,933\angle -161,26^\circ}{3} \cdot [1 + 1\angle 600^\circ + 1\angle 1200^\circ] = \mathbf{0\angle 0^\circ V}$$

$$V_{rc5} = \frac{\tilde{V}_{5c}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{8,11\angle -6,72^\circ}{3} \cdot [1 + 1\angle 600^\circ + 1\angle 1200^\circ] = \mathbf{0\angle 0^\circ V}$$

7ª harmônica

Componente Homopolar:

$$V_{o7} = \frac{1}{3} \cdot [(22\angle 30^\circ) + (18\angle -80^\circ) + (24\angle -110^\circ)] = 10,814\angle -64,49^\circ V$$

Componente Heteropolar:

$$\tilde{V}_{7a} = (22\angle 30^\circ) - (10,814\angle -64,49^\circ) = 25,262\angle 55,26^\circ V$$

$$\tilde{V}_{7b} = (18\angle -80^\circ) - (10,814\angle -64,49^\circ) = 8,112\angle -100,88^\circ V$$

$$\tilde{V}_{7c} = (24\angle -110^\circ) - (10,814\angle -64,49^\circ) = 18,143\angle -135,16^\circ V$$

Sequência Positiva:

$$\begin{bmatrix} V_{ap7} \\ V_{bp7} \\ V_{cp7} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 25,262\angle 55,26^\circ \\ 8,112\angle -100,88^\circ \\ 18,143\angle -135,16^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{ap7} \\ V_{bp7} \\ V_{cp7} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{14,834\angle 66,97^\circ} \\ \mathbf{14,834\angle -53,03^\circ} \\ \mathbf{14,834\angle -173,03^\circ} \end{bmatrix}$$

Sequência Negativa:

$$\begin{bmatrix} V_{an7} \\ V_{bn7} \\ V_{cn7} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \alpha^2 & \alpha \\ \alpha & 1 & \alpha^2 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 25,262\angle 55,26^\circ \\ 8,112\angle -100,88^\circ \\ 18,143\angle -135,16^\circ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{an7} \\ V_{bn7} \\ V_{cn7} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{11,15\angle 39,60^\circ} \\ \mathbf{11,15\angle 159,60^\circ} \\ \mathbf{11,15\angle -80,40^\circ} \end{bmatrix}$$

Sequência Residual:

$$V_{ra7} = \frac{\tilde{V}_{7a}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{25,262\angle 55,26^\circ}{3} \cdot [1 + 1\angle 840^\circ + 1\angle 1680^\circ] = \mathbf{0\angle 0^\circ V}$$

$$V_{rb7} = \frac{\tilde{V}_{7b}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{8,112\angle -100,88^\circ}{3} \cdot [1 + 1\angle 840^\circ + 1\angle 1680^\circ] = \mathbf{0\angle 0^\circ V}$$

$$V_{ra7} = \frac{\tilde{V}_{7c}}{3} \cdot [1 + \alpha + \alpha^2] = \frac{18,143\angle -135,16^\circ}{3} \cdot [1 + 1\angle 840^\circ + 1\angle 1680^\circ] = \mathbf{0\angle 0^\circ V}$$

A seguir, será apresentado os valores computacionais obtidos aplicando a técnica FFT para identificação de cada frequência harmônica.

B. 3. 2. 2 VALORES COMPUTACIONAIS

As simulações foram realizadas com duas frequências de amostragem distintas: 15.360 Hz, correspondente a 256 amostras por ciclo, e 245.760 Hz, equivalente a 4.096 amostras por ciclo. A escolha dessas taxas visa avaliar a influência da resolução temporal na extração das Componentes Simétricas Generalizadas. As Tabelas 46 e 47 apresentam os resultados obtidos para cada componente (zero, positiva, negativa e residual), considerando todas as ordens harmônicas analisadas.

Observa-se que, em relação à amplitude, os erros computacionais das Componentes Simétricas Generalizadas foram desprezíveis para todas as ordens harmônicas analisadas. No entanto, em relação a fase, foi verificada uma discrepância mais significativa entre os valores teóricos e os resultados obtidos via simulação. O maior desvio foi identificado para a componente residual (distorção) na frequência de 180 Hz, com um erro de fase correspondente a 61% para 256 amostras por ciclo e 4% para 4096 amostras por ciclo. Esses valores evidenciam que a precisão da FFT aumenta significativamente com o número de amostras por ciclo, especialmente na determinação da fase. Ademais, confirma-se que a presença das harmônicas entre as componentes de sequência está em conformidade com os resultados previstos teoricamente.

Tabela 46 - Análise da FFT para 256 amostras.

Sequência	Parâmetros	Frequência [Hz]			
		60	180	300	420
Zero	Amplitude Computacional [V]	37,3081	2,0425	8,3181	10,8137
	Amplitude Teórica [V]	37,3080	2,0420	8,3180	10,8140
	Fase Computacional [°]	35,1000	-45,1666	-25,8822	-54,6108
	Fase Teórica [°]	33,6900	-49,4000	-32,9400	-64,4900
Positiva	Amplitude Computacional [V]	93,8994	0,0000	13,1487	14,8346
	Amplitude Teórica [V]	93,9000	0,0000	13,1480	14,8340
	Fase Computacional [°]	7,8313	0,0000	76,5933	76,8468
	Fase Teórica [°]	6,4200	0,0000	69,5300	66,9700
Negativa	Amplitude Computacional [V]	24,9870	0,0000	9,1971	11,1504
	Amplitude Teórica [V]	24,9840	0,0000	9,1970	11,1500
	Fase Computacional [°]	130,0343	0,0000	-20,9756	49,4853
	Fase Teórica [°]	128,6200	0,0000	-28,0400	39,6000
Residual	Amplitude Computacional [V]	0,0000	12,7654	0,0000	0,0000
	Amplitude Teórica [V]	0,0000	12,7660	0,0000	0,0000
	Fase Computacional [°]	0,0000	11,2133	0,0000	0,0000
	Fase Teórica [°]	0,0000	6,9800	0,0000	0,0000

Tabela 47 - Análise da FFT para 4096 amostras.

Sequência	Parâmetros	Frequência [Hz]			
		60	180	300	420
Zero	Amplitude Computacional [V]	37,3081	2,0425	8,3181	10,8137
	Amplitude Teórica [V]	37,3080	2,0420	8,3180	10,8140
	Fase Computacional [°]	33,7760	-49,1400	-32,5000	-63,8800
	Fase Teórica [°]	33,6900	-49,4000	-32,9400	-64,4900
Positiva	Amplitude Computacional [V]	93,8994	0,0000	13,1487	14,8346
	Amplitude Teórica [V]	93,9000	0,0000	13,1480	14,8340
	Fase Computacional [°]	6,5074	0,0000	69,9740	67,5798
	Fase Teórica [°]	6,4200	0,0000	69,5300	66,9700
Negativa	Amplitude Computacional [V]	24,9870	0,0000	9,1971	11,1504
	Amplitude Teórica [V]	24,9840	0,0000	9,1970	11,1500
	Fase Computacional [°]	128,7104	0,0000	-27,5949	40,2183
	Fase Teórica [°]	128,6200	0,0000	-28,0400	39,6000
Residual	Amplitude Computacional [V]	0,0000	12,7654	0,0000	0,0000
	Amplitude Teórica [V]	0,0000	12,7660	0,0000	0,0000
	Fase Computacional [°]	0,0000	7,2417	0,0000	0,0000
	Fase Teórica [°]	0,0000	6,9800	0,0000	0,0000

Erros significativos na aplicação da técnica podem estar relacionados a falhas na implementação da metodologia, particularmente no cálculo das Componentes Simétricas Generalizadas. Este cálculo requer que a quantidade de amostras por ciclo seja um múltiplo de 3 (por exemplo, 255 ou 4095 amostras), pois envolve a divisão do sinal em frações de $1/3$ e $2/3$ do período. Quando a quantidade de amostras não atende a essa condição, os pontos de divisão resultam em índices não inteiros, inviabilizando a correta identificação das posições das amostras no vetor de dados. Como consequência, o MATLAB pode apresentar erros de indexação, comprometendo a exatidão dos resultados e a integridade da implementação.

B. 4 CONSIDERAÇÕES

Este capítulo apresentou a aplicação prática das metodologias de atribuição de responsabilidades. Em redes elétricas convencionais, a análise é comumente realizada em pós-processamento, por meio de campanhas de medição que identificam distúrbios de QEE após sua ocorrência. Nesses casos, as metodologias são aplicadas posteriormente para determinar os agentes responsáveis. Já em redes elétricas modernas, equipadas com infraestrutura de medição e comunicação em tempo real, tais metodologias podem ser implementadas de forma online, possibilitando a detecção imediata das cargas causadoras dos distúrbios e a adoção instantâneas de ações corretivas, como técnicas de compensação. Além disso, foram

avaliados os custos computacionais das metodologias propostas. Observou-se que o fator de desbalanço da CPT (MBCPT-D) não apresentou variações significativas, independentemente do número de amostras, viabilizando sua aplicação com frequência de amostragem relativamente baixa, como 15.360 Hz (256 amostras). Por outro lado, nos testes com a FFT, constatou-se que o aumento do número de amostras reduz o erro na identificação das amplitudes e fases harmônicas.

Destaca-se, ainda, que a metodologia é compatível com diferentes técnicas de análise espectral para a identificação de harmônicos. A Tabela 48 apresenta um resumo comparativo das principais abordagens utilizadas para este fim.

Tabela 48 - Análise comparativa entre técnicas de identificação de harmônicas.

Técnicas	Vantagens	Desvantagens	Função no MATLAB
DFT/FFT (Oppenheim et al., 1998; Yu et al., 2011)	• Algoritmo rápido e eficiente para estimação de harmônicas. • Separação de cada componente harmônica em amplitude e fase.	• A frequência de amostragem deve ser igual ao número de amostras multiplicado pela frequência fundamental; • Deve ser aplicada a um número inteiro de ciclos da fundamental para obter resultados precisos, logo, não tem resultados precisos para inter harmônicos. • Não apresenta resultados satisfatórios para sinais não estacionários.	Sim
PLL (Marafão et al., 2005)	• Desenvolvida no domínio do tempo, logo, menor esforço computacional. • A convergência superior para a estimativa da frequência do sistema de potência pode fazer com eficiência a sincronização entre os sinais analisados e os estimados. • Pode estimar harmônicos e inter harmônicos variantes no tempo.	• A estrutura da conexão em série pode causar convergência lenta nos harmônicos de alta ordem; • Para eliminar a influência dos inter harmônicos, filtros ou outras técnicas são necessários para a conexão em paralelo do PLL. • A precisão e velocidade da convergência depende dos parâmetros (ganhos e valores bases) utilizados no PLL.	Não
STFT (Gomes et al., 2017; Piedad et al., 2024; Subhashree et al., 2016)	• Boa Eficiência computacional. • Estimação de harmônicos e inter harmônicos. • Análise de sinais não estacionários.	• Janela temporal fixa, ou seja, não obtém boa análise no tempo e na frequência, simultaneamente;	Não
Transformada Wavelet (Gomes et al., 2017; Silveira et al., 2007; Thangaraj et al., 2016)	• Estimação de harmônicos e inter harmônicos. • Aplicação em sinais não estacionários. • Análise em multi-resolução, ou seja, visualização do sinal em diferentes escalas de frequência.	• Devido a uma grande variedade de filtros desenvolvidos para problemas específicos, uma escolha arbitrária da família de wavelets pode acarretar grandes perdas de partes significativas do sinal.	Sim

Portanto, este anexo abordou a aplicação prática das metodologias de atribuição de responsabilidades, considerando medições em regime permanente e análises em pós-processamento, em conformidade com normas como a IEEE 519 e

a IEC 61000-4-30. Nessa configuração, a atribuição de responsabilidades pode ser realizada a partir de campanhas de medição, sem interferir na operação da rede. Além disso, verificou-se que os métodos baseados na CPT demandam menor esforço computacional, uma vez que podem ser implementadas com frequências de amostragem inferiores às exigidas por abordagens convencionais, como o MVHT.