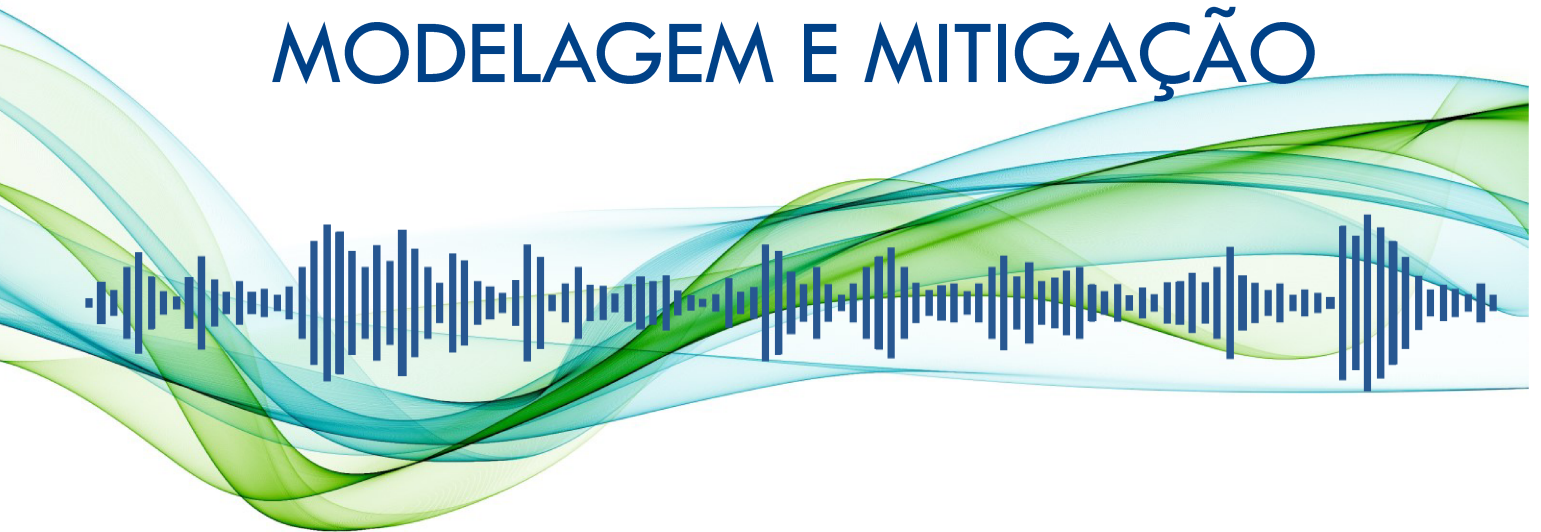


Tese de Doutorado

UFU
FEELT



ANÁLISE DA INSTABILIDADE
HARMÔNICA EM COMPLEXOS
EÓLICOS COM AEROGERADORES
DO TIPO DFIG:FUNDAMENTAÇÃO,
MODELAGEM E MITIGAÇÃO



GIORDANNI DA SILVA TRONCHA
UBERLÂNDIA, 2024

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

T852 Troncha, Giordanni da Silva, 1993-
2024 Análise da Instabilidade Harmônica em Complexos Eólicos com Aerogeradores do Tipo DFIG: Fundamentação, Modelagem e Mitigação [recurso eletrônico] / Giordanni da Silva Troncha. - 2024.

Orientador: Ivan Nunes Santos.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em:
<http://doi.org/10.14393/ufu.te.2024.44157>

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



**Análise da Instabilidade Harmônica em Complexos Eólicos com
Aerogeradores do Tipo DFIG:
Fundamentação, Modelagem e Mitigação.**

Trabalho apresentado por Giordanni da Silva Troncha à
Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos
para a defesa da Tese de Doutorado.

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos (Orientador) - UFU
José Carlos de Oliveira – UFU
Luciano Coutinho Gomes – UFU
Fernando Cardoso Melo - UnB
Fabrício Augusto Matheus Moura - UFTM



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 337, PPGEELT				
Data:	Dezessete de junho de dois mil e vinte e quatro	Hora de início:	8h30	Hora de encerramento:	11h00
Matrícula do Discente:	11913EEL010				
Nome do Discente:	Giordanni da Silva Troncha				
Título do Trabalho:	Análise da Instabilidade Harmônica em Complexos Eólicos com Aero geradores do Tipo DFIG: Fundamentação, Modelagem e Mitigação				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Ivan Nunes Santos. Título do projeto: Método Modificado da Superposição para o Compartilhamento de Responsabilidades Harmônicas. Agência financiadora: ANEEL - Neoenergia. Número do processo na agência financiadora: PD-7284-0001/2016. Vigência do projeto: 07/2016 a 07/2021.				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Professores Doutores: José Carlos de Oliveira (UFU), Luciano Coutinho Gomes (UFU), Fernando Cardoso Melo (UnB), Fabrício Augusto Matheus Moura (UFTM), e Ivan Nunes Santos, orientador do discente.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Dr. Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir o candidato. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o candidato:

APROVADO.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Augusto Matheus Moura, Usuário Externo**, em 17/06/2024, às 12:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de](#)

[2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/06/2024, às 12:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luciano Coutinho Gomes, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/06/2024, às 12:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Cardoso Melo, Usuário Externo**, em 17/06/2024, às 12:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **José Carlos de Oliveira, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/06/2024, às 12:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5404879** e o código CRC **AE0F4DB7**.

Referência: Processo nº 23117.033028/2024-05

SEI nº 5404879

Dedico este trabalho em memória dos familiares perdidos durante esta caminhada, em especial a meus tios, minha avó Maria e meu avô Adão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela força, graças e bênçãos concedidas ao longo de minha vida.

Aos meus pais Júlio César e Kennia Márcia, bem como meu irmão Vinícius, pelo apoio, carinho e suporte durante todo este trajeto.

A minha esposa, Beatriz Nacamura, pela confiança, carinho, suporte, força e alegrias proporcionadas sempre.

Ao professor, orientador e amigo Ivan Nunes Santos, pela confiança, apoio e amizade, que ajudaram a idealizar e realizar esse trabalho.

Aos amigos do Laboratório de Qualidade de Energia Elétrica e demais laboratórios de pesquisa, em especial os de maior convivência no dia a dia.

Aos amigos de longa data e familiares pelo suporte e apoio de sempre.

Agradeço, por fim, a Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia pela oportunidade e a CAPES pelo incentivo financeiro.

RESUMO

Os sistemas elétricos de potência vêm sofrendo mudanças drásticas no que diz respeito à uma série de fatores que influenciam seu padrão de operação convencional. Isto se deve principalmente ao fato de um apelo mundial por políticas sustentáveis, assim como a popularização e a redução do custo de tecnologias que fazem uso de semicondutores. Nesse sentido, tem-se, na atualidade, a integração massiva de fontes de energia renováveis centralizadas de características não-lineares, unidades de geração distribuídas (GDs) e cargas não-lineares, tais como os veículos elétricos e controladores de velocidade de motores.

Nesse âmbito, à medida que novas tecnologias no setor de energias tornam-se mais maduras e novos recursos são gradualmente desenvolvidos, uma diversidade de tipos de fontes de geração de energia vem sendo incorporadas às redes elétricas modernas, tornando-se uma parcela significativa da matriz energética do país.

O aumento expressivo da demanda energética global na última década, bem como as crescentes preocupações com o aquecimento global têm acarretado processos de buscas por tecnologias alternativas às tradicionais, de modo a caminhar para um suprimento energético com o foco na descarbonização do setor elétrico. Isto, por sua vez, provoca uma mudança nos paradigmas de geração e consumo de eletricidade e, em consequência, estimula uma transição energética.

Diante de tais considerações, a presente tese tem se propôs a esclarecer as diferenças conceituais dos fenômenos de emissão harmônica, além de propor uma revisão bibliográfica detalhada dos principais métodos de modelagem de sistemas eólicos, com foco em estratégias no domínio do tempo. Para tanto, três distintos modelos de aerogeradores foram implementados no simulador ATPDraw®.

Além disso, após a avaliação computacional, foi realizada uma investigação prática de estratégias de análise desses fenômenos, utilizando para tanto as ferramentas computacionais abordadas e medições realizadas em campo. Na sequência, foram propostos métodos de mitigação de tais eventos, considerando não apenas a eficácia técnica, mas também o custo-benefício da aplicação.

ABSTRACT

Electrical power systems have been undergoing drastic changes with regard to a series of factors that influence their conventional operating pattern. This is mainly due to a worldwide call for sustainable policies, as well as the popularization and reduction in the cost of technologies that use semiconductors. In this sense, there is currently a massive integration of centralized renewable energy sources with non-linear characteristics, distributed generation units (DGs) and non-linear loads, such as electric vehicles and motor speed controllers. In this context, as new technologies in the energy sector become more mature and new resources are gradually developed, a diversity of types of energy generation sources are being incorporated into modern electrical grids, becoming a significant portion of the country's energy matrix. The significant increase in global energy demand in the last decade, as well as growing concerns about global warming, have led to processes of searching for alternative technologies to traditional ones, in order to move towards an energy supply focused on the decarbonization of the electricity sector. This, in turn, causes a change in the paradigms of electricity generation and consumption and, consequently, stimulates an energy transition.

In view of these considerations, this thesis has proposed to clarify the conceptual differences of harmonic emission phenomena, in addition to proposing a detailed bibliographic review of the main methods of modeling wind systems, focusing on strategies in the time domain. To this end, three different wind turbine models were implemented in the ATPDraw® simulator.

In addition, after the computational evaluation, a practical investigation of strategies for analyzing these phenomena was carried out, using the computational tools discussed and measurements performed in the field. Subsequently, methods for mitigating such events were proposed, considering not only the technical effectiveness, but also the cost-benefit of the application.

SUMÁRIO

RESUMO	4
ABSTRACT.....	5
FIGURAS E ILUSTRAÇÕES	8
TABELAS.....	10
EQUAÇÕES	10
1. INTRODUÇÃO	11
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	11
1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA E ESCOPO DA PESQUISA	14
1.2.1 Quanto à origem das oscilações harmônicas.....	14
1.2.2 Quanto aos efeitos das oscilações harmônicas	15
1.2.3 Quanto aos casos pelo mundo	15
1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	16
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES SOBRE A INSTABILIDADE HARMÔNICA	18
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	18
2.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.2.1 Distorções harmônicas e inter-harmônicas	18
2.2.2 Ressonâncias harmônicas	23
2.2.3 Instabilidades harmônicas	25
2.3 FUNDAMENTOS CORRELATOS À ESTABILIDADE HARMÔNICA	27
2.4 PRINCIPAIS FERRAMENTAS DE ANÁLISE	31
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	33
3. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE GERAÇÃO EÓLICA PARA ESTUDOS DE OSCILAÇÕES HARMÔNICAS	34
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	34
3.2 FERRAMENTA COMPUTACIONAL – ATP (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM)	34
3.2.1 O que é?	34
3.2.2 Princípios operacionais do software.....	35
3.2.3 Módulos de simulação	35
3.3 DIRETRIZES OPERATIVAS (GRID-CODES)	35
3.4 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA.....	37
3.4.1 Rede externa equivalente.....	37
3.4.2 Rede interna	38
3.5 MODELAGEM DO AEROGERADOR DFIG (TIPO III)	42
3.5.1 Vento e Turbina	42
3.5.2 Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG)	44
3.5.3 Conversores GSC e RSC - <i>detalhados</i>	48
3.5.4 Conversores GSC e RSC - <i>simplificados</i>	53

3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	55
4.	AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DE DESEMPENHO DO MODELO PROPOSTO	56
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	56
4.2	COMPLEXO ELÉTRICO IMPLEMENTADO.....	56
4.3	ESTUDOS DE CASOS.....	59
4.3.1	Estudo de caso 1 – Operação dos modelos de aerogeradores em barramento sem <i>background distortion</i> 60	
4.3.2	Operação dos modelos de aerogeradores em barramento com <i>background distortion</i>	61
4.3.3	Análise dos resultados.....	62
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	63
5.	ESTUDO DE CASO PRÁTICO E MITIGAÇÃO – OSCILAÇÕES EM PARQUE EÓLICO BRASILEIRO.....	64
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	64
5.2	CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO.....	64
5.3	MEDIÇÕES REALIZADAS EM CAMPO	66
5.3.1	Campanha de Medições 01 – 12/2019.....	67
5.3.2	Campanha de Medições 02 – 12/2020.....	76
5.4	ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO DOS DISTÚRBIOS	78
5.4.1	Filtragem passiva	78
5.4.2	Filtragem ativa.....	93
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	100
6.	CONCLUSÕES.....	101
	REFERÊNCIAS.....	103
	APÊNDICE A. ALGUNS TRABALHOS DESENVOLVIDOS ATÉ O MOMENTO.....	115
	APÊNDICE B. TOPOLOGIA DO AEROGERADOR	1
	APÊNDICE C. PARÂMETROS DO FILTRO ATIVO.....	2

FIGURAS E ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Matriz elétrica mundial. Adaptado de [6].....	12
Figura 1.2 - Matriz elétrica brasileira (Potência instalada). Adaptado de [7].....	12
Figura 1.3 - Oferta interna de energias. Adaptado de [8]	13
Figura 2.1 - Espectros harmônicos gerados por um conversor ativo. Fonte: Autoria própria.	22
Figura 2.2 - Conversores eletrônicos (VSCs) conectados à rede elétrica. Fonte: Autoria própria.	23
Figura 2.3 - Ressonância harmônica. Fonte: Autoria própria.....	25
Figura 2.4 - Diagrama genérico de um conversor auto comutável. Fonte: Autoria própria.	28
Figura 2.5 - Diagrama esquemático do conversor-rede. Fonte: Autoria própria.....	28
Figura 2.6 - Diagrama esquemático equivalente do conversor VSC com a admitância referente à dinâmica do controle. Fonte: Autoria própria.....	29
Figura 2.7 - Mapa de frequências passíveis de ocorrência de instabilidade harmônica. Fonte: Autoria própria.....	30
Figura 2.8 - Princípio básico do método de análise de estabilidade baseado em impedância. Fonte: Autoria própria.....	32
Figura 3.1 - Diagrama de blocos da conversão de energia em um sistema de geração eólico.	42
Figura 3.2 - Sistema equivalente da unidade de geração eólica. Fonte: Autoria própria.....	42
Figura 3.3 - Malha de controle do ângulo Pitch [138].....	43
Figura 3.4 - Modelo mecânico da turbina. Fonte: Autoria própria.....	43
Figura 3.5 - Representação do sistema mecânico no ATPDraw® utilizando MODELS e TACs. Fonte: Autoria própria.....	44
Figura 3.6 - Representação matemática do DFIG. Fonte: Autoria própria.	46
Figura 3.7 - Diagrama de controle do RSC. Adaptado de [150].....	49
Figura 3.8 - Diagrama de controle do GSC. Adaptado de [150].....	50
Figura 3.9 - Esquemático do PLL utilizado. Adaptado de [150].	50
Figura 3.10 - Representação do conversor GSC no ATPDraw®. Fonte: Autoria própria.	51
Figura 3.11 - Representação do conversor RSC no ATPDraw®. Fonte: Autoria própria.	52
Figura 3.12 - Modelagem do conversor simplificado DAVM (b) Conversor com emulador de chaveamento (c) Estrutura do emulador de chaveamento. Adaptado de [157].....	54
Figura 3.13 - Representação do conversor de forma simplificada – SFM.....	55
Figura 4.1 - Diagrama elétrico implementado no ATPDraw®. Fonte: Autoria própria.	56
Figura 4.2 - (a) Espectro harmônico obtido para cada modelo (b) Forma de onda da tensão na fase A em 690Vf-f (c) Corte da forma de onda de tensão – Caso 1.	61
Figura 4.3 - Espectro harmônico obtido para cada modelo (b) Forma de onda da tensão na fase A em 690Vf-f (c) Corte da forma de onda de tensão – Caso 2.....	62
Figura 5.1 - Macroestrutura do Parque Eólico estudado. Fonte: Autoria própria.	65
Figura 5.2 - Topologia da rede elétrica interna do parque eólico – CGE01. Fonte: Autoria própria. ...	66
Figura 5.3 - Topologia da rede elétrica interna do parque eólico – CGE02. Fonte: Autoria própria. ...	66
Figura 5.4 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV da SE-COL.....	68
Figura 5.5 - Espectro harmônico da fase A em 12 kV da SE-COL.....	68
Figura 5.6 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 1.	69
Figura 5.7 - Espectro harmônico da tensão na fase A em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 1.....	69
Figura 5.8 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 1.	69
Figura 5.9 - Espectro harmônico da tensão na fase A em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 1.....	70
Figura 5.10 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 2.	70
Figura 5.11 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 2.	70
Figura 5.12 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 2.	71
Figura 5.13 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 2.	71
Figura 5.14 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 3.	71
Figura 5.15 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 3.	72
Figura 5.16 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 3.	72
Figura 5.17 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 3.	72
Figura 5.18 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 4.	73
Figura 5.19 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 4.	73
Figura 5.20 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 4.	73
Figura 5.21 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 4.	74
Figura 5.22 - Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 5.	74

Figura 5.23 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 5.	75
Figura 5.24 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 5.	75
Figura 5.25 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 5.	75
Figura 5.26 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (SE-COL) – Transformador.	77
Figura 5.27 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (SE-COL) – Transformador.	77
Figura 5.28 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Demais aerogeradores da central desconectados.	78
Figura 5.29 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Demais aerogeradores da central desconectados.	78
Figura 5.30 – Esquema elétrico da proposta de solução 01. Fonte: Autoria própria.	79
Figura 5.31 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	80
Figura 5.32 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	80
Figura 5.33 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – com filtro.	80
Figura 5.34 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.	81
Figura 5.35 – Forma de onda da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.	81
Figura 5.36 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.	82
Figura 5.37 – Forma de onda da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.	82
Figura 5.38 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.	82
Figura 5.39 – Esquema elétrico da proposta de solução 02. Fonte: Autoria própria.	83
Figura 5.40 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	83
Figura 5.41 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	84
Figura 5.42 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – com filtro.	84
Figura 5.43 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.	85
Figura 5.44 – Forma de onda da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.	85
Figura 5.45 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.	86
Figura 5.46 – Forma de onda da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.	86
Figura 5.47 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.	86
Figura 5.48 – Esquema elétrico da proposta de solução 03. Fonte: Autoria própria.	87
Figura 5.49 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.	88
Figura 5.50 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.	88
Figura 5.51 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.	88
Figura 5.52 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.	89
Figura 5.53 – Esquema elétrico da proposta de solução 04. Fonte: Autoria própria.	89
Figura 5.54 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	90
Figura 5.55 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	90
Figura 5.56 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – com filtro.	90
Figura 5.57 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.	91
Figura 5.58 – Forma de onda da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.	91
Figura 5.59 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.	91
Figura 5.60 – Forma de onda da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.	92
Figura 5.61 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.	92
Figura 5.62 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – sem filtro.	94
Figura 5.63 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – sem filtro.	94
Figura 5.64 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.	94
Figura 5.65 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.	95
Figura 5.66 – Forma de onda da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	95
Figura 5.67 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.	95
Figura 5.68 – Esquema elétrico da alternativa 1. Fonte: Autoria própria.	96
Figura 5.69 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.	96
Figura 5.70 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – sem filtro.	97
Figura 5.71 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.	97
Figura 5.72 – Sistema de controle aplicado no inversor GSC do aerogerador na alternativa 2. Adaptado de [158].	98
Figura 5.73 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.	98
Figura 5.74 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.	98
Figura 5.75 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.	99
Figura 5.76 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.	99
Figura 5.77 – Forma de onda da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.	99
Figura 5.78 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.	100

TABELAS

Tabela 3.1 - Códigos de rede para operação de sistemas eólicos – Condições nominais.	36
Tabela 3.2 - Códigos de rede para operação de sistemas eólicos – Condições não ideais.	36
Tabela 3.3 - Opções de Modelos de Transformadores.	38
Tabela 3.4 - Parâmetros para a correção da resistência	41
Tabela 3.5 - Documentos técnicos relacionados a modelagem dos geradores de indução duplamente excitados para análises harmônicas.	45
Tabela 3.6 - Opções de Modelos de Máquina de Indução.	48
Tabela 4.1 - Parâmetros do sistema equivalente.	57
Tabela 4.2 - Parâmetros do gerador de indução duplamente excitado (DFIG).	57
Tabela 4.3 - Parâmetros do <i>RSC – Rotor Side Converter</i>	58
Tabela 4.4 - Parâmetros do <i>GSC – Grid Side Converter</i>	58
Tabela 4.5 - Parâmetros do transformador de acoplamento.	58
Tabela 4.6 - Desvio padrão entre as tensões True-RMS.	62
Tabela 4.7 - Tempos de simulação.	62
Tabela 5.1 – Características dos cabos e linhas de transmissão da rede interna do Parque Eólico.	65
Tabela 5.2 – Equipamentos de medição utilizados.	66
Tabela 5.3 – Pontos de filtragem	78
Tabela 5.4 – Análise de custo x benefício das soluções apresentadas.	93

EQUAÇÕES

Equação 2.1.....	19
Equação 2.2.....	20
Equação 2.3.....	20
Equação 2.4.....	20
Equação 2.5.....	20
Equação 2.6.....	22
Equação 2.7.....	27
Equação 2.8.....	27
Equação 2.9.....	33
Equação 2.10.....	33
Equação 3.1.....	41
Equação 3.2.....	42
Equação 3.3.....	42
Equação 3.4.....	42
Equação 3.5.....	43
Equação 3.6.....	44
Equação 3.7.....	45
Equação 3.8.....	46
Equação 3.9.....	47
Equação 3.10.....	47
Equação 3.11.....	47
Equação 3.12.....	47
Equação 3.13.....	47
Equação 3.14.....	50
Equação 3.15.....	53
Equação 3.16.....	53
Equação 3.17.....	54
Equação 3.18.....	54

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Apesar de um crescimento da demanda de energia no século XXI, de uma forma geral, o ano de 2020 foi marcado por uma queda na demanda global de eletricidade e outros combustíveis, o que causou certo desconforto principalmente aos agentes geradores que utilizam como fonte primária combustíveis fósseis e reações nucleares. Na contramão dessa desaceleração do consumo, causada principalmente pela pandemia do Covid-19, o uso de energias renováveis aumentou cerca de 3% em 2020. A razão desse crescimento pode ser explicada pelos longos contratos firmados nesses empreendimentos, acesso prioritário à rede elétrica, bem como a instalação contínua de novas unidades devido aos incentivos governamentais. Segundo o *IEA Global Energy Review* o carvão foi a fonte de eletricidade mais atingida em 2020, com queda de cerca de 440 TWh. A queda de 4,4% na geração a partir do carvão foi o maior declínio absoluto já observado em todos os tempos e o maior declínio relativo nos últimos 50 anos. A União Europeia foi responsável por um montante de cerca de 23% desse declínio, em grande parte compensado por aumentos na geração por fontes renováveis [1].

No quesito fontes renováveis de geração, a geração eólica teve destaque nos últimos anos, alcançando o maior aumento dentre as fontes renováveis, crescendo cerca de 275 TWh apenas no ano de 2021. China e Estados Unidos estão na vanguarda dos investimentos nesse tipo de tecnologia, com políticas de incentivo que os levaram a produzir juntos no último ano mais da metade da produção eólica global [2]. Dentre os atrativos desse tipo de geração, pode-se destacar o curto prazo de implementação, baixo custo de construção comparado a outros tipos de tecnologia, baixa manutenção, além de contribuir para os aspectos ambientais e propiciar uma facilidade do ponto de vista das montagens físicas [3].

Em termos da geração fotovoltaica, a China continua sendo o maior mercado de equipamentos, acompanhada de perto pelos Estados Unidos, que contam com uma série de incentivos a nível federal e estadual. No âmbito global, a geração fotovoltaica teve aumento de cerca de 18% no ano de 2021. Ainda no contexto da geração solar, tem-se a crescente penetração das unidades de geração distribuída, as quais contam com mais de 19,5 GW de potência instalada no Brasil (abril/2023) e se mostram com uma tendência de expansão com a evolução da tecnologia e descentralização da produção dos componentes inerentes aos geradores [4]. Em território nacional, os principais recursos de geração distribuídos são as usinas fotovoltaicas e pequenas centrais hidrelétricas com potência máxima de 5 MW [5]. Esses arranjos permitem gerar energia nas proximidades dos centros de consumo e podem ser conectados na baixa e média tensão, de forma trifásica, bifásica ou monofásica.

De modo geral, o aumento na geração de eletricidade via fontes renováveis deve elevar a participação dessa categoria a um máximo histórico de 30% da matriz elétrica. A Figura 1.1 ilustra a matriz elétrica global atual.

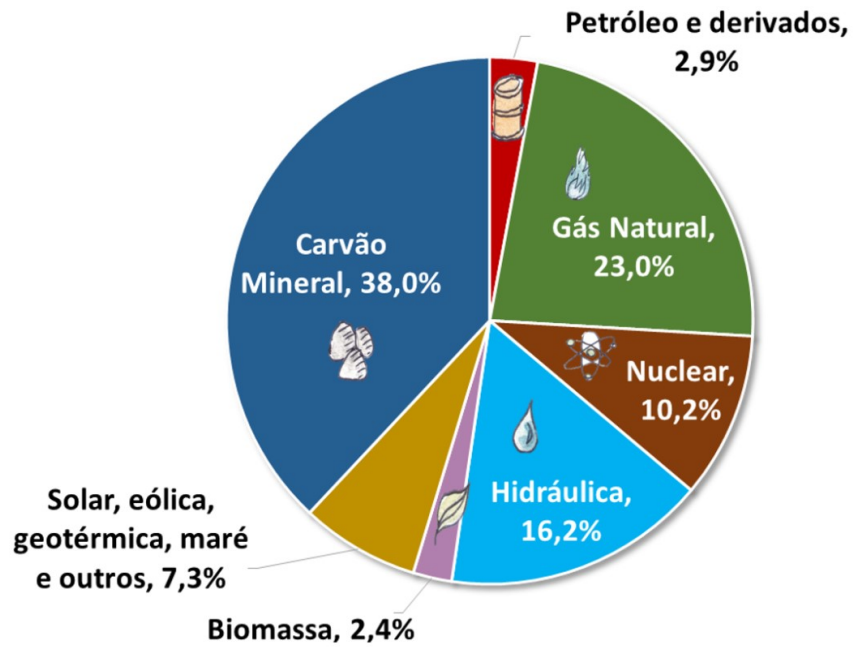


Figura 1.1 - Matriz elétrica mundial. Adaptado de [6]

No Brasil, liderado pelas usinas hidrelétricas, tem-se uma hegemonia das fontes de geração do tipo renováveis na composição da matriz elétrica. Além disso, os incentivos governamentais se mostram como facilitadores para o aumento de fontes de geração eólicas e fotovoltaicas no país. Estas tecnologias já representam cerca de 17,20% da geração de eletricidade, em 2023. Além disso, a energia eólica foi a fonte que mais cresceu na matriz elétrica brasileira em 2023, alcançando uma capacidade instalada expressiva de 24,92 GW (13,12%). Hoje, o sistema brasileiro possui cerca de 190 GW de capacidade instalada centralizada na matriz elétrica [7]. A Figura 1.2 ilustra a matriz elétrica brasileira, bem como sua distribuição.

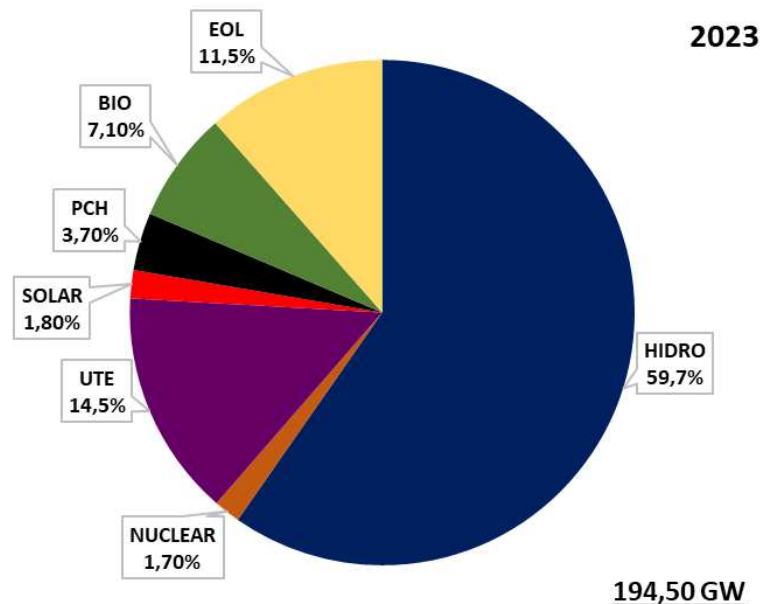


Figura 1.2 - Matriz elétrica brasileira (Potência instalada). Adaptado de [7]

Aliado ao exposto acima, a título de ilustração, a Figura 1.3, mostra um gráfico da evolução da oferta interna de energia renovável no Brasil, desde a década de 2007 até os dias atuais, com destaque as fontes de geração eólica, biomassa, nuclear e solar fotovoltaica. Nele, é possível

observar com clareza uma tendência de aumento dessas fontes de geração, com destaque ao aumento expressivo da geração eólica a partir de 2020.

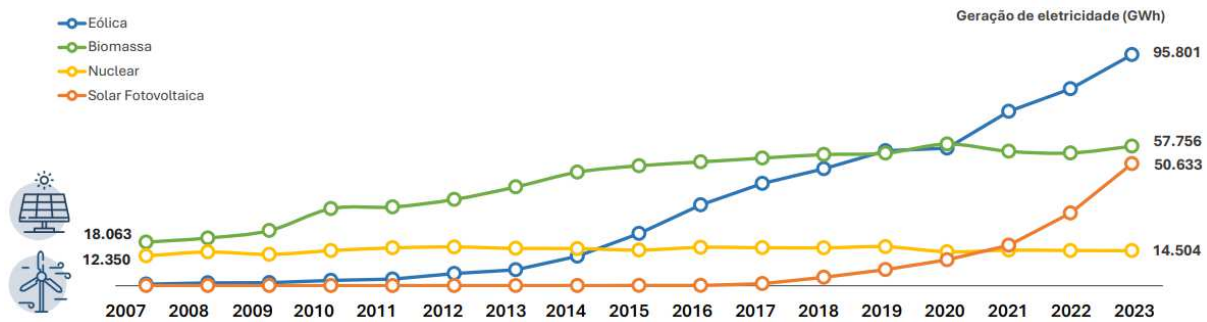


Figura 1.3 – Oferta interna de energias. Adaptado de [8]

Em termos de consumo de energia elétrica, uma série de mudanças também vêm sendo observadas. Destaque ao advento da mobilidade elétrica. Os veículos elétricos ainda têm muito que evoluir, principalmente no que diz respeito às tecnologias das baterias, contudo a tendência é que isso seja suplantado nos próximos anos. Em nível mundial, a China é líder de vendas de carros elétricos, na sequência vêm Estados Unidos e França. A Noruega é o país com a maior proporção de carros elétricos e já possui uma frota maior desses veículos em comparação aos tradicionais [9]. No Brasil, a expansão dessa categoria de veículos tem crescido continuamente, esbarrando ainda nos custos elevados. Em termos de estrutura do sistema elétrico para absorver tal demanda, a ANEEL, vem estimulando discussões sobre o assunto, bem como pesquisas estratégicas [10].

Para além da geração e consumo, uma série de outros equipamentos modernos, tais como os condicionadores de energia ou *FACTS – Flexible AC Transmission Systems* e os elos de transmissão *HVDC – High Voltage Direct Current*, também são tecnologias cada vez mais difundidas pelo mundo [11].

Desta maneira, imerso nessa mudança generalizada da conjuntura estrutural do setor elétrico, crescem as preocupações por parte dos órgãos de regulação e operação do sistema quanto ao fornecimento de energia elétrica com desempenho adequado, abrangendo o maior número de consumidores possíveis, obedecendo os requisitos de qualidade, continuidade e segurança operacional [12]. Em termos da qualidade da energia elétrica, a implantação destas novas tecnologias, com características operacionais distintas e ditas não-lineares, tende a causar malefícios aos padrões de suprimento e devem, sobremaneira, serem previstos e, caso necessário, mitigados.

Dentre os distúrbios em regime permanente, destacam-se as distorções na forma de onda da tensão e corrente, as quais atualmente podem ser denominadas de distorções harmônicas e inter-harmônicas. Dentro da classe de distúrbios interharmônicos ainda existe uma nova sub-divisão de acordo com a frequência de surgimento das deturpações: distorções sub-harmônicas, quando a emissão ocorre em frequências abaixo da frequência fundamental (50 ou 60 Hz) e supra-harmônicas, quando se dá em elevadas frequências, na ordem de quilohertz [13].

No contexto dos fenômenos transitórios, ressaltam-se as ressonâncias harmônicas e a instabilidade ressonante. O primeiro fenômeno salientado é bastante conhecido e relatado com frequência em situações práticas. Trata-se de uma interação das impedâncias passivas do sistema elétrico com fontes de emissões harmônicas, que provocam amplificação das grandezas tensão e/ou corrente em determinada frequência [14]. Neste contexto, identifica-se um evento como uma ressonância harmônica quando o mesmo ocorre em uma determinada ordem, ou bem próximo à uma ordem, de emissão característica a determinada carga não-linear [15]. Já no segundo caso, o da instabilidade ressonante, uma série de fatores, tais como a interação entre

massas mecânicas de máquinas rotativas e a rede ou a interação entre o controlador de um conversor e o sistema elétrico podem ocasionar oscilações ditas sub-síncronas ou super-síncronas, ou seja, abaixo ou acima da frequência fundamental, respectivamente [16].

Diante de tais considerações, a interação desses novos equipamentos com a rede elétrica, em um determinado ponto de conexão, tem atraído a atenção de pesquisadores e fabricantes. Tal investigação deve levar em conta a análise da influência da distorção pré-existente no surgimento de harmônicos, em regime permanente, tidos como não-característicos. Ademais, percebe-se o fortalecimento de conceitos como a emissão harmônica primária e secundária [17]. Nesse mesmo enquadramento, surge a investigação de fenômenos de instabilidades harmônicas, ou seja, ressonâncias não amortecidas, em múltiplas frequências, as quais podem vir a criar harmônicos não convencionais no sistema elétrico [18].

De posse dos fatos apresentados, é evidente que as discussões sobre os fenômenos de oscilações harmônicas são de fundamental importância para a comunidade científica e para o setor, carecendo de maiores aprofundamentos. Nesse sentido, a próxima seção irá expor o contexto do tema nesta tese abordado, o qual está diretamente relacionado com a problemática ora relatada.

1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA E ESCOPO DA PESQUISA

Com o propósito de contextualizar a temática das oscilações harmônicas, na sequência são expostos os conceitos correlatos ao fenômeno em questão, com especial atenção à sua origem, efeitos e ocorrências pelo mundo.

1.2.1 Quanto à origem das oscilações harmônicas

Este trabalho tem como cerne as distorções harmônicas criadas por ressonâncias em sistemas conversores-rede. Tal fenômeno geralmente não está presente ou é observado em operação normal, mas pode aparecer repentinamente, com uma magnitude crescente e em uma frequência que coincide com a frequência de ressonância do sistema. O crescimento pode ser ilimitado, levando eventualmente ao desligamento do conversor ou de outros componentes do sistema por proteção e até mesmo causar danos físicos aos equipamentos, principalmente eletrônicos. Contudo, muitas vezes ele cessa após certo tempo e as harmônicas remanescentes se mantêm em magnitude constante. Diz-se, dessa maneira, que a distorção harmônica se dá como resultado de uma mudança na operação do sistema, que transita de um modo inicialmente instável para criticamente estável, alcançado por meio de um processo de autoajuste [18].

As distorções harmônicas convencionais são comuns em sistemas elétricos de potência e não serão o foco principal do trabalho, entretanto, como destacado anteriormente, coexistem com os demais fenômenos de qualidade de forma entrelaçada. O fenômeno caracterizado como harmônicos criados por ressonância, instabilidade ressonante ou instabilidade harmônica será o foco deste documento.

Tal evento tem chamado a atenção nos últimos anos devido ao seu surgimento em sistemas de fontes de alimentação de aeronaves [19], locomotivas elétricas [20], centrais geradoras renováveis [21], sistemas de transmissão HVDC [22] e outros casos em que há a conexão de conversores na rede elétrica.

Segundo Sun Jian em [18], o que diferencia tal inconformidade das distorções harmônicas convencionais são sua causa e comportamento. A instabilidade harmônica não está presente no sistema em operação normal, mas pode aparecer repentinamente quando a condição muda e pode aumentar antes de finalmente estabilizar em um determinado valor. Além disso, a frequência de oscilação coincide com uma frequência de ressonância do sistema e não tem relação com a frequência fundamental ou com a frequência de comutação de qualquer conversor. Em alguns casos, o crescimento da magnitude pode parecer ilimitado e continuar até

causar o desligamento do conversor ou de outros componentes devido ao disparo da proteção ou devido a danos físicos.

Além disso, muitos incidentes registrados mostraram operação estável com harmônicos que podem chegar a 50% da magnitude da fundamental [21] e desaparecem instantaneamente, mudam sua magnitude ou frequência conforme as condições de operação alteram, levando a um comportamento esporádico que pode ser frequentemente observado em parques eólicos [23]. Por outro lado, em sistemas com condições de operação e características de impedância mais estáveis, o mesmo harmônico pode persistir por horas ou dias, ou estar presente de forma permanente.

Nesse sentido, aqui, a ressonância não é responsável por amplificar um harmônico pré-existente, criado por uma fonte harmônica convencional. Neste caso, a ressonância cria os harmônicos e por essa razão o evento recebe o nome de instabilidade ressonante. A frequência harmônica não mais se limita às múltiplas inteiras da frequência fundamental e pode estar acima (super síncrona) ou abaixo (sub síncrona) da mesma.

1.2.2 Quanto aos efeitos das oscilações harmônicas

Os efeitos relacionados às instabilidades harmônicas variam entre os já conhecidos para as distorções harmônicas convencionais, quais sejam, sobreaquecimento de circuitos, aumento de perdas elétricas, queima de componentes por sobretensões e a atuação inesperada de sistemas de proteção, além da possibilidade de retroalimentação dos sinais distorcidos nas malhas dos sistemas de controle e conseqüente perda da estabilidade dos conversores [24].

Sendo assim, existem casos de atuação da proteção e reinicialização, por exemplo, de centrais geradoras fotovoltaicas [25], queima de dispositivos periféricos, tais como no-breaks em sistemas de geração eólica e atuação de sistemas de proteção em diversos sistemas de energia elétrica com interface conversor-rede [26]. Alguns desses casos serão destacados nas próximas seções.

1.2.3 Quanto aos casos pelo mundo

À luz das constatações suprapostas, com o intuito de ressaltar de forma prática a importância do tema para os estudos de planejamento e operação de sistemas com interface conversor-rede, são evidenciados casos de instabilidade ressonante constatados pelo mundo, em diversos tipos de instalações.

Os primeiros relatos de instabilidade ressonante documentados foram observados em sistemas de transmissão *HVDC* [26]. No entanto, esses estudos ficavam limitados a harmônicos em múltiplos inteiros da frequência fundamental. Os harmônicos são considerados pré-existentes no sistema devido ao *Line-Commutated Converter - LCC* e outros dispositivos não lineares, e os estudos eram focados principalmente na amplificação ou amortecimento de tais harmônicos por ressonâncias existentes no sistema elétrico.

Em [27], os autores trazem registros e breves análises de instabilidades harmônicas em fazendas fotovoltaicas ocorridos em campo, que acabam por causar *reset* dos inversores e ou atuação dos sistemas de proteção. Primeiramente, eles destacam dois casos de interações entre os inversores conectados em paralelo com a impedância da rede, causando oscilações anormais nas formas de ondas, principalmente, em baixas frequências tais como 420 e 780Hz. Tais distúrbios ocorreram em fazendas solares distintas e provocaram *reset* dos inversores ou atuação da proteção. Após religamento, as formas de onda se reestabelecem. Em um segundo momento os autores apresentam mais exemplos de instabilidades ressonantes, porém em altas frequências, acima de 2kHz e em frequências interharmônicas, múltiplas não inteiras da frequência fundamental.

Em [28], a instabilidade é relatada em sistemas de locomotivas elétricas. Este artigo apresenta uma visão geral dos problemas de distorções harmônicas e de ressonâncias em sistemas de locomotivas elétricas, incluindo a composição dos problemas, modelagem harmônica, avaliação de fatores influentes, ressonância harmônica e métodos de supressão associados.

Em [29], um caso prático de oscilação subsíncrona mecânica é relatado em um sistema eólico e em [30] os autores apresentam situações de instabilidade ressonante em sistemas eólicos *offshore*. Neste artigo, problemas de estabilidade harmônica e qualidade de energia são demonstrados para a faixa de frequências na ordem de Hz a kHz. Simulações em *MATLAB/Simulink*[®] validam os resultados analíticos.

O artigo [31] destaca o fenômeno em uma microrrede laboratorial com três inversores em paralelo. Neste documento os autores destacam de forma detalhada o fenômeno além de apresentarem estratégias de análises que podem ser aplicadas nessas situações.

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Em conformidade com as considerações gerais apresentadas acerca das oscilações harmônicas, foi estabelecido como objetivo central da presente pesquisa:

- Contribuir com a caracterização dos fenômenos de interações harmônicas e instabilidades ressonantes em parques eólicos e fazendas fotovoltaicas, tendo como base um levantamento do estado da arte atualizado. Destacando, os fatores de influência no surgimento dos mesmos;
- Contribuir com o levantamento bibliográfico e identificar os principais procedimentos existentes na literatura no âmbito da modelagem de sistemas elétricos, parques eólicos e fazendas fotovoltaicas no âmbito das interações harmônicas e inter-harmônicas, incluindo a dinâmica dos sinais de controle (*small-signal*). Propor modelo eficiente, computacionalmente ágil e factível de aplicação prática;
- Levantamento e análise crítica de desempenho qualitativo das principais estratégias aplicáveis para a avaliação de fenômenos de instabilidade ressonante, bem como de identificação dos modos oscilatórios;
- Proposta de controle adaptativo para identificação e mitigação rápida de fenômenos de instabilidade harmônica;

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Em harmonia com o que foi exposto anteriormente, além deste capítulo introdutório, esse documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- **CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES NO ÂMBITO DA ESTABILIDADE HARMÔNICA**

Este capítulo reserva-se para a apresentação das principais pesquisas relacionadas à temática em diversas áreas do setor eletroenergético, assim como os fundamentos que norteiam as principais metodologias de análise dos distúrbios sob pauta.

- **CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DE SISTEMAS ELÉTRICOS PARA ESTUDOS DE OSCILAÇÕES HARMÔNICAS**

Nesta etapa, serão apresentadas as estratégias de modelagem dos sistemas elétricos para a realização de estudos envolvendo harmônicos não característicos e fenômenos de estabilidade ressonante. Ademais, será sugerida uma estratégia ótima no que diz respeito à representação dos fenômenos e esforço computacional.

- **CAPÍTULO 4 – ESTUDOS COMPUTACIONAIS PARA AVALIAÇÃO DA MODELAGEM PROPOSTA**

Uma vez apresentados os fundamentos do fenômeno, este capítulo encontra-se direcionado para a apresentação e discussão dos resultados dos estudos computacionais com o propósito de avaliar o desempenho da proposta estabelecida.

- **CAPÍTULO 5 – ESTUDO DE CASO PRÁTICO – OSCILAÇÕES EM PARQUE EÓLICO BRASILEIRO**

Esta etapa está voltada à avaliação de uma ocorrência prática de instabilidades harmônicas em planta eólica no nordeste do país. Na análise serão levados em consideração: medições em campo, modelagem computacional, bem como serão propostas estratégias de mitigação ativa e passiva dos efeitos.

- **CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES**

O capítulo conclusivo tem por objetivo elencar as considerações finais da tese, destacando os principais resultados obtidos, evidenciando, ainda, possíveis linhas de pesquisa futura no assunto.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES SOBRE A INSTABILIDADE HARMÔNICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em consonância com a estruturação proposta, o presente capítulo tem por objetivo apresentar o estado da arte, bem como os conceitos relacionados aos distúrbios a serem trabalhados durante o documento dissertativo. Nesse sentido, para fins de contextualização, a definição físico-matemática dos fenômenos é apresentada, ilustrando os desenvolvimentos que norteiam seus surgimentos.

Para tanto, o trabalho é embasado por uma breve revisão bibliográfica no âmbito da temática das interações harmônicas e inter-harmônicas em regime permanente e, no que tange à instabilidade ressonante, é construído, de forma didática, uma progressão histórica dos registros considerados de maior importância na literatura e de forma complementar, são ressaltadas algumas situações práticas de surgimento das perturbações, bem como as diferenças correlacionadas às suas causas.

2.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A partir de uma busca refinada e criteriosa em ferramentas de pesquisa que possibilitam o acesso a trabalhos de referência no contexto da engenharia elétrica, foram identificadas algumas bibliografias diretamente relacionadas à definição, análise, estudo e mitigação dos fenômenos aqui discutidos. Com base na documentação levantada a seguir são apresentados os conceitos relacionados a cada fenômeno de interesse com destaque para as oscilações harmônicas.

2.2.1 Distorções harmônicas e inter-harmônicas

As distorções na forma de onda das grandezas tensão e corrente, consistem em uma classe de distúrbios bastante conhecidos e discutidos desde os primórdios dos sistemas elétricos de potência. É sabido que cargas e fontes não lineares, comutadas ou não, podem causar deformações nas grandezas em um sistema elétrico [94]. De uma forma geral, estas distorções podem ser caracterizadas como sendo o somatório de componentes senoidais em frequências harmônicas múltiplas à frequência fundamental (f_1) e componentes senoidais em frequências não harmônicas, ou seja, não múltiplas à componente fundamental, mais conhecidas como inter-harmônicas [95]. Nesta seção, tem-se por objetivo caracterizar tais fenômenos de regime permanente e apresentar algumas novas terminologias manifestadas com a evolução dos estudos no âmbito do assunto.

Nas edições de 1981 e 1992, o *IEEE Standard 519* define um componente harmônico como sendo um componente senoidal de uma onda periódica que possui uma frequência múltipla inteira da frequência fundamental. Já em 2014, de forma analítica, o mesmo documento define um componente harmônico como sendo um componente de ordem superior a outro componente de referência na série de Fourier de uma quantidade periódica. Por exemplo, em um sistema de 60 Hz, a ordem harmônica três, também conhecida como terceiro harmônico, é 180 Hz [96].

As distorções harmônicas em sistemas elétricos surgiram antes mesmo da existência dos conversores eletrônicos. *Steinmetz* destaca com detalhe em [96] a presença dos fenômenos de distorção devido à não linearidade dos componentes presentes nos circuitos elétricos, contudo a magnitude dos mesmos não era suficientemente capaz de causar problemas graves, tais como os reportados pós surgimento dos inversores.

A causa dos harmônicos, a princípio, advinha principalmente da característica construtiva das máquinas elétricas rotativas ou estáticas. No caso de motores e geradores, por exemplo, foi

observado que o campo magnético tem uma característica pulsada devido à construção dos polos e entreferros, o que ocasiona harmônicos de tensão da ordem de $2h \pm 1$ e superiores. A variação da reatância nessas máquinas resulta em efeitos semelhantes. Além disso, a característica de histerese em materiais magneticamente saturáveis provoca o surgimento do terceiro harmônico e seus múltiplos. Por fim, a variação da resistência em cargas tais como os fornos a arco e lâmpadas de mercúrio a arco também provocavam pulsações na forma de onda de tensões e correntes [97].

Com o advento dos *SCRs* – *Silicon-controlled rectifiers* desenvolvidos pela *General Electric Company* por volta de 1957 [100], uma revolução no que tange à eletrônica de potência pôde ser observada. Tais semicondutores pertencem a uma família de dispositivos conhecidos como “tiristores”, os quais se caracterizam por serem semicondutores de quatro camadas como realimentação regenerativa. A realimentação permite que eles mudem rapidamente de estado quando acionados, tornando-os poderosos elementos de comutação. Nesse sentido, equipamentos como os *drives* de ajuste de velocidade de motores e os retificadores controlados, que permitem elevação da eficiência energética, tomaram o mercado por volta de 1970 [99]. Isto, por sua vez, contribuiu para o aumento drástico de equipamentos emissores de harmônicos no sistema elétrico de potência.

Na década de 1980, outra conflagração na área da eletrônica de potência e eficiência energética se estabelece com a invenção do *IGBT* – *Insulated Gate Bipolar Transistor*. Esse avanço tecnológico expressivo permitiu com que altas correntes fossem controladas em altos níveis de tensão de forma acessível financeiramente. Nesse período, surgiram aparatos como os *drives* de frequência variável baseados em *IGBTs* para controle de velocidade em motores de indução. Sistemas aplicados massivamente até os dias atuais. Nesse contexto, os inversores modulados por largura de pulsos (*PWM*) começaram a ser empregados, primeiramente em baixos níveis de tensão e posteriormente em níveis de média tensão com o desenvolvimento da tecnologia [100].

Em consequência dos avanços destacados, problemas relacionados às distorções harmônicas começaram a ser profundamente investigados em muitas circunstâncias, como por exemplo em circuitos de distribuição em baixa tensão e microrredes [101]-[103], subestações e equipamentos de compensação de reativo [104], linhas de transmissão em alta tensão [105], sistemas de geração interfaceados via conversores [106]-[108] e sistemas elétricos ferroviários [109]. Os fenômenos, impactos, modelagem assim como as formas de mitigação estiveram e ainda se encontram sob intenso interesse de pesquisa.

Nesse cenário, com a maturação dos estudos, estabeleceu-se que o conteúdo harmônico emitido por cada equipamento em condições operacionais ideais, consiste nos harmônicos característicos ou esperados de serem produzidos. Em contradição, harmônicos não previstos de surgirem em operação normal, ficaram conhecidos como harmônicos não característicos. Nesses casos, as ordens de emissão são múltiplas inteiras da frequência fundamental, tanto os característicos, quanto os não característicos [110].

De uma forma matemática, o conceito de harmônicos se baseia na análise de *Fourier*, que como dito anteriormente, tem como fundamento a reconstrução de um sinal periódico não senoidal por meio de uma série de componentes senoidais. Se $f(t)$ é um sinal contínuo, periódico, como período igual a T e satisfaz a condição de *Dirichlet*, pode-se representá-lo pela série de *Fourier*, como indicado a seguir.

$$f(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} F(k\omega_0) e^{jk\omega_0 t}$$

Equação 2.1

em que $\omega_0 = 2\pi/T$ é a frequência angular do sinal e $F(k\omega_0)$ é o coeficiente de *Fourier* na k -ésima ordem harmônica, determinada por

$$F(k\omega_0) = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} x(t) e^{-jk\omega_0 t} dt$$

Equação 2.2

No intuito de implementar a análise de *Fourier* em computadores, os sinais são discretizados e possuem comprimento finito, surge assim a transformada discreta de *Fourier*, do inglês, *DFT – Discrete Fourier Transform*. Assume-se que o sinal $f(t)$ é amostrado com uma taxa de N pontos por ciclo. A *DFT* correspondente é escrita como

$$F(\omega_k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n) e^{j\left(\frac{2\pi}{N}\right)nk}, \quad k = 0, 1, \dots, N-1$$

Equação 2.3

em que $\omega_k = \left(\frac{2\pi}{T_s N}\right)k = \left(\frac{2\pi}{T_s N}\right)$, $F(\omega_k)$ é o espectro de $f(n)$. Sendo assim, $f(n)$ é assumido como sendo um ciclo de um período senoidal. A frequência angular da resolução espectral do sinal é determinada pelo comprimento do sinal, como

$$\Delta\omega = \frac{2\pi}{T}$$

Equação 2.4

Deste modo, se for selecionado um período igual a $f(n)$, o espectro resultante irá reproduzir apenas componentes múltiplos inteiros da frequência fundamental ou os harmônicos.

Todavia, se o tamanho da janela de dados for selecionado como γ_1 ciclos (com $\gamma_1 > 1$ e inteiro) da frequência fundamental, a resolução da frequência mudará conforme

$$\Delta\omega = \frac{2\pi}{\gamma_1 T} = \frac{\omega_1}{\gamma_1}$$

Equação 2.5

Sendo assim, uma vez escolhidos mais de um ciclo fundamental para a realização da *DFT* é possível a obtenção de componentes em frequências que não são múltiplas inteiras à frequência fundamental. A esses componentes de ordens não inteiras, de acordo com os padrões da *IEC – International Electrotechnical Commission*, dá-se o nome de inter-harmônicos. Nasce então uma nova categoria de fenômenos.

Existem várias causas que podem levar ao surgimento dos ditos inter-harmônicos genuínos, ou seja, aqueles que não são causados por um tratamento matemático equivocado do sinal amostrado. Dentre os principais emissores, é possível destacar: os sistemas de dupla conversão ou *Back-to-Back (BtB)* [111], equipamentos que conectam duas redes em corrente alternada com diferentes frequências através de um elo CC, como os sistemas *HVDCs*, *VSDs – Variable Speed Drives* e outros conversores de frequência; os ciclo-conversores [112]; cargas variáveis no tempo, tais como fornos a arco, máquinas de solda, impressoras a *laser* e dispositivos com controle integral cíclico [113]; turbinas eólicas, devido ao conversor *BtB* em alguns casos e devido às características mecânicas [114]; sistemas fotovoltaicos, devido à intermitência da irradiância e consequente flutuação de tensão [115]; e por fim, de fontes inesperadas, como algumas cargas não lineares e componentes da rede alimentadas por um *background distortion* [85].

Em meio a tantos conceitos, terminologias e definições, nos últimos anos, a comunidade científica bem como os comitês internacionais vêm trabalhando com as seguintes nomenclaturas:

- **Harmônicos e inter-harmônicos**, tais como supra definidos;
- **Subharmônicos**: Componentes inter-harmônicas com frequência inferior à frequência fundamental;
- **Componente CC**: Componente cuja frequência é zero;
- **Supraharmônicos**: Também conhecidos como “distorção de alta frequência” ou “harmônicos de alta frequência”, são as emissões cuja frequência é maior que 2 kHz e menor ou igual a 150 kHz.

Além dessas subdivisões, surge também o conceito de emissão primária e emissão secundária, conhecida também por *background distortion*.

A emissão primária consiste em todas as formas de emissão aqui caracterizadas, ou seja, é o conteúdo espectral provocado por determinado equipamento em específico, devido à sua operação normal em condições ideais do sistema elétrico de conexão (equilibrado, simétrico e sem pré-distorções). Já no que se refere às distorções de *background* ou emissões secundárias, tem-se que as mesmas consistem em distorções previamente existentes no sistema ao qual será conectado um novo dispositivo [86]. A emissão secundária deve ser levada em consideração principalmente na etapa de planejamento dos sistemas, dado que podem amplificar ou atenuar a emissão primária causada por determinado dispositivo. Nesse sentido, é de suma importância para a estimativa de capacidade de hospedagem da barra, rede ou sistema de conexão. Ademais, um equipamento projetado para operar em ambiente ideal se comportará de forma totalmente diferente quando imerso em um ambiente previamente distorcido, sendo, portanto, de suma importância conhecer tal poluição para prever o comportamento do aparato em tal condição.

Nos últimos anos, destaque tem sido dado às distorções de alta frequência (2 kHz a 250 kHz), as quais têm aumentado com veemência no setor elétrico em todas as faixas de tensão. Essa tese, também tem por foco investigar tal distúrbio, nesse sentido, destaca-se tal deturpação de forma mais aprofundada no âmbito das gerações renováveis centralizadas interfaceadas via conversores mais adiante.

Após realizar uma síntese do cenário geral das discussões em torno de harmônicos e inter-harmônicos em regime permanente, agora, serão destacadas de forma mais aprofundada as interações harmônicas, inseridos no contexto específico das usinas eólicas baseadas em turbinas interfaceadas via conversores (Tipo III e Tipo IV) e nas fazendas fotovoltaicas, que são a essência desse trabalho.

No que está relacionado às fontes emissoras salientadas, os principais fatores de influência no surgimento de harmônicos e inter-harmônicos são:

- A topologia do conversor;
- A estratégia de controle empregada;
- Características das chaves eletrônicas (Intertravamento ou tempo morto, queda de tensão);
- Aspectos construtivos das máquinas rotativas (turbinas eólicas);
- Condições de vento e irradiância – Fonte primária.

O espectro de frequências harmônicas padrão proveniente destes equipamentos, os quais operam sob chaveamento PWM convencional, via de regra, está relacionado a três possíveis causas: o chaveamento, o tempo morto (*Dead-time*) entre as chaves e a correlação dos inversores com a pré-existência de distorções na rede. Quanto à modulação, destacam-se dois fatores, o índice de modulação em frequência (m_f) e o índice de modulação em amplitude (m_a). O índice de modulação em frequência determina o conteúdo harmônico de alta frequência existente na forma de onda de tensão de saída do conversor [87]. Este, pode ser definido pela expressão analítica (2.6).

$$h = l \cdot m_f \pm k$$

Equação 2.6

Em que: h é a ordem harmônica; $k = 2, 4, 6$ para $l = 1, 3, 5$ e $k = 1, 3, 5$ para $l = 2, 4, 6$.

Já o índice m_a está relacionado ao valor de tensão eficaz em frequência fundamental obtido na saída do inversor. A correlação entre tensão e m_a depende da região de operação do conversor. São elas: região linear, região de sobremodulação e região de saturação. A Figura 2.1 ilustra essas três regiões operacionais e os espectros harmônicos gerados, respectivamente.

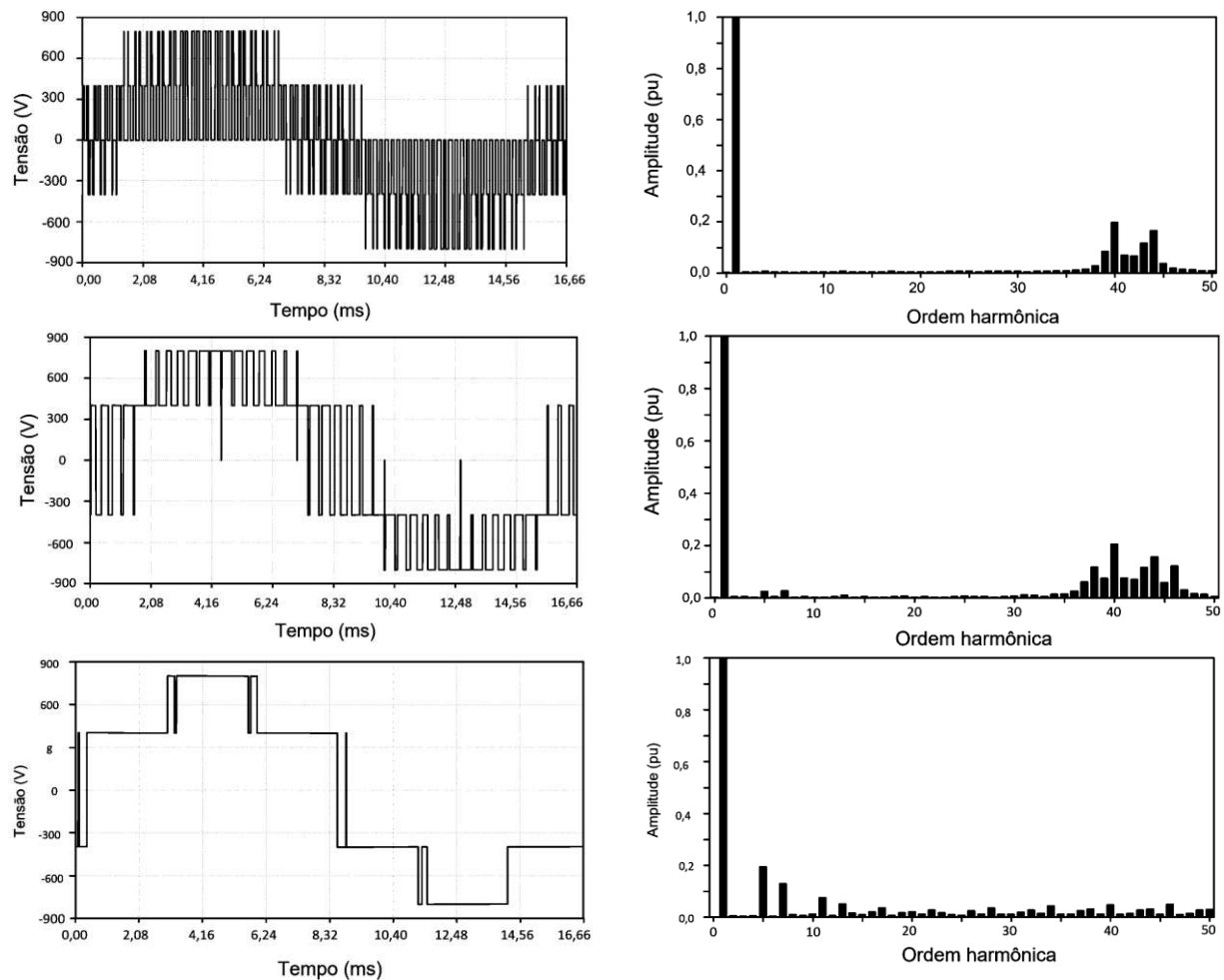


Figura 2.1 - Espectros harmônicos gerados por um conversor ativo. Fonte: Autoria própria.

Diante desta ilustração, fica evidente que a emissão de harmônicos aumenta, de um modo geral, quando o inversor opera nas regiões de sobremodulação e de saturação. Adicionalmente, quanto ao tempo morto, tem-se que este é um mecanismo de atraso programado entre os pulsos de acionamento para evitar que duas chaves, no mesmo braço de operação, entrem em curto-circuito. Neste período de atraso, a corrente permanece a fluir através dos diodos de roda livre

existentes nas chaves eletrônicas, causando uma variação da largura de pulsos de acionamento e ocasionando impactos no espectro harmônico do conversor [88]. Outro fator que pode ter determinada relevância em algumas situações é o processo empregado para a discretização do sinal, como destacado em [89]. Ademais, as distorções harmônicas preexistentes no barramento de conexão também contribuem para o desenho da forma de onda de um inversor, isto, devido ao fato de que as correntes e tensões medidas servem de realimentação para o sistema de controle, sendo capazes de interferir no fluxo harmônico [90].

Alguns exemplos de sistemas, com tais características, são os sistemas fotovoltaicos, os sistemas eólicos, os elos de transmissão em corrente contínua, as locomotivas elétricas com algumas particularidades, os sistemas armazenadores de energia, entre outras aplicações que envolvem inversores conectados à rede, nos mais diferentes níveis de tensão existentes [91].

A Figura 2.2 destaca, de forma sintetizada a conexão de vários conversores do tipo fonte de tensão em paralelo, em um mesmo ponto de acoplamento, denominado PAC – Ponto de Acoplamento Comum.

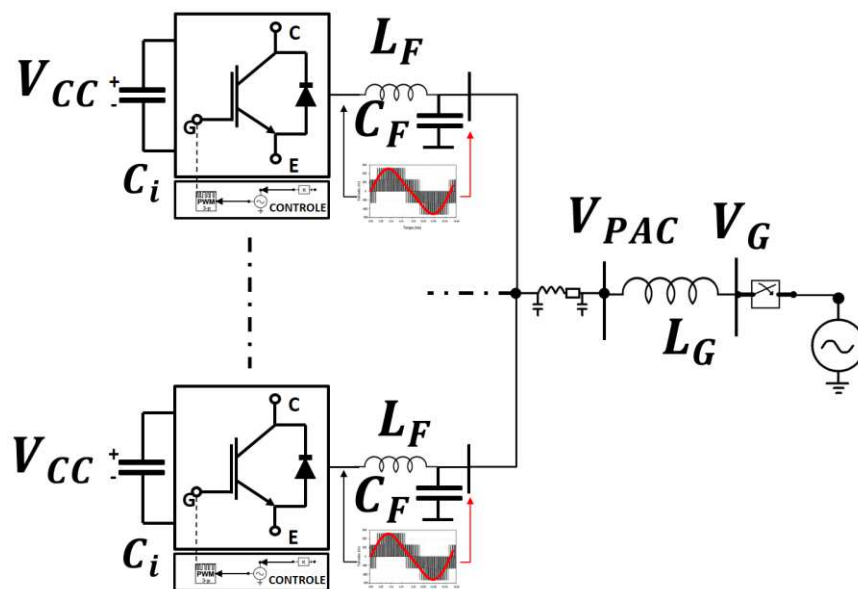


Figura 2.2 - Conversores eletrônicos (VSCs) conectados à rede elétrica. Fonte: Autoria própria.

A ampla escala de tempo da dinâmica do controle dos conversores pode resultar em acoplamentos cruzados, tanto com as características eletromecânicas de máquinas elétricas rotativas, quanto com eventuais transitórios eletromagnéticos, o que pode levar a oscilações em uma ampla faixa de frequências [92]. Sendo assim, nos próximos itens serão avaliados alguns desses fenômenos.

2.2.2 Ressonâncias harmônicas

O conceito e formulação analítica de ressonância série e paralela em circuitos elétricos é elementar para profissionais de sistemas de energia e pode ser encontrado com facilidade na bibliografia básica de circuitos elétricos. Contudo, pode-se afirmar que se trata, de forma genérica, de uma amplificação da tensão e/ou corrente em um circuito, proveniente da interação paralela ou série de elementos ditos passivos. Já uma ressonância harmônica consiste em uma amplificação das grandezas tensão e/ou corrente em determinada frequência, dita harmônica em relação à frequência fundamental, ou seja, múltipla inteira desta frequência. Indo além, identifica-se um evento como uma ressonância harmônica quando o mesmo ocorre em uma ordem, ou bem próximo à uma ordem, de emissão característica a determinada carga não-linear [93]. O distúrbio em questão tem relatos datados desde meados de 1960, voltados para as análises da ferroressonância [94]. Com o advento de cargas de características não-lineares, tais

como os conversores estáticos e a aplicação de bancos de capacitores para a correção do fator de potência de instalações, Stratford da General Electric Company Limited já destacava em [95] as possibilidades de surgimento de ressonâncias harmônicas incontrolláveis nos sistemas industriais da época.

Em 1984, o artigo [96] destacava um método para modelar um sistema e analisar as ressonâncias harmônicas de tensão em redes elétricas com inserção de cargas não-lineares. Por volta de 1990, começaram a despontar estudos tais como os relatados em [96] e [97] relacionados a problemas de ressonância advindos de sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC). Além disso, um caso de ressonância harmônica foi documentado em [99], ilustrando falhas em uma instalação em 13,8kV. Este tipo de problema se tornou cada vez mais frequente com o passar do tempo.

As pesquisas em foco nos anos 90, relacionadas ao assunto, destacavam os problemas correlatos às ressonâncias harmônicas bem como seus efeitos em instalações industriais que lançavam mão de bancos de capacitores para compensação reativa [100]-[102]. Dos anos 2000 a meados de 2010, com uma maturidade maior das tecnologias baseadas em eletrônica de potência, tais como as *FACTS - Flexible AC transmission system*, os *HVDC - High-voltage direct current* e conversores cc-ca controlados e não-controlados, trabalhos começaram a destacar soluções ativas para amortecimento de ressonâncias harmônicas [103]. Além disso, surgiram publicações salientando o surgimento de harmônicos pares, ditos não usuais, até o momento [104]. Estratégias de análise dos modos ressonantes, teorias para guiar aplicações de capacitores shunt em sistemas bem como estratégias mitigatórias dos distúrbios causados pela ressonância, também estavam no radar da pesquisa daquela época [105]-[107].

No âmbito das centrais geradoras eólicas, cerne dessa tese, informes técnicos publicados correlatos ao fenômeno da ressonância harmônica começam a ganhar destaque por volta de 2010. Tais empreendimentos tinham, até então, pouca inserção nas matrizes energéticas pelo mundo. Segundo [108], o primeiro parque eólico no mundo, entrou em operação por volta de 1980, nos Estados Unidos, ao sul de New Hampshire, com uma capacidade de geração de 0,6 MW de potência instalada, promovida por 20 aerogeradores. Em 2013, Bollen e Yang publicaram um artigo discriminando as formas como um parque eólico pode impactar os níveis harmônicos em um sistema elétrico. Além disso, destacava as possibilidades de amplificação dos níveis harmônicos devido à ressonâncias série e paralelo [109]. Doravante, uma série de trabalhos envolvendo ressonâncias harmônicas em instalações de parques eólicos foram publicados, salientando estratégias de análise, métodos de mitigação além dos efeitos causados em situações práticas [110]-[112]. Nesse contexto, nota-se que o fenômeno da ressonância harmônica, é um distúrbio bem conhecido e com amplo espectro de publicações científicas relacionadas.

Na Figura 2.3 tem-se um gráfico ilustrativo da possibilidade de ressonância harmônica em um sistema com impedância característica, majoritariamente, indutiva. O conceito e formulação analítica de ressonância série e paralela em circuitos elétricos é elementar para profissionais de sistemas de energia, portanto, não será nesta tese revisado. Contudo, pode-se afirmar que se trata, de forma genérica, de uma amplificação da tensão e/ou corrente em um circuito, proveniente da interação paralela ou série de elementos passivos. Já uma ressonância harmônica consiste em uma amplificação das grandezas tensão e/ou corrente em determinada frequência, dita harmônica em relação à frequência fundamental, ou seja, múltipla inteira desta frequência [113]. Indo além, identifica-se um evento como uma ressonância harmônica quando o mesmo ocorre em uma ordem, ou bem próximo à uma ordem, de emissão característica a determinada carga não-linear [114].

Estes eventos variam entre algumas centenas de Hz a kHz, sendo estes últimos bastante relatados nos últimos anos devido principalmente à influência das frequências de chaveamento dos conversores com elementos capacitivos e indutivos das redes de conexão [115].

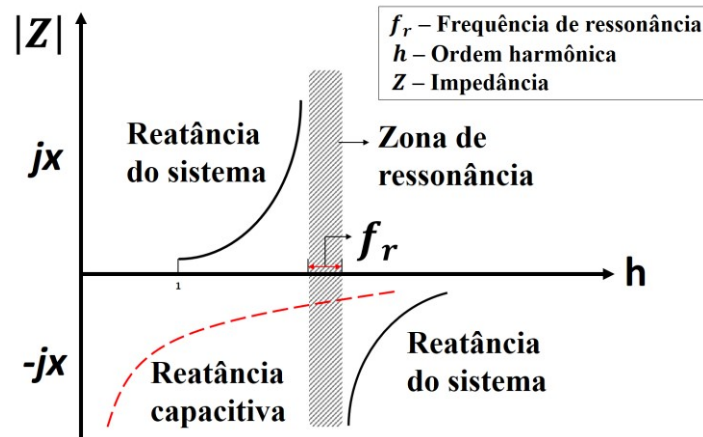


Figura 2.3 - Ressonância harmônica. Fonte: Autoria própria.

2.2.3 Instabilidades harmônicas

O assunto estabilidade harmônica, também conhecido como estabilidade ressonante, surgiu por volta de 1960 com o comissionamento do primeiro elo de transmissão em corrente contínua, o qual conectaria a Suécia à ilha de Gotland para exploração mineral [85]. Este sistema foi projetado utilizando a estratégia *LCC – Line-Commutated Converters*, ou seja, comutação natural dos conversores. Como o sistema conectava-se a uma rede com baixo nível de curto-circuito (comumente denominada de rede “fraca”), e, portanto, elevada impedância equivalente, os ângulos de disparo dos tiristores possuíam determinada assimetria, provocando distorções harmônicas tidas como não-características ao sistema, o que gerou uma malha de realimentação positiva com a corrente da rede, levando o sistema à chamada instabilidade harmônica [86].

Ao contrário destes sistemas ca-cc tradicionais, os conversores auto comutáveis do tipo fonte de tensão vêm sendo empregados em massa, como já dito, para diversas aplicações de suma importância para a evolução sustentável e eficiente dos sistemas elétricos. Nestes sistemas, a estabilidade harmônica surge em formas diferentes daquela observada em sistemas *LCCs*. Isto devido à dinâmica operativa do controle dos *VSCs* com malhas em escalas de frequências variadas, conhecidas como *multiple time scale*.

2.2.3.1 Instabilidades harmônicas de baixa frequência ($f \leq f_0$)

As oscilações em baixa frequência, são fenômenos oscilatórios que surgem em frequências próximas de 0,5 a 3Hz. Já as oscilações subsíncronas, do inglês, *Subsynchronous Oscillation – SSO* indicam uma volubilidade em frequências que variam de 5 a 55Hz, em sistemas cuja frequência fundamental é 60Hz [87]. As categorias dessas oscilações ainda podem ser subdivididas, dependendo da instalação, a qual a mesmo se manifesta. São elas: *SSR – Subsynchronous Resonance*; *SSTI – Subsynchronous torsional interaction*; *SSCI – Subsynchronous control interaction* [88].

Desde a divulgação do primeiro evento de SSO, uma série de outros acontecimentos semelhantes foram reportados em diversos tipos de instalações diferentes. O interesse no assunto aumentou, quando a usina termoelétrica de Mohave, no sul de Nevada, Estados Unidos, falhou duas vezes. Após uma série de investigações e pesquisas por parte dos agentes do setor industrial e da academia, concluiu-se que a causa das falhas foi uma interação entre o eixo da turbina e o banco de capacitores conectado em série, em uma escala de frequências na faixa subsíncrona, o que levou ao desenvolvimento de uma teoria acerca das interações entre bancos de capacitores série para compensação reativa e os modos de torção de geradores com turbina

a vapor [89]. Assim sendo, os estudos desse fenômeno num primeiro momento estiveram relacionados principalmente às inter-relações entre turbina e geradores.

Com o advento da eletrônica de potência, a dinâmica operacional das redes elétricas tem se tornado cada vez mais complexa. Uma rede elétrica que tradicionalmente tinha sua dinâmica ditada por máquinas elétricas rotativas, vem sendo influenciada por dispositivos chaveados, controlados e não-lineares, os conversores cc-ca. Isto, no intuito de aumentar a eficiência energética, a flexibilidade dos sistemas, a confiabilidade e controlabilidade da rede, além de contribuir em aspectos relacionados à sustentabilidade, alcançados via geração de energia advinda de recursos renováveis. Nesse contexto, surgem as oscilações subsíncronas advindas da interação entre controladores desses dispositivos e elementos passivos dos sistemas elétricos [90].

2.2.3.1.1 SSR – Subsynchronous Resonance

A compensação série em linhas de transmissão em corrente alternada melhora a estabilidade transitória do sistema, além de aumentar a capacidade de transmissão de energia do sistema, contudo, a reatância capacitiva do banco pode causar problemas de ressonância subsíncrona e falhas em geradores. Esse evento ocorre, quando a diferença entre a frequência ressonante (f_{res}) e a frequência fundamental (f_0) coincide com a frequência de oscilação do eixo da máquina [91]. Existem duas subcategorias de ressonâncias subsíncronas, as que causam efeitos em máquinas de indução, do inglês, *induction generator effect (IGE)* e as que provocam interações torcionais, do inglês, *torsional interaction (TI)*. A primeira, surge quando a resistência equivalente do rotor da máquina possui matematicamente um valor negativo. Isto acontece na prática, quando a velocidade de rotação do eixo é maior que a velocidade do campo magnético girante criado pelas correntes que estão sob o efeito de oscilações subsíncronas. Esta situação, provoca o crescimento inesperado de correntes subsíncronas nos terminais da armadura além de resultar na auto-excitação do sistema elétrico [92]. Centrais geradoras elétricas com elevada compensação série estão sujeitas a esse fenômeno [93]. O segundo efeito relatado na prática refere-se à interação elétrica e mecânica entre um sistema de eixos e uma rede elétrica compensada em série. Esse caso ocorre quando a frequência oscilatória induzida no gerador é próxima à frequência de rotação do eixo do conjunto gerador-turbina. Ao contrário do (*IGE*) as interações torcionais ocorrem em sistemas cujo rotor é longo, dessa forma, esse efeito é provável de acontecer em usinas termelétricas e improvável de acontecer em usinas hidrelétricas, cujas turbinas possuem uma inércia relativamente alta [94].

2.2.3.1.2 SSTI – Subsynchronous torsional interaction

Esse evento difere do descrito anteriormente exclusivamente por sua razão causal. No caso anterior, vimos que as oscilações torcionais eram provocadas pela interação do eixo da máquina rotativa e uma rede elétrica com compensação série. No caso das *SSTIs*, o que provoca o efeito é a interação entre as massas mecânicas do eixo do conjunto turbina-gerador com os sistemas de controle de dispositivos, tais como: *FACTS*, *SVCs*, conversores de turbinas eólicas, *Drives* de controle de velocidade, etc [95], [96].

2.2.3.1.3 SSCI - Subsynchronous control interaction

A *SSCI*, assim como a *SSTI* depende das características dos sistemas de controle dos dispositivos. Porém, nesse caso, a interação é entre um ou mais conversores cc-ca controlados e os elementos passivos da rede elétrica, como por exemplo, transformadores e linhas de transmissão. Nesse caso, semelhante ao ocorrido nas oscilações *SSRs*, uma resistência negativa é induzida na faixa de frequências subsíncronas o que provoca instabilidades de baixa frequência [96]. Caso o sistema não seja capaz de amortecer a oscilação, falhas graves podem acontecer nos geradores [97]. As *SSCIs* propagam com facilidade para o sistema devido à velocidade de resposta dos controladores [99]. Os casos mais frequentes, em campo, de

interações dessa natureza se concentram em parques eólicos com aerogeradores do tipo *DFIG* (Tipo III) e do tipo *Full-converter* que lançam mão de geradores síncronos a ímã permanente (Tipo IV) [100]. O foco dessa tese de doutorado está relacionado às oscilações subsíncronas devido às interações do controle (*SSCI*), observadas com frequências em instalações de centrais geradoras eólicas.

2.2.3.2 Instabilidades harmônicas de alta frequência ($2kHz \leq f \leq 150kHz$)

A ressonância harmônica pode desestabilizar os conversores conectados à rede devido a não-passividade dos mesmos. Essas instabilidades podem ser investigadas por meio da análise do sistema em malha fechada ilustrado na Figura 2.4(b). O sistema modelado no domínio da frequência permite que a estabilidade seja avaliada por técnicas que analisam a resposta do sistema. A avaliação deve levar em consideração a sequência positiva ($s = j\omega, \omega > 0$) e negativa ($s = -j\omega, \omega > 0$), isto devido ao fato de que a resposta em frequência do sistema pode ser diferente quando a função de transferência é avaliada utilizando $s = j\omega$ e $s = -j\omega$. O sistema em malha fechada da Figura 2.4, pode ser escrito como:

$$Z_t(s) = \frac{1}{Y_g(s) + Y_{VSC}(s)} = \frac{1/Y_g(s)}{1 + Y_{VSC}(s)/Y_g(s)}$$

Equação 2.7

$$F(s) = Z_t(s) = \frac{M(s)}{1 + L(s)}; L(s) = M(s)N(s)$$

Equação 2.8

Em que $L(s)$ é a função de transferência do sistema, $M(s)$ é a função de transferência em malha aberta e $N(s)$ a realimentação, respectivamente. De acordo com [101], $F(s)$ é passivo se $M(s)$ e $N(s)$ são passivos, ou seja, se $Re\{M(j\omega)\} \geq 0, -\infty < \omega < \infty$ e $Re\{N(j\omega)\} \geq 0, -\infty < \omega < \infty$.

Em termos da estabilidade, segundo o critério de Nyquist, $F(s)$ é estável desde que $-\pi \leq \arg\{L(j\omega)\} \leq \pi, -\infty < \omega < \infty$ e $Re\{F(j\omega)\} \geq 0, \forall \omega$ [102]. Uma abordagem completa acerca das estratégias de análise de estabilidade será realizada na seção 2.5.

2.3 FUNDAMENTOS CORRELATOS À ESTABILIDADE HARMÔNICA

Diferente dos sistemas de conversão ca-cc tradicionais, os conversores ditos auto comutáveis, ou ainda, conversores do tipo comutação forçada, estão cada vez mais presentes nos sistemas elétricos atuais, como já ressaltado. São eles, via de regra: plantas de geração renováveis, sistemas de tração, compensadores, sistemas *VSC-HVDCs* e as microrredes. Nestes sistemas, o fenômeno da instabilidade harmônica tem um número maior de possíveis causas de ocorrência do que, por exemplo, em sistemas de transmissão em corrente contínua comutados pela rede, ditos, *LCC-HVDCs*, os quais foram alvo de estudos nesse sentido primordialmente. Isto se deve à presença de um controle dinâmico e com múltiplas escalas de tempo encontrado nos conversores com comutação forçada [103].

De modo a ilustrar um diagrama genérico de um inversor do tipo fonte de tensão (*VSC*) conectado à rede (*on-grid*), a Figura 2.4 expõe de forma sumária os componentes presentes nesta topologia, a qual além de possuir a função tradicional de transformar corrente contínua em corrente alternada também deve ser capaz de sincronizar o sistema com a rede elétrica.

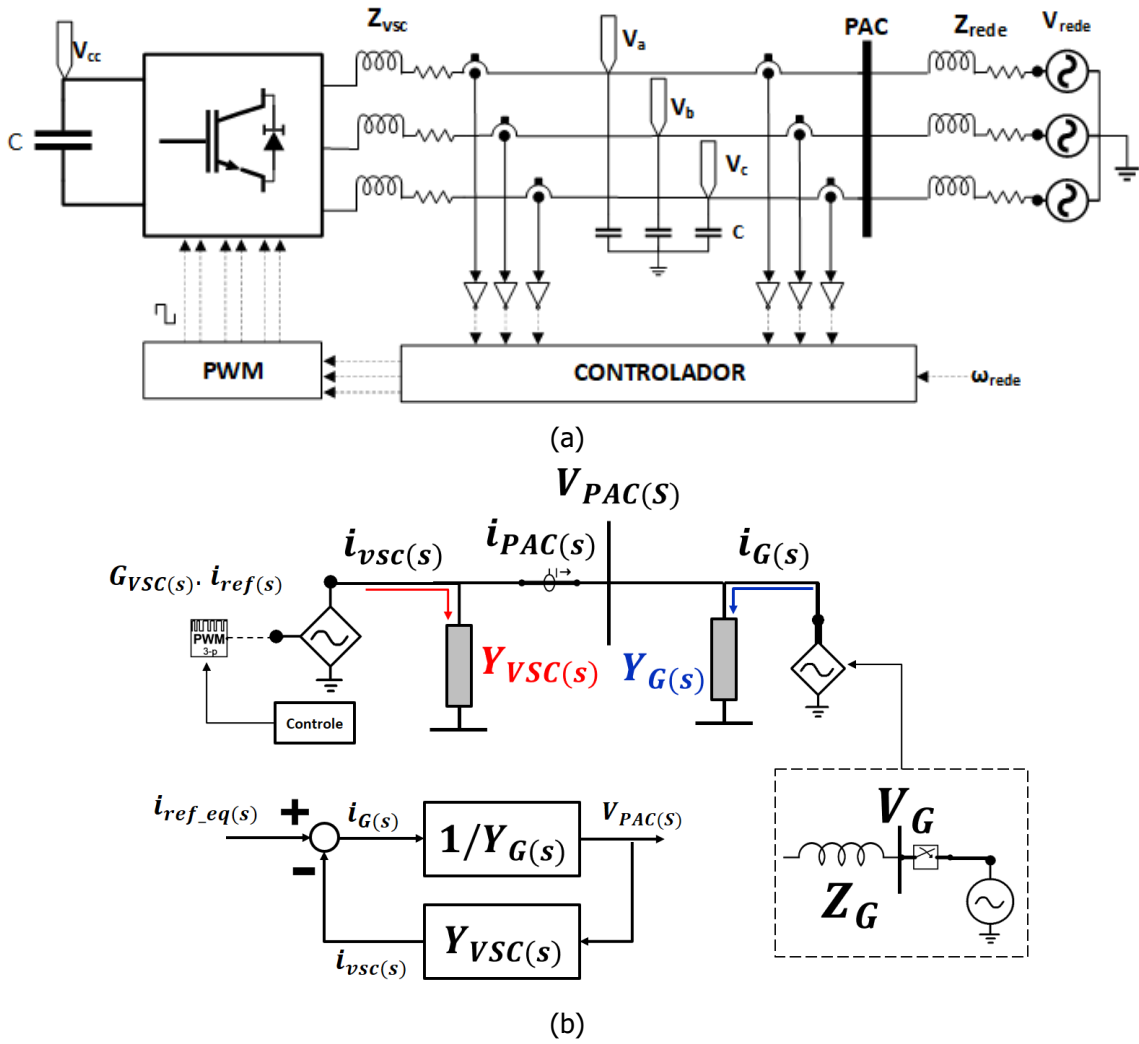


Figura 2.4 - Diagrama genérico de um conversor auto comutável. Fonte: Autoria própria.

De forma ideal, os VSCs podem ser vistos como uma fonte de corrente equivalente, destacado na Figura 2.5, nota-se que para este caso, pode haver uma ressonância passiva LC causada tanto pela fonte de corrente em paralelo (ressonância paralela) quanto pela tensão equivalente da rede (ressonância série).

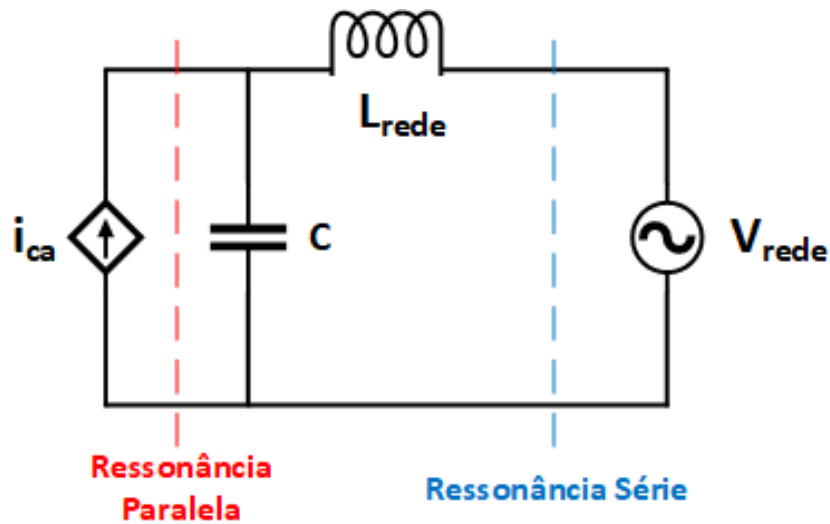


Figura 2.5 - Diagrama esquemático do conversor-rede. Fonte: Autoria própria.

Ademais, devido à variedade de larguras de banda das frequências do controle do conversor, tem-se também uma admitância equivalente de saída em paralelo com a fonte de corrente, que representa o conversor, que é visto na Figura 2.6. Consoante com a técnica de controle utilizada, a admitância de saída pode possuir uma parcela real de sequência positiva, zero ou até mesmo negativa em diferentes variedades de frequência, o que pode ocasionar amplificações nas ressonâncias passivas já existentes. Estas amplificações são dos tipos amortecido, sub-amortecido, criticamente amortecido ou ainda exponencialmente amortecido no sistema do conversor *VSC*.

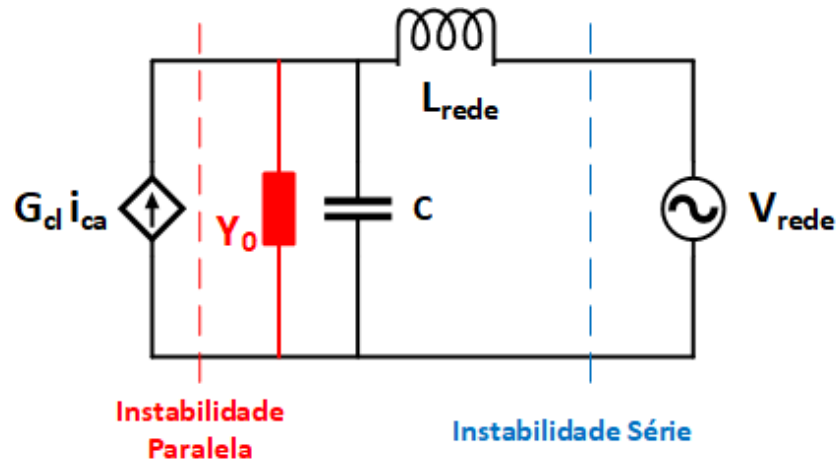


Figura 2.6 - Diagrama esquemático equivalente do conversor VSC com a admitância referente à dinâmica do controle. Fonte: Autoria própria.

A Figura 2.7 estabelece um mapeamento entre as diversas frequências possíveis de ocorrerem instabilidade de acordo com as etapas em cascata do sistema de controle do conversor *VSC*, incluindo as malhas de controle externas da tensão em corrente contínua (*DVC – Direct Voltage Control*) e a da tensão alternada (*AVC – Alternating Voltage Control*), a etapa de sincronização com a frequência da rede (*PLL – Phase-Locked Loop*) e a malha de controle interna de corrente, conhecida como (*ACC – Alternating Current Control*). Todos estes laços de controle são projetados com larguras de banda discrepantes, e estas frequências de projeto interagem com a impedância da rede, provocando o fenômeno da instabilidade harmônica. De forma crescente em uma escala de frequências, tem-se primeiramente o fenômeno na ordem sub-síncrona, ou seja, abaixo da frequência fundamental, o qual é causado via de regra pelo mecanismo de transformação da frequência do conversor ca-cc e pela aplicação da ferramenta matemática conhecida como transformada de Park ou transformada dq. A segunda banda lateral a ser discriminada está relacionada à frequência de chaveamento do conversor ou também à frequência de *Nyquist* do controlador digital, resultantes da modulação por largura de pulsos ou pelo processo de amostragem.

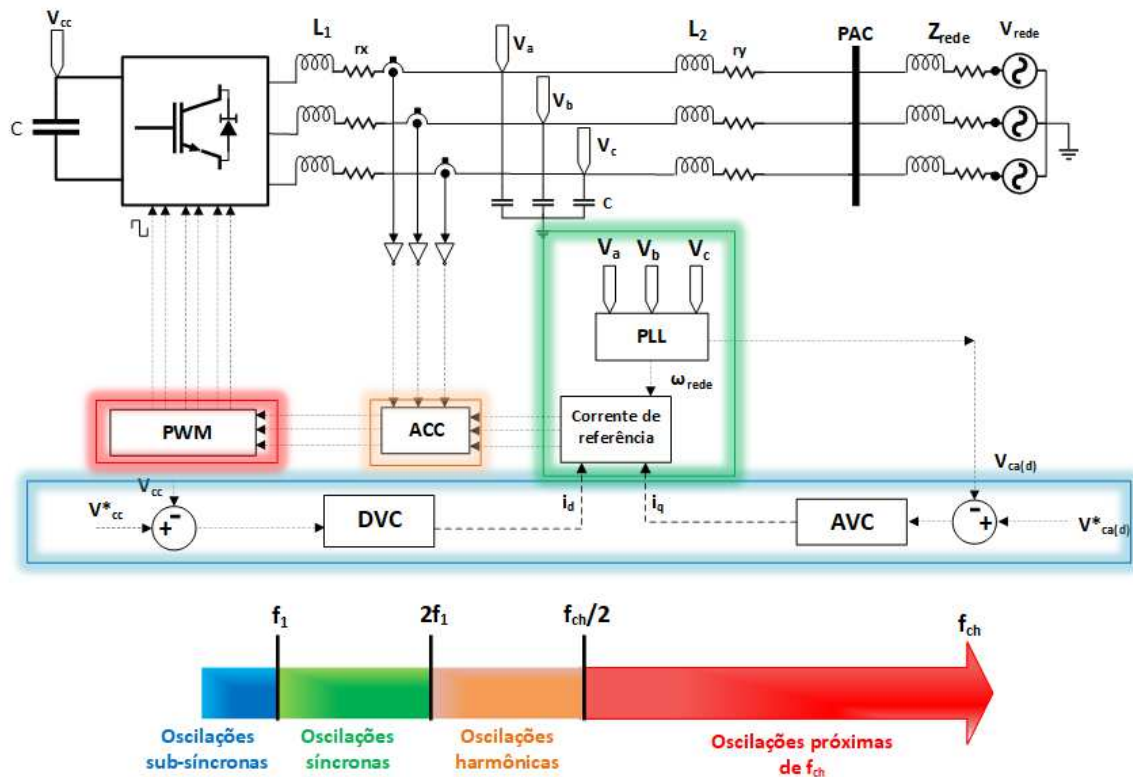


Figura 2.7 - Mapa de frequências passíveis de ocorrência de instabilidade harmônica. Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, existem duas formas de instabilidade harmônica provocadas em um sistema elétrico com forte incidência de conversores eletrônicos de potência. São elas:

- Oscilações próximas ou na banda lateral da frequência fundamental (f_1), que será chamado de Oscilações em Baixa Frequência (OBFs);
- Oscilações próximas ou na banda lateral da frequência de chaveamento (f_{ch}), que será tratado como instabilidade harmônica.

As oscilações causadas em frequências próximas à frequência fundamental são, via de regra, causadas por dois motivos principais. A dinâmica assimétrica do PLL e devido às malhas de controle externas no plano dq ou $\alpha\beta$. Para VSCs operando como inversores ca-cc, o PLL introduz um amortecimento negativo que afeta somente a dinâmica das coordenadas relacionadas ao eixo q, dado que somente a tensão v_q é controlada dentro do PLL para detecção de fase. Em contraste, a malha de controle DVC adiciona um amortecimento negativo na dinâmica do eixo d, quando o VSC opera como um retificador, impactado pela característica de potência constante do lado CC. As oscilações assimétricas na frequência f_{dq} , tanto no eixo q, quanto no eixo d podem ser traduzidas para o plano dq, provocando as oscilações na banda lateral da frequência fundamental ($f_1 \pm f_{dq}$) no domínio de fase estacionário. A ocorrência da oscilação assimétrica é dependente de quão “forte” a rede elétrica de interface. Uma rede com um nível de curto-circuito baixo é mais propensa a sofrer oscilações assimétricas. Vale ressaltar que a componente de frequência ($f_1 - f_{dq}$) torna-se uma oscilação sub-síncrona, quando a frequência de oscilação f_{dq} é inferior a duas vezes a frequência fundamental ($2f_1$), é de sequência positiva para $f_1 - f_{dq} > 0$ e de sequência negativa para $f_1 - f_{dq} < 0$. No caso em que as oscilações são ambas de sequência positiva, não é possível capturá-las via modelos no domínio da frequência. A componente de oscilação sub-síncrona pode ainda excitar as frequências naturais nos eixos de máquinas elétricas rotativas, causando assim oscilações mecânicas torcionais. Quando $f_{dq} < 2f_1$, a componente de frequência $f_1 + f_{dq}$ provoca uma

oscilação de frequência próxima da frequência fundamental, mais precisamente no arredor de $2f_1$ [104].

Já no caso das oscilações de frequência nas bandas laterais da frequência de comutação, tem-se duas prováveis causas, via de regra. São elas, o acoplamento dinâmico da frequência da modulação por largura de pulsos (*PWM*) e o processo de amostragem do sinal. Pesquisas recentes evidenciaram que a componente de perturbação de pequeno sinal (senoidal) introduz componentes de banda lateral nas baixas frequências. O surgimento destas componentes induzidas por pequenas perturbações pode interagir com a malha interna de controle de corrente *ACC*, resultando na instabilidade harmônica de banda lateral, a qual se mostrou presente em *VSCs* paralelos chaveados via portadoras assíncronas. Um fenômeno de instabilidade harmônica similar também pode ser visto em sistemas *CC*, em que os conversores *cc-cc* com diferentes frequências de chaveamento podem interagir uns com os outros, resultando em frequências oscilatórias pulsantes. Um outro caso observado, consiste no amortecimento negativo adicionado acima da frequência amostral ou de *Nyquist* pela malha de controle *ACC* com pequeno atraso de tempo. Este amortecimento negativo pode desestabilizar a frequência de sintonia ou de ressonância do filtro *LC*. Esta oscilação de frequência de banda lateral se dá devido à dinâmica de acoplamento do processo amostral [104].

Somado a isto, o fenômeno da instabilidade harmônica também pode resultar da banda larga de frequências da malha de controle de corrente *ACC*, em que o atraso temporal causado pela mesma também pode adicionar um amortecimento negativo abaixo da frequência de *Nyquist*, que pode vir a desestabilizar o sistema com oscilações em frequências harmônicas [105], [106]. Diferente da instabilidade harmônica de banda lateral, nenhuma dinâmica de acoplamento de frequência de pequenos sinais é envolvida neste caso. Todavia, as não linearidades intrínsecas à malha de controle *ACC*, como o *anti-windup* do controlador, usado para evitar que o termo integral do controle saia da região linear e que a malha de realimentação seja de certa forma quebrada e a sobremodulação do *PWM*, tendem a atenuar, sobremaneira, as oscilações exponencialmente amplificadas como inter-harmônicas e ressonâncias [107].

Assim sendo, a estabilidade harmônica nada mais é que uma espécie de estabilidade de pequenos sinais, porém que pode ocasionar distorções nas formas de onda em frequências acima e abaixo da frequência fundamental da rede elétrica, as quais podem ser acarretadas por interações das bandas largas das malhas de controle ou resultam da dinâmica de acoplamento das frequências fundamental, de chaveamento e de amostragem [108].

2.4 PRINCIPAIS FERRAMENTAS DE ANÁLISE

Existem, em suma, duas formas analíticas para a análise da estabilidade a nível de sistema, que são a análise dos autovalores baseada no modelo de espaço de estados do sistema no domínio do tempo [109] e a análise das impedâncias baseada nas funções de transferência de componentes no domínio da frequência [110].

O método baseado em impedância foi originalmente desenvolvido para a análise orientada ao projeto de filtros de entrada para conversores *CC-CC* [111]. O artigo em questão introduz o conceito de “*minor feedback loop*” ou malha de realimentação menor, que consiste na impedância de entrada do conversor e na impedância de saída do filtro *LC*, e a relação de impedância define o ganho do *loop*. Assim, o critério de estabilidade de *Nyquist* pode ser aplicado para caracterizar o efeito dinâmico da ressonância do filtro *LC* de entrada.

O conceito de *minor feedback loop* foi posteriormente estendido para a análise de estabilidade de sistemas de energia *CC* em espaçonaves [112], onde o *loop* de realimentação menor compreende as impedâncias de múltiplos conversores e a razão de impedância caracteriza as interações dinâmicas dos conversores.

Em [113], o método baseado em impedância foi aplicado para analisar a estabilidade de sistemas de potência CA, e o critério generalizado de estabilidade de *Nyquist* foi usado para avaliar as matrizes de função de transferência MIMO, devido à dinâmica de acoplamento de frequência dos conversores CC-CA. A Figura 2.8 ilustra o princípio básico de análise da estabilidade pela impedância.

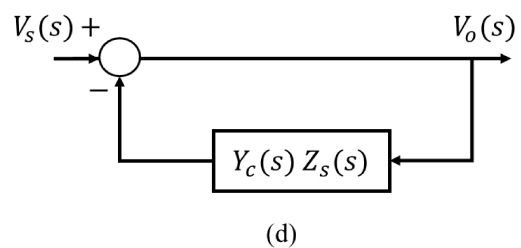
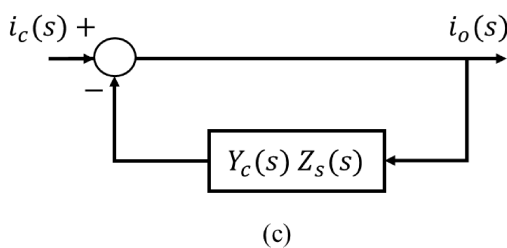
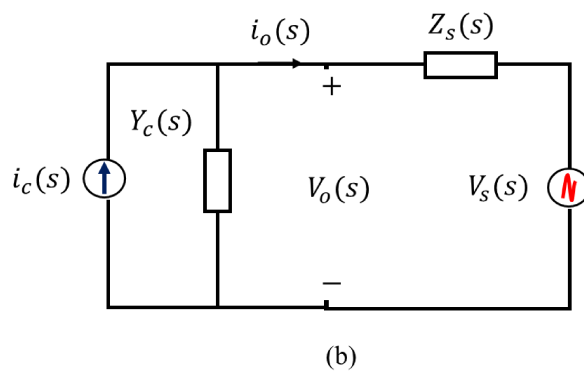
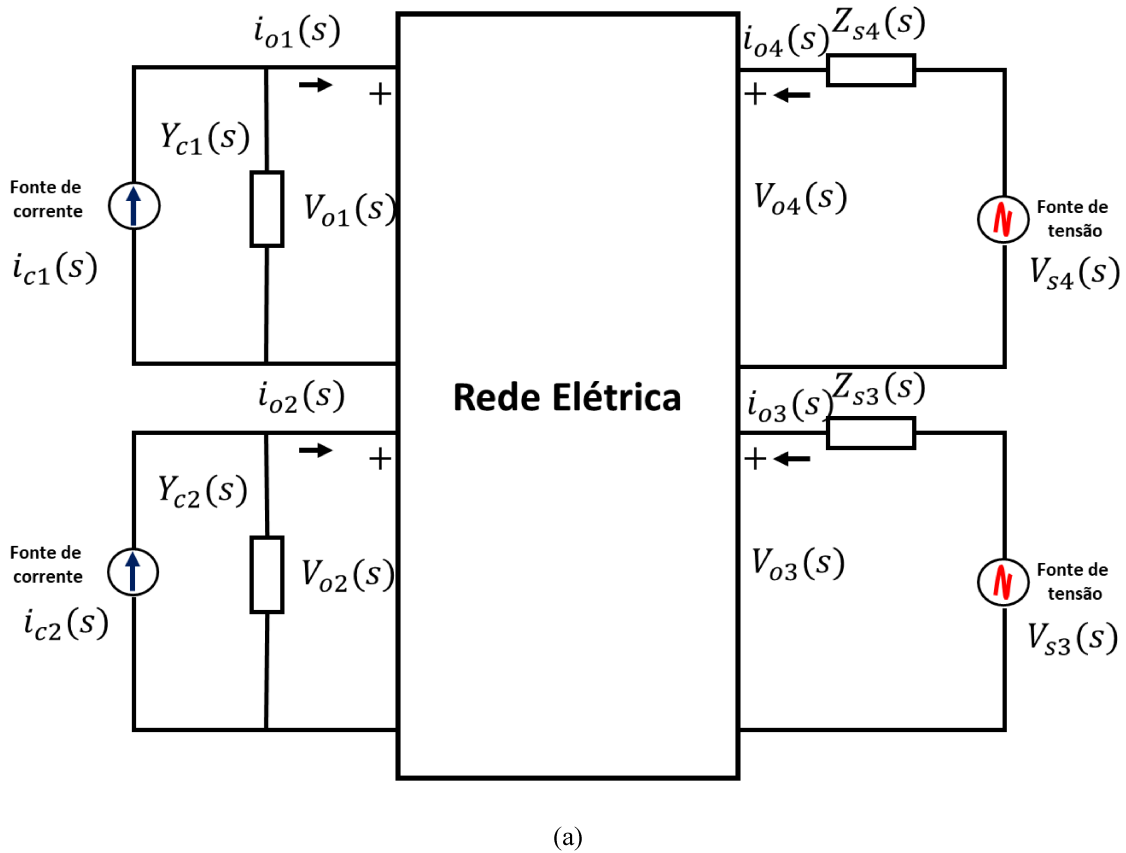


Figura 2.8 - Princípio básico do método de análise de estabilidade baseado em impedância. Fonte: Autoria própria.

Em suma, a figura pode ser analisada da seguinte forma:

- (a) Representa o modelo baseado em impedância de um sistema de potência interfaceado por conversores;
- (b) Representa a impedância equivalente geral derivada para cada conversor;
- (c) Destaca o *loop* de realimentação menor para conversores controlados por corrente;
- (d) Destaca o *loop* de realimentação menor para conversores controlados por tensão.

No que tange a análise no domínio do tempo, esta é desenvolvida com base na representação em espaço de estados do sistema de potência, que é, após a linearização de pequenos sinais, dada por [109].

$$\dot{x}y = Ax + Bu$$

$$y = Cx + Du$$

Equação 2.9

Em que, **A**, **B**, **C** e **D** são as matrizes invariantes no tempo para o sistema linear invariante no tempo (*LTI – Linear Time-Invariant*). Os autovalores da matriz **A** são obtidos por meio da equação 2.10, a seguir.

$$\det(sI - A) = 0$$

Equação 2.10

Os autovalores indicam os modos dinâmicos do sistema de potência. Os autovetores da direita revelam a distribuição dos modos dinâmicos através das variáveis de estado, e o autovetor da esquerda identifica os efeitos relativos das diferentes condições iniciais das variáveis de estado nos modos dinâmicos [114]. A combinação desses dois autovetores leva ao fator de participação [115], que pondera a participação das variáveis de estado nos modos dinâmicos. Assim, a análise dinâmica baseada nos autovalores e autovetores não apenas captura a dinâmica *in-out* do sistema, mas também fornece uma visão global dos modos de resposta e efeitos relativos das variáveis de estado.

Neste trabalho, toda a avaliação será realizada utilizando o método da impedância, principalmente pelo menor grau de complexidade e relativa facilidade em se obter os resultados com a modelagem que será proposta.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o intuito de trazer ao leitor o estado da arte relacionado ao tema, este capítulo cumpriu com o que foi proposto e de forma sintética abordou acerca do contexto do fenômeno, fez ponderações acerca da definição de outros fenômenos e o distúrbio em pauta, trouxe uma revisão bibliográfica cronológica da instabilidade ressonante e retratou as principais ferramentas de análise da instabilidade harmônica.

3. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE GERAÇÃO EÓLICA PARA ESTUDOS DE OSCILAÇÕES HARMÔNICAS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com o crescimento dos distúrbios anteriormente destacados fica evidente a necessidade de revisitar e reavaliar os modelos convencionais utilizados como padrão para representar equipamentos no que diz respeito às interações harmônicas. Existe uma vasta e consolidada bibliografia referente à modelagem das redes e seus componentes, tais como, transformadores, linhas de transmissão e distribuição aéreas, cabos isolados e instalações conectadas a elas, amparados pelos estudos de transitórios eletromagnéticos em média e alta tensão [116].

Já no que concerne aos modelos de equipamentos conectados às redes, tais como, aerogeradores, inversores fotovoltaicos, drives de ajuste de velocidade de motores, entre outros, ainda existe um desafio grande correlato a simulação do comportamento destes em altas frequências. Via de regra, os modelos disponíveis, respondem bem em uma faixa de frequência inferior à, aproximadamente, 2 kHz. A partir daí, os resultados computacionais começam a divergir dos valores advindos de medições em campo, o que remete à necessidade de realização de mais pesquisas relacionadas à modelagem de equipamentos em alta frequência e análise dos equipamentos utilizados para medir tais distúrbios [117].

Dentre as estratégias mais empregadas na prática, destaque é dado aos equivalentes (de Thévenin e Norton) baseados em elementos passivos. Tem-se também os modelos ativos, empregados em simulações no domínio do tempo, e os modelos linearizados, no domínio da frequência, os quais buscam por linearizar a resposta do dispositivo em determinado ponto de operação e representá-lo em termos de equações analíticas [118], [119].

Nesse contexto, esta tese propõe uma estratégia de modelagem no domínio do tempo, considerada mais eficaz do ponto de vista de análise da estabilidade ressonante em instalações com elevada penetração de conversores eletrônicos, utilizando, neste caso, um software de simulação de transitórios eletromagnéticos no domínio do tempo.

3.2 FERRAMENTA COMPUTACIONAL – ATP (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM)

O *ATPDraw*® para Windows® é um pré-processador gráfico acionado por cursor para a versão ATP do Programa de Transientes Eletromagnéticos (*EMTP*). No *ATPDraw*® o usuário pode construir o modelo digital do circuito a ser simulado utilizando o cursor e selecionando componentes predefinidos de uma extensa paleta, de forma interativa. Em seguida, ele gera o arquivo de entrada para a simulação no formato apropriado com base em "*what you see is what you get*".

3.2.1 O que é?

O *Alternative Transients Program (ATP)* é um dos *softwares* mais utilizados para simulação digital de fenômenos transitórios de natureza eletromagnética e eletromecânica em sistemas elétricos de potência. Com ele, redes complexas e sistemas de controle de estrutura arbitrária podem ser simulados. O *ATP* possui extensas capacidades de modelagem e recursos adicionais importantes além da computação de transientes. Além disso, tal aplicação possui uma interface gráfica conhecida como *ATPDRAW*® a qual vem sendo desenvolvida ao longo dos anos por uma comunidade de usuários da ferramenta e controlada pelo professor e pesquisador H. K. Hoidalén [120].

3.2.2 Princípios operacionais do software

O *ATP* possui uma vasta gama de modelos, incluindo máquinas rotativas, transformadores, pára-raios, linhas de transmissão e cabos. A capacidade de interface com os módulos de programação *TACS* (*Transient Analysis of Control Systems*) e *MODELS* (uma linguagem de simulação) permite a modelagem de sistemas de controle e componentes com características não lineares, como arcos elétricos e o efeito corona. Os sistemas dinâmicos sem qualquer rede elétrica também podem ser simulados usando a modelagem dos sistemas de controle *TACS* e *MODELS*. Além disso, distúrbios simétricos ou assimétricos são permitidos, como faltas, descargas atmosféricas e diversos tipos de manobras, incluindo comutação de válvulas. No domínio da frequência também é possível realizar uma série de estudos, tais como análises harmônicas via injeção de determinada corrente harmônica no *Harmonic Frequency Scan*, além de cálculos de resposta em frequência [120].

3.2.3 Módulos de simulação

MODELS é uma linguagem de descrição de propósito geral suportada por um extenso conjunto de ferramentas de simulação para a representação e estudo de sistemas variantes no tempo.

- A descrição de cada modelo é habilitada usando formato livre, sintaxe orientada por palavras-chave do contexto local e que é amplamente autodocumentada.
- *MODELS* no *ATP* permite a descrição de controle arbitrário definido pelo usuário e componentes de circuito, fornecendo uma interface simples para conectar outros programas/modelos ao *ATP*.
- Como ferramenta programável de uso geral, *MODELS* pode ser usado para processar resultados de simulação no domínio da frequência ou no domínio do tempo.

TACS é um módulo de simulação para análise no domínio do tempo de sistemas de controle. Foi originalmente desenvolvido para a simulação de controles de conversores *HVDC*. Para o módulo *TACS*, é usada uma representação em diagrama de blocos dos sistemas de controle. *TACS* pode ser usado para a simulação de diversos circuitos como: controles do conversor *HVDC*, sistemas de excitação de máquinas síncronas, eletrônica de potência e acionamentos além de arcos elétricos (disjuntor e arcos elétricos).

A interface entre a rede elétrica e o módulo *TACS* é estabelecida pela troca de sinais, como tensão do nó, corrente na chave, status da chave, resistência variável no tempo, fontes de tensão e corrente, etc.

As rotinas de suporte são utilitários integrados dentro do programa que auxiliam os usuários na conversão entre o formato de dados do fabricante e o requerido pelo programa, ou para calcular parâmetros elétricos de linhas e cabos a partir de dados geométricos e materiais [120]. Os módulos de suporte no *ATP* são:

- Cálculo de parâmetros elétricos de linhas aéreas e cabos usando os módulos do programa *LINE CONSTANTS*, *CABLE CONSTANTS* e *CABLE PARAMETERS*.
- Geração de dados de entrada do modelo de linha dependente da frequência (modelos de linha Semlyen, JMarti, Noda).
- Cálculo dos dados do modelo para transformadores (*XFORMER*, *BCTRAN*).
- Conversão da curva de saturação e histerese.
- Modularização da Base de Dados (para uso *\$INCLUDE*).

3.3 DIRETRIZES OPERATIVAS (*GRID-CODES*)

Os códigos de rede para sistemas de geração de energia eólica são as diretrizes, regulamentos e leis para a conexão de turbinas eólicas à redes elétricas. Estes são desenvolvidos pelos operadores do sistema de energia para suavizar os efeitos da alta penetração da energia eólica na estabilidade do sistema de energia e na qualidade da energia. Um dos principais objetivos

dos fabricantes de turbinas eólicas é desenvolver as estratégias de controle correspondentes e esquemas de proteção para satisfazer os códigos de rede relacionados e então venderem seus produtos ao mercado.

Nesta seção, são apresentados os códigos de rede de vários países, incluindo os códigos de rede para operação em regime permanente e os códigos de rede sob operações anormais, como sob faltas, desequilíbrios e distorções harmônicas.

Primeiramente, destaque é dado aos requerimentos em casos de condições operativas nominais ou habituais de regime permanente. A Tabela 3.1 evidencia os requisitos necessários por país de interesse [121], [122].

Tabela 3.1 - Códigos de rede para operação de sistemas eólicos – Condições nominais.

Requerimentos	Brasil	China	Alemanha	Dinamarca	Espanha
Desvio de tensão e frequência	✓	✓	✓	✓	✓
Controle de potência ativa	✓	✓	✓	✓	✓
Controle de potência reativa	✓	✓	✓	✓	✓
Função de controle inercial e estabilizador do sistema de energia	✓	✓	✓	✓	✓

Após isto, é salientado na Tabela 3.2 os requerimentos em casos de condições operativas adversas.

Tabela 3.2 - Códigos de rede para operação de sistemas eólicos – Condições não ideais.

Requerimentos	Brasil	China	Alemanha	Dinamarca	Espanha
LVRT – Low Voltage Ride-Through	✓	✓	✓	✓	✓
HVRT – High Voltage Ride-Through	✓	✓	✓	✓	✓
RFRT – Recurring Fault Ride-Through			✓	✓	✓
Operação sob desequilíbrio	✓	✓	✓	✓	✓

Distorções
harmônicas



Nesse contexto, é salutar observar a quantidade de funções que uma unidade de geração eólica deve ser apta a realizar em condições normais e adversas de operação.

No tocante, especificamente, aos fenômenos relacionados às distorções harmônicas via de regra as recomendações se baseiam em evitar a penetração de harmônicos convencionais com padrão conhecido, tais como as múltiplas inteiras de $6k \pm 1$. Para tanto, existem as diretrizes previstas no módulo 08 do PRODIST [123] e as regras atribuídas no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [122].

A seguir, inicia-se a descrição físico-matemática da modelagem das partes de um aerogerador.

3.4 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

Nesta seção são sintetizados os modelos físico-matemáticos relacionados aos principais componentes do sistema elétrico de um complexo eólico de geração.

3.4.1 Rede externa equivalente

Em termos de uma boa representação da rede externa, existe uma série de recomendações feitas no âmbito dos estudos correlatos a harmônicos. Os procedimentos de rede, bem como o Cigré, recomendam a utilização dos envelopes de impedância harmônica da rede equivalente ou método do lugar geométrico, os quais permitem considerarem as variações da impedância da rede de acordo com a demanda de energia ou carregamento (leve, médio e pesado), além de prever possíveis cenários de contingência [122]. O método do lugar geométrico possui algumas críticas, principalmente no âmbito prático quando se aplica ao acesso de renováveis ao SIN, uma vez que caso utilizado sem bom senso, pode-se tomar como parâmetro, contingências que sequer são passíveis de ocorrer, dado que se acontecerem, desconectam a instalação acessante. Nesse sentido, alguns estudos podem orientar a instalação de filtros harmônicos improváveis. O operador do sistema brasileiro já revisou a nota técnica de acesso dessas instalações, levando em consideração algumas destas anomalias [124].

Em [125], foi realizado um estudo para verificação da influência do equivalente de rede e verificou-se que o modelo equivalente de Thévenin baseado na impedância de curto-circuito, quando comparado ao envelope de impedâncias, provê uma série de erros significativos em áreas em que ocorrem ressonâncias e, sobremaneira, não é indicado para fins de avaliação dos fenômenos de interesse sob pauta.

Além da representação da impedância harmônica, outro parâmetro de extrema importância a se conhecer, para a realização das avaliações, é a emissão secundária ou *background distortion*. Essa variável depende de uma série de fatores para ser definida e possui elevado grau de complexidade para estimação, principalmente quando não existem medições prévias em longos períodos, contemplando todos os cenários de carregamento e, até mesmo, contemplando de forma incorreta elementos ativos (não-lineares) anexos ao ponto de avaliação.

A preocupação com a emissão secundária se torna ainda maior em caso em que amplificações podem ser esperadas. Estas amplificações podem ser consequência de interações entre as instalações do cliente e a rede, mas também podem ser causadas por mudanças na topologia da rede principal. Em geral, o estabelecimento dessas distorções harmônicas é feito por meio de uma campanha de medições durante um determinado período representativo com um número de medidores elevado. O principal desafio aqui consiste em determinar a extensão e a duração do monitoramento necessário para capturar as condições representativas. Ainda assim, se faz necessário realizar uma estimativa do background, dado que existe a possibilidade de mudanças

na rede, como por exemplo, a entrada em operação de instalações anexas previstas no planejamento [126].

3.4.2 Rede interna

A modelagem da rede interna encontra-se fundamentada na definição dos modelos utilizados para representação dos equipamentos pertencentes ao circuito interno dos parques eólicos.

3.4.2.1 Cabos isolados e linhas aéreas

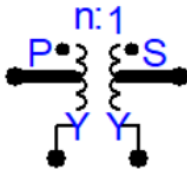
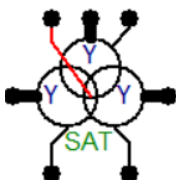
Os modelos de linhas aéreas e cabos isolados para estudos de propagação harmônica são bem documentados na literatura técnica, os quais devem levar em consideração fatores de influência na impedância equivalente dos elementos. Para as linhas aéreas, os principais parâmetros de influência na eficiência do modelo são o efeito *skin*, a resistividade da terra, o tipo de representação do modelo (circuito-pi agrupado, circuito-pi distribuído, circuitos-pi em cascata agrupados), além da altura dos condutores com relação ao solo. No caso dos cabos isolados, tem-se como principais fatores influentes, em uma adequada modelagem, o comprimento do condutor, seu raio médio, a espessura do isolamento, o *layout* do cabo (disposição planar, triangular, em trifólio), a blindagem e o tipo de modelo para representação (circuito-pi nominal, equivalente, etc). Os trabalhos [127] e [128] apresentam discussões de relevância no que tange a modelagem de cabos e linhas para estudos em amplas faixas de frequência.

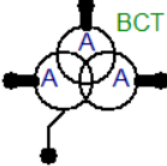
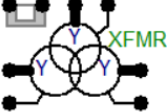
O *ATPDraw*® conta com mais de dez possibilidades de modelos para a representação de linhas e cabos já testados e validados para estudos de transitórios eletromagnéticos, sendo assim, bastante conhecidos.

3.4.2.2 Transformadores

Avaliando a bibliografia técnica correlata aos estudos de transitórios eletromagnéticos, existem vários artigos sobre o comportamento de transformadores em alta frequência. Alguns necessitam de medições para estimação dos parâmetros, contudo outros levam em consideração, na modelagem do transformador, os acoplamentos capacitivos e outros parâmetros relevantes para avaliação do equipamento em faixas de frequência acima de 1kHz. Os principais parâmetros na modelagem de um transformador para estudos correlatos a harmônicos e ressonâncias são as características do enrolamento, núcleo e os acoplamentos capacitivos, quando a avaliação se dá em alta frequência. Em [129], existe uma vasta discussão no que diz respeito à modelagem de transformadores para avaliações de fenômenos transitórios eletromagnéticos e distúrbios em múltiplas frequências.

Tabela 3.3 - Opções de Modelos de Transformadores.

Coletânea	Nome do objeto	Ícone	ATP card	Descrição
<i>Ideal 3-ph</i>	TRAFO_I3		<i>Source</i> <i>type 18</i>	Transformador trifásico ideal
<i>Saturable 3-ph</i>	SATTRAFO		<i>Branch</i> <i>Transformer</i>	Transformador trifásico saturável. Dois ou três enrolamentos

BCTTRAN	BCTTRAN		<i>Branch Type</i> 1...9	Suporte direto da modelagem da matriz do transformador BCTTRAN.
<i>Hybrid Model*</i>	XFMR		<i>Branch</i>	Modelo conta com resistência do enrolamento, indutância de fuga, núcleo topologicamente correto e capacitâncias. Possibilidade de inserir relatório de teste, dados de projeto ou típico.

3.4.2.3 Capacitores, Reatores e Filtros

Os elementos para compensação de reativo e os filtros harmônicos passivos eventualmente existentes na instalação e na vizinhança, devem ser modelados de forma consistente, pois são de extrema importância no que diz respeito ao comportamento do resultado da impedância da rede. A operação desses equipamentos pode causar mudanças na característica da rede de tal forma que ocorra problemas de instabilidade harmônica, além dos conhecidos transitórios eletromagnéticos de energização. Os bancos de reatores e capacitores em série e em derivação podem ser representados como componentes concentrados, com susceptância linear variável com a frequência. Além disso, as perdas resistivas devem ser representadas, pois impactam diretamente no fator de amortecimento da rede para a análise em discussão. Os filtros harmônicos passivos podem também serem representados como componentes concentrados de susceptância linear variável com a frequência. Destaca-se aqui a necessidade de levar em consideração parâmetros como a largura de banda do filtro, frequência de sintonia, tipo de arranjo e fator de qualidade [130].

3.4.2.4 Cargas lineares

O termo carga linear descreve cargas que quando alimentadas por uma fonte de tensão senoidal de frequência fundamental produzem apenas corrente senoidal de frequência fundamental. Muitas cargas residenciais e comerciais, incluindo motores de indução e máquinas síncronas são exemplos de carga linear, quando operadas na faixa linear de atuação. As cargas lineares são um elemento importante na impedância harmônica da rede. Elas constituem não somente o principal elemento de amortecimento, mas podem afetar as condições de ressonância, particularmente nas altas frequências, conforme [131] e [132]. Além destas, pode-se destacar também os resistores existentes em todo o sistema.

Simulações computacionais têm indicado que a representação da carga pode tanto aumentar como diminuir os fluxos harmônicos [131]. Consequentemente, uma representação adequada das cargas é necessária.

A modelagem harmônica de cargas lineares é sensível ao tipo de carga, ao montante de carga e a sua composição. Existem basicamente quatro tipos de cargas: resistiva, indutiva, capacitiva e não lineares. Desconsiderando a parte não linear da carga, a representação das cargas lineares restantes pode ser feita como uma combinação de impedâncias lineares. Contudo, existe uma grande dificuldade de se obter informações detalhadas da composição da carga em cada cenário.

As cargas lineares são geralmente representadas por suas potências ativas e reativas, P e Q, respectivamente, nos programas de fluxo de potência. Na frequência fundamental uma impedância equivalente pode ser calculada a partir de P e Q. Nas frequências harmônicas, contudo, P e Q não podem ser usados diretamente, porque a potência ativa absorvida pelas máquinas rotativas não corresponde diretamente ao valor do amortecimento e, em alguns casos, a potência reativa na frequência fundamental pode ter um efeito desprezível nas frequências harmônicas.

Referências como [131], [132] e [133], apresentam diversos modelos propostos na literatura para a representação das cargas lineares em estudos de fluxo harmônico. De maneira geral, os modelos permitem a representação das cargas de forma combinada, com uma porção de motores e cargas resistivas. De acordo com a complexidade do modelo eles podem incluir variação dos parâmetros devido ao efeito *skin*, ter os parâmetros definidos de acordo com o percentual de carga motora e incluir o efeito dos transformadores dedicados à carga.

Em função das dificuldades relatadas para a representação das cargas, uma prática comum e, normalmente, conservativa é ignorar o seu efeito e representá-las como um circuito aberto. Uma possível abordagem para representação das cargas, seguindo as recomendações de [131] e [133] seria representar as cargas existentes até a terceira vizinhança do ponto de avaliação em maiores detalhes ou mesmo considerá-las desligadas e utilizar equivalentes simples ou ramais típicos para o restante do sistema. Tal abordagem não negligenciaria por completo o efeito de amortecimento da carga e provavelmente, por só representá-la em pontos afastados da barra avaliada, não resultaria em significativas modificações nas frequências de ressonância.

De qualquer forma, é importante se ter ciência de que qualquer que seja a modelagem adotada para as cargas em sistemas de grande porte, algum erro na representação sempre irá ocorrer e seu efeito, quando modelada, na maioria dos casos, é de amortecimento ou atenuação das ressonâncias.

3.4.2.5 Variação da resistência com a frequência

Algumas equações utilizadas para modelar os efeitos da frequência na resistência não são lineares e sua implementação em programas de análise harmônica não é trivial. Portanto, é necessário realizar aproximações destas curvas, como descrito a seguir.

A forma de se modelar os efeitos da variação de frequência na resistência usualmente adotada nos programas de análise harmônica é através de equações do tipo $R_0 h^\alpha$, onde R_0 é a resistência à frequência fundamental, h é a ordem do harmônico e α é uma constante. Cada tipo de componente do sistema pode ser representado por uma faixa diferente de valores de α , dependentes de fatores como o nível de tensão da linha de transmissão ou a potência do transformador. Assim, é comum determinar um “fator α ” para cada tipo de componente da rede elétrica quando de sua representação para estudos de desempenho harmônico.

Contudo, essa equação não representa adequadamente a resistência em toda a faixa de frequência. Isto pode levar a duas consequências:

- Para baixas frequências, a equação superestima o amortecimento da rede, o que pode resultar em problemas de desempenho da instalação para harmônicos de baixa ordem (por exemplo, 3° e 5°).
- Para altas frequências, o amortecimento da rede é subestimado, podendo resultar em filtros desnecessariamente superdimensionados, tornando o projeto mais caro.

Para representar a variação da resistência dos principais elementos da rede com a frequência nos programas de análise harmônica e evitar os problemas encontrados quando se considera a resistência dos componentes da rede constante ou mesmo quando se utiliza equações do tipo

R_h para o cálculo da impedância harmônica, é recomendável representar a variação da resistência através da Equação 3.1, conforme [134]:

$$R_h = R_0(Ah^\alpha + Bh^\beta + C)$$

Equação 3.1

Em que, A, B, C, α e β são constantes e diferentes para cada um dos componentes do sistema. A Tabela 3.4 apresenta parâmetros genéricos para linhas, transformadores e geradores definidos em [134].

Tabela 3.4 - Parâmetros para a correção da resistência

Equipamento	α	β	A	B	C
Linha	0,7316	0,7158	-1,243	1,549	0,6
Transformador	1,909	1,5	0,1431	-0,08121	0,91
Gerador	0,8802	0,8069	-0,8222	1,37	0,6

O efeito da variação da resistência com a frequência no programa *HarmZs* do CEPEL está modelado conforme a Equação 3.1 e os valores apresentados na Tabela 3.4 são o padrão do programa, mas podem ser modificados conforme o usuário disponha de melhor informação.

A referência [134] apresenta comparações de lugares geométricos das impedâncias calculados com diferentes tipos de ajustes para as resistências dos elementos do sistema e evidencia a importância desta correção no sentido de se evitar a consideração de lugares geométricos com ângulos de impedância muito elevados, os quais podem resultar em distorções superestimadas.

3.4.2.6 Distância mínima da barra de interesse

Quando o assunto são os estudos de fluxo de carga e/ou análises de curtos-circuitos, tem-se como prática, a utilização de um modelo completo em regime permanente da rede da concessionária e até mesmo do sistema interligado nacional (SIN). Além disso, a maioria das concessionárias ou no caso do SIN, o operador nacional do sistema, possui um modelo dinâmico da rede para avaliações de estabilidade. Contudo, ainda é um desafio obter modelos de rede equivalente dependentes da frequência para fins de avaliação de distorções harmônicas e estabilidade ressonante. Quando não há um modelo de rede completo, contemplando o equivalente do sistema, o maior desafio consiste em determinar quanto da rede precisa ser representada em detalhes e como derivar equivalentes, de forma precisa, do restante da rede. Como foi visto para a rede externa, existem estratégias para avaliação da impedância harmônica, o que dependerá da característica de carga do sistema e de eventuais contingências. Porém, em termos da rede interna, quando a instalação se trata de um sistema demasiadamente complexo e grande é necessário identificar um equilíbrio entre precisão do modelo, quantidade de dados disponíveis e o processamento computacional necessário. Segundo [133] uma abordagem comum que pode ser considerada como um bom guia, é realizar um estudo de sensibilidade estendendo progressivamente o sistema até que os resultados de duas interações consecutivas converjam. Além disso, em [135], fazem-se as seguintes considerações: a rede a ser estudada deve ser representada em detalhes até cinco barras e duas transformações em torno do ponto de interesse, barramentos com níveis de compensação reativa significativas devem ser representados e a extensão da rede deve ser suficiente para incorporar todas as contingências que precisam ser avaliadas. Em termos do equivalente de rede, é indicado levar em consideração as estratégias destacadas na seção a seguir.

3.5 MODELAGEM DO AEROGERADOR DFIG (TIPO III)

Nesta seção são sintetizados os modelos físico-matemáticos relacionados às três etapas do modelo para representação da conversão de energia em um aerogerador do tipo III. As Figuras 3.1 e 3.2 destacam essas etapas.

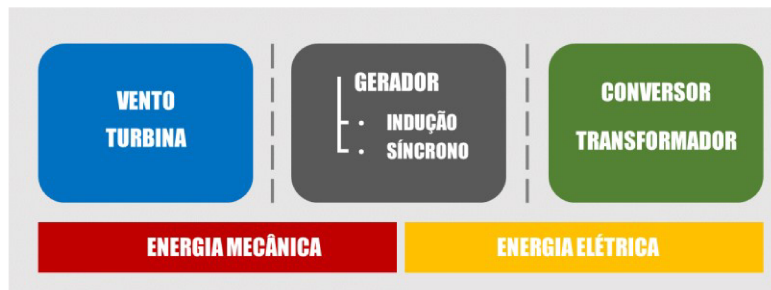


Figura 3.1 - Diagrama de blocos da conversão de energia em um sistema de geração eólica.

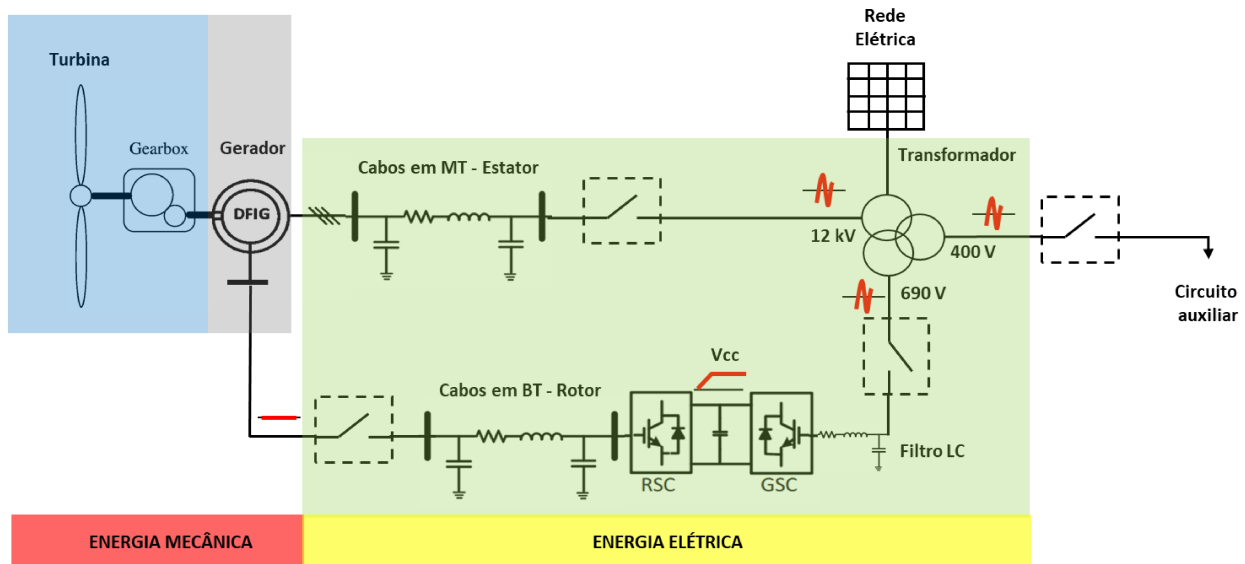


Figura 3.2 - Sistema equivalente da unidade de geração eólica. Fonte: Autoria própria.

3.5.1 Vento e Turbina

Esta etapa consiste na representação da potência mecânica disponibilizada pela turbina ao gerador de um sistema de geração eólica. A energia cinética do vento P_W , a potência mecânica P_{mec} e a velocidade na ponta da hélice da turbina λ podem ser escritas da seguinte forma [136].

$$P_W = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_w^3$$

Equação 3.2

$$P_{MEC} = C_p(\beta, \lambda) \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_w^3$$

Equação 3.3

$$\lambda = \frac{2\pi r n_r}{60 v_w}$$

Equação 3.4

Em que,

ρ Densidade do ar (kg/m^3)

- r Raio do rotor da turbina (m)
- v_W Velocidade do vento (m/s)
- C_p Coeficiente de Potência
- β Ângulo *Pitch* (graus)
- λ Razão da velocidade de pá

O coeficiente C_p expressa a relação entre a potência disponível no vento e a extraída pela turbina eólica, sendo dependente do ângulo *Pitch* ou ângulo de passo da hélice e do coeficiente λ , que correlaciona a velocidade na ponta da pá com a velocidade do vento, bem como das constantes aerodinâmicas da turbina.

De posse das equações acima fica evidente a importância de conhecer a grandeza vento, uma vez que a potência disponibilizada pela turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Nesse sentido, existem diversos modelos matemáticos para representar tal variável, um deles e utilizado na modelagem proposta neste estudo, que representa o vento através da soma algébrica de quatro componentes [137].

$$v_W = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído}$$

Equação 3.5

Para além, tem-se o controle *Pitch*, responsável por controlar o ângulo de passo da turbina [138]. Este é acionado em momentos de velocidade rotacional do eixo superiores às condições de operação nominal. Nestes casos, a fim de limitar a potência disponibilizada ao gerador e evitar danos na máquina o controle atua na variação da angulação da pá de acordo com a malha de controle destacada na Figura 3.3.

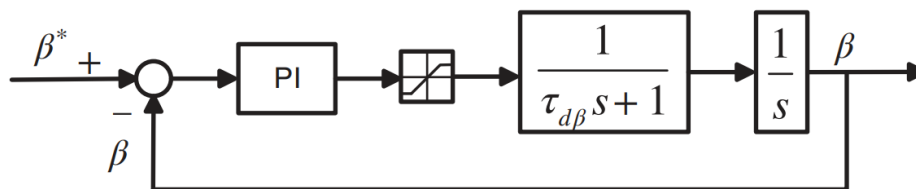


Figura 3.3 - Malha de controle do ângulo Pitch [138].

De forma geral, a conversão eletromecânica pode ser representada da seguinte forma.

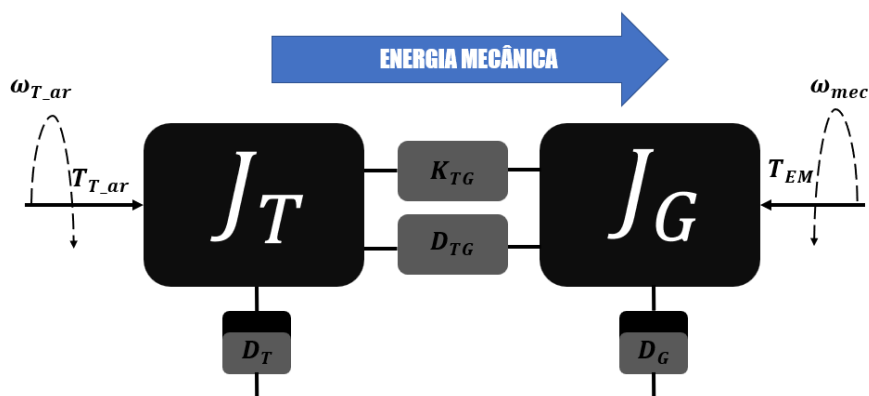


Figura 3.4 - Modelo mecânico da turbina. Fonte: Autoria própria.

Em que,

- J_T Momento de inércia da turbina
- J_G Momento de inércia do gerador

K_{TG}	Coeficiente de rigidez
D_{TG}	Coeficiente de amortecimento
D_T	Coeficiente de atrito da turbina
D_G	Coeficiente de atrito do gerador
T_{T_ar}	Torque mecânico da turbina
T_{EM}	Torque eletromagnético do gerador
ω_{T_ar}	Velocidade mecânica da turbina
ω_{mec}	Velocidade mecânica do gerador

A equação matemática representativa deste modelo é:

$$\frac{dT_{em}}{dt} = K_{TG}(\omega_{T_ar} - \omega_{mec}) + D_{TG}\left(\frac{d\omega_{T_ar}}{dt} - \frac{d\omega_{mec}}{dt}\right)$$

Equação 3.6

O torque eletromagnético T_{EM} , pode ser controlado pelo conversor de energia, enquanto o torque mecânico T_{T_ar} é influenciado pela velocidade do vento e também pode ser controlado pela turbina eólica via controle *pitch*, assim as velocidades mecânicas da turbina e do gerador podem ser de certa forma controladas.

▪ **Representação no ATPDraw®**

A seguir tem-se representado o equivalente do sistema mecânico através das ferramentas *MODELS* e *TACs* disponibilizadas pelo *ATPDRAW®*.

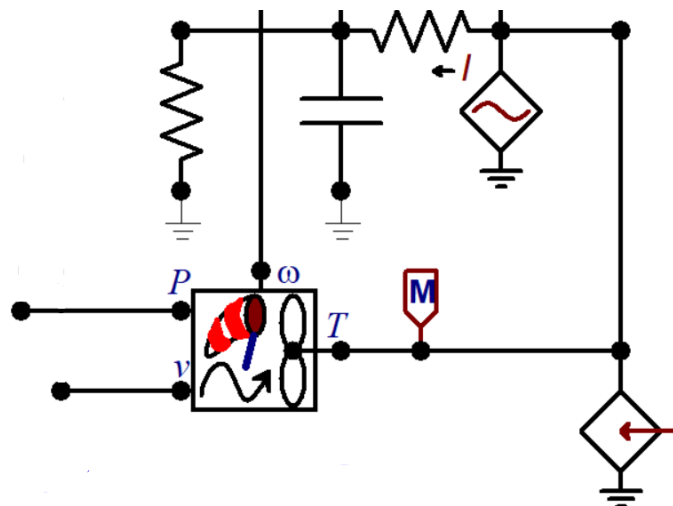


Figura 3.5 - Representação do sistema mecânico no ATPDraw® utilizando MODELS e TACs. Fonte: Autoria própria.

O detalhamento do código implementado no estudo computacional, a ser apresentado no Capítulo IV, está disponibilizado no Apêndice do documento.

3.5.2 Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG)

O circuito equivalente de regime permanente de um gerador duplamente excitado (*DFIG*) é obtido a partir da suposição de que a máquina opera em regime sob condições ideais, ou seja, condições nominais. Sendo assim, pode-se simplificar o circuito trifásico em um circuito monofásico.

Para análises dinâmicas e dos sistemas de controle, é necessário utilizar o modelo dinâmico do gerador [24-27]. Sendo assim, tal sistema de equações consiste em um sistema não linear e variante no tempo. Via de regra são utilizadas para a modelagem as seguintes condições de contorno.

- Os enrolamentos trifásicos do gerador são balanceados com conexão Y, com deslocamento de fase de 120° entre si no espaço. A força magnetomotriz induzida é distribuída de forma senoidal ao longo do entreferro;
- A saturação magnética do estator e do núcleo do rotor é desprezada;
- A perda de ferro do estator e do núcleo do rotor é desprezada.
- As resistências de fuga dos enrolamentos do estator ou do rotor não variam com a temperatura e a frequência.

Em se tratando da modelagem da máquina de indução duplamente excitada para análises de distorções harmônicas, faz-se necessário que tais condições sejam também modeladas e levadas em consideração. Para tanto, existe uma série de estratégias passíveis de serem aplicadas às simulações no domínio do tempo. Neste documento foram considerados quatro métodos, devidamente selecionados, como indicados para representação da emissão harmônica em múltiplas frequências.

Tabela 3.5 - Documentos técnicos relacionados a modelagem dos geradores de indução duplamente excitados para análises harmônicas.

Estratégia	Referência
Modelo harmônico da máquina de indução bobinado (<i>WRIM</i>) acoplado a um modelo de controlador orientado a fluxo de estator (<i>SFOC</i>)	[143]
Modelo de fonte de tensão por trás de reatância (<i>VBR</i>)	[144]
Modelo de circuito equivalente em <i>dq0</i> ou <i>abc</i>	[145]

Para fins da realização dos estudos de caso, será utilizado o modelo da máquina no domínio *abc* e *dq0*, modelos estes existentes no *software ATPDraw®*, os quais possibilitam tal emulação e já foram validados em estudos de transitórios eletromagnéticos [146].

A título de apresentar o conceito matemático por trás dos modelos implementados na ferramenta, a seguir é destacado o modelo na referência *abc* [147]. Contudo, o modelo também pode ser simplificado e implementado nas referências $\alpha\beta$ e *dq* [148].

O *DFIG* é modelado por três enrolamentos estáticos no estator (*ABC*) e três enrolamentos no rotor (*abc*) girando com frequência angular ω_r , conforme mostrado na Figura 3.6. Se o ângulo inicial entre o enrolamento do rotor da *fase a* e o enrolamento do estator da *fase A* for zero, o ângulo θ_r entre o enrolamento do rotor da *fase a* e o enrolamento do estator da *fase A* é descrito como:

$$\theta_r = \omega_r t$$

Equação 3.7

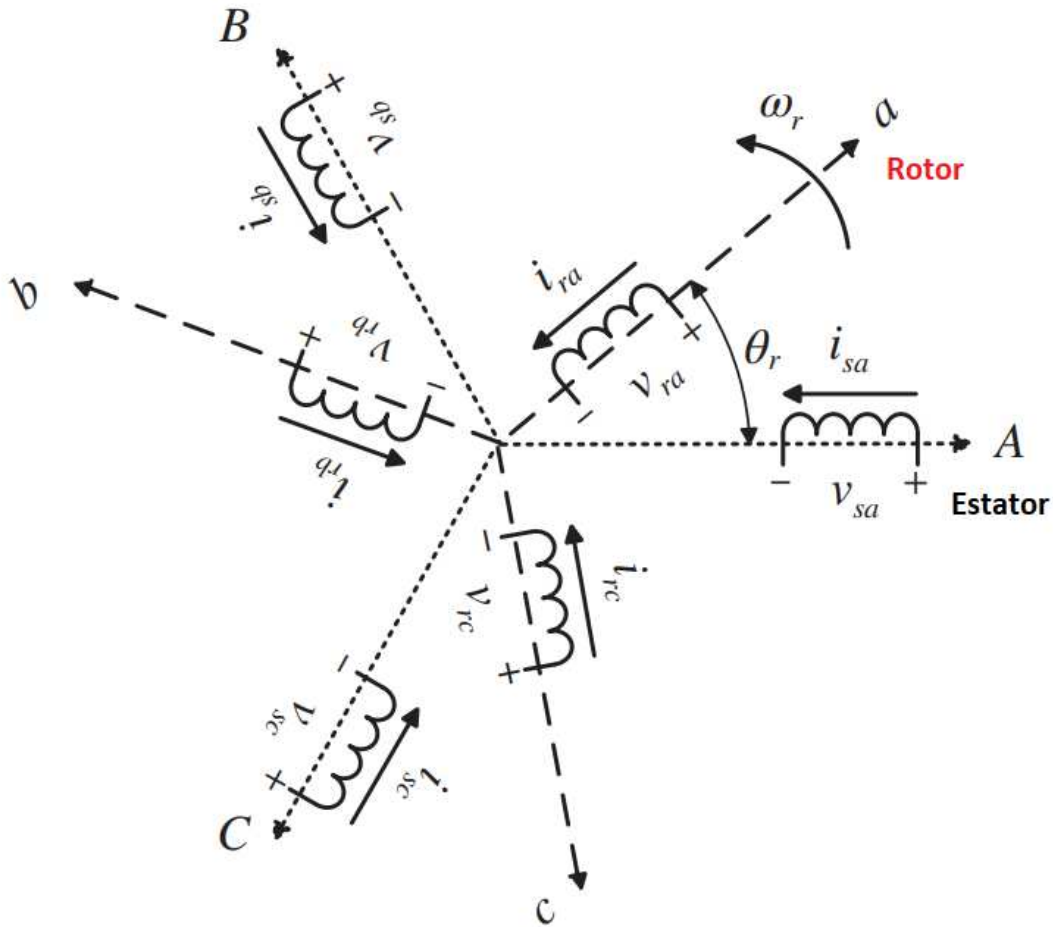


Figura 3.6 - Representação matemática do DFIG. Fonte: Autoria própria.

Na Figura 3.6 v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} e v_{ra} , v_{rb} , v_{rc} são as tensões trifásicas do estator e rotor, respectivamente. Ainda, i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} e i_{ra} , i_{rb} , i_{rc} são as correntes trifásicas do estator e rotor, respectivamente. Dessa forma, as equações matemáticas do estator são formuladas como se segue.

$$v_{sa} = R_s i_{sa} + \frac{d\psi_{sa}}{dt}$$

$$v_{sb} = R_s i_{sb} + \frac{d\psi_{sb}}{dt}$$

$$v_{sc} = R_s i_{sc} + \frac{d\psi_{sc}}{dt}$$

Equação 3.8

Em que, R_s é a resistência de cada enrolamento do estator e ψ_s representa os fluxos nos enrolamentos do estator. De forma similar, é possível formular as equações do rotor.

$$v_{ra} = R_r i_{ra} + \frac{d\psi_{ra}}{dt}$$

$$v_{rb} = R_r i_{rb} + \frac{d\psi_{rb}}{dt}$$

$$v_{rc} = R_r i_{rc} + \frac{d\psi_{rc}}{dt}$$

Equação 3.9

Sendo todas as variáveis da equação 3.9 descritas sob o plano abc do rotor, ou seja, o referencial abc gira com o rotor da máquina. R_r é a resistência de cada enrolamento do rotor e ψ_r são os fluxos trifásicos do rotor. Para a análise é necessário que as variáveis estejam no mesmo referencial, dessa forma, para a representação a seguir, considere as variáveis do rotor refletidas para o plano de referência do estator.

Ambas equações podem ser escritas na forma matricial, abaixo.

$$\mathbf{v}_s = \mathbf{R}_s \mathbf{i}_s + p\boldsymbol{\psi}_s$$

$$\mathbf{v}_r = \mathbf{R}_r \mathbf{i}_r + p\boldsymbol{\psi}_r$$

$$\boldsymbol{\psi}_s = \mathbf{L}_{SS} \mathbf{i}_s + \mathbf{L}_{Sr} \mathbf{i}_r$$

$$\boldsymbol{\psi}_r = \mathbf{L}_{rs} \mathbf{i}_s + \mathbf{L}_{rr} \mathbf{i}_r$$

Equação 3.10

Sendo, p a representação da derivada no tempo e L as matrizes de indutâncias próprias e mútuas, que podem ser expressas da seguinte forma.

$$\mathbf{L}_{ss} = \begin{bmatrix} L_{ms} + L_{ls} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ms} + L_{ls} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ms} + L_{ls} \end{bmatrix}$$

Equação 3.11

$$\mathbf{L}_{rr} = \begin{bmatrix} L_{mr} + L_{lr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{mr} + L_{lr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{ms} + L_{lr} \end{bmatrix}$$

Equação 3.12

A matriz de indutâncias mutuas do estator e rotor pode ser descrita da seguinte maneira.

$$\mathbf{L}_{sr} = \mathbf{L}_{rs} = L_{ms} = \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos(\theta_r + 120^\circ) & \cos(\theta_r - 120^\circ) \\ \cos(\theta_r - 120^\circ) & \cos \theta_r & \cos(\theta_r + 120^\circ) \\ \cos(\theta_r + 120^\circ) & \cos(\theta_r - 120^\circ) & \cos \theta_r \end{bmatrix}$$

Equação 3.13

Em que L_{ms} e L_{mr} são as indutâncias mútuas máximas entre o enrolamento do estator e do rotor. Como as variáveis do lado do rotor foram referidas para o lado do estator e ambos

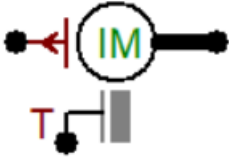
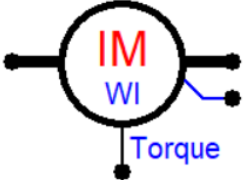

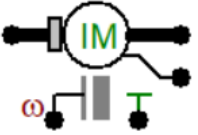
enrolamentos possuem o mesmo número de espiras $L_{ms} = L_{mr}$. L_{ls} e L_{lr} são as indutâncias de dispersão dos enrolamentos do estator e do rotor, respectivamente.

A matriz de indutância mútua L_{ss} do enrolamento do estator é uma matriz constante, pois a geometria dos enrolamentos de fase A, B e C do estator é fixa. Também é verdade para a matriz de indutância mútua L_{rr} do enrolamento do rotor. No entanto, a matriz de indutância mútua dos enrolamentos do estator e do rotor L_{sr} depende do ângulo do rotor θ_r porque o fluxo concatenado entre o enrolamento do estator e o enrolamento do rotor muda com o ângulo θ_r entre o enrolamento do rotor da fase A e o enrolamento do estator da fase A.

Observa-se que tanto o fluxo do estator quanto o fluxo do rotor variam com o ângulo do rotor θ_r . Portanto, o modelo *DFIG* no plano ABC (abc) é um sistema variante no tempo. De um modo geral, é mais difícil analisar sua dinâmica no referencial ABC (abc) e por isso representa-se nos planos $\alpha\beta$ e dq [121].

- **Representação no ATPDraw®**

Tabela 3.6 - Opções de Modelos de Máquina de Indução.

Coletânea	Nome do objeto	Ícone	ATP card	Descrição
IM 56	IM56A		<i>Machine type</i> 56	Máquina de indução com múltiplos controles. Armadura trifásica
<i>Induction</i> WI*	UMIND		<i>UM-Machine</i> Type 3,4	Máquina universal com input de dados do fabricante
UM3 <i>Induction</i>	UM_3		<i>UM-Machine</i> Type 3	Indução. Permite a parametrização do tipo de inicialização
UM4 <i>Induction*</i>	UM_4		<i>UM-Machine</i> Type 4	Indução. Permite a parametrização do tipo de inicialização

3.5.3 Conversores GSC e RSC - detalhados

Um aerogerador tipo III é essencialmente composto por uma máquina de indução (tipo *wound*) duplamente excitada, tanto pelo lado do rotor, quanto pelo lado do estator. Além do gerador de indução, existe um conversor back-to-back, o qual tem um lado alimentando o rotor e outro fazendo interface com a rede elétrica. O conversor do lado do rotor é conhecido, em inglês, por *RSC – Rotor Side Converter*, enquanto que o do lado da rede é conhecido por *GSC – Grid Side Converter*. Alguns fabricantes também chamam, de forma simplificada e prática, esse conversor do lado da rede de unidade retificadora. O conversor do lado do gerador, via de regra, é responsável por controlar a saída de potência ativa e reativa do aerogerador, além da

velocidade de rotação do rotor, enquanto o inversor do lado da rede tem como função principal regular a tensão no elo CC e compensar reativo.

A modelagem numérica detalhada, em *softwares* de análise transitória, é bastante conhecida e utilizada por projetistas e fabricantes. Nessa abordagem, para que o modelo seja semelhante ao equipamento, faz-se necessário um detalhamento suficiente de suas características. Assim, tanto a contribuição harmônica, quanto a impedância interna, podem ser representadas de uma forma correta. Em termos de resposta esperada, uma adequada modelagem precisa representar corretamente a influência da impedância da rede na emissão harmônica do aerogerador, devendo demonstrar, de forma correta, a influência das emissões secundárias na emissão harmônica daquele equipamento e devendo, também, ser aplicável aos estudos convencionais de avaliação de distorções harmônicas [149].

Com o intuito de expor a estratégia de controle mais difundida no meio acadêmico e industrial, além dos modos operacionais do aerogerador *DFIG*, a seguir serão apresentadas as lógicas utilizadas para cumprir com os objetivos operacionais. É importante destacar, que este documento não tem por objetivo proposições de novas estratégias de controle até aqui.

Em termos de filosofia operacional, o aerogerador, geralmente, possui quatro modos de funcionamento: modo de partida, despacho máximo de potência, controle de velocidade e limitação de potência. Na partida, o aerogerador opera com controle de velocidade constante, quando a velocidade do vento é ligeiramente maior que a velocidade de *cut-in* (ativação). No modo de despacho, máximo de potência, a velocidade do rotor é regulada para que a potência máxima seja alcançada (controle de *MPPT* – *Maximum Power Point Tracking*). No momento que a velocidade do vento é tão grande que faz com que o rotor atinja seu limite mecânico, a velocidade do rotor é limitada para evitar falha mecânica, nesse caso, o aerogerador opera em modo de controle de velocidade. Embora a velocidade do rotor, nesta situação, seja fixa, a potência obtida na turbina pode aumentar de forma proporcional ao torque no eixo da máquina, que é proporcional à velocidade do vento. Uma vez que a potência atinja o limiar dos ativos elétricos, a turbina é transferida para o modo de limitação de potência, para evitar danos às partes elétricas, como gerador e inversores [150].

O controle do RSC é o responsável por definir os modos operacionais supracitados. Para tanto, de forma genérica, a Figura 3.7 destaca esses modos de operação.

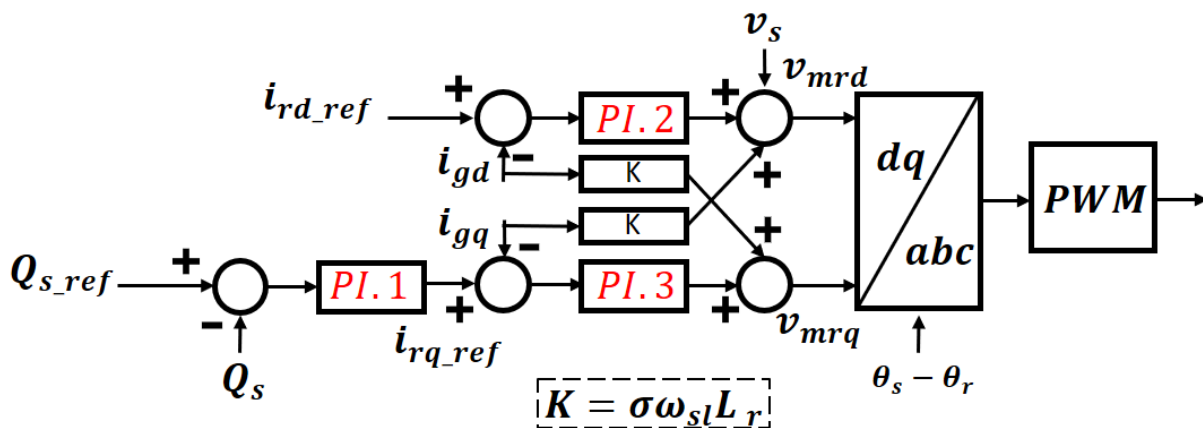


Figura 3.7 - Diagrama de controle do RSC. Adaptado de [150].

Quando o conversor atua com controle de potência, a corrente i_{rd_ref} é calculada como evidenciado em (3.14) e quando em modo de controle da velocidade, i_{rd_ref} é calculado através do erro resultante da comparação da velocidade atual do rotor (ω_r) com a velocidade de referência (ω_{r_ref}) [151].

$$i_{rd_ref} = \frac{2L_s P_{s_ref}}{3L_m V_s}$$

Equação 3.14

O controle do GSC como, dito anteriormente, tem como função principal estabelecer uma tensão no elo CC e controlá-la de tal forma que o RSC opere como esperado. Além disso, ele também é responsável por realizar o serviço ancilar e controlar o reativo no ponto de acoplamento do dispositivo [152]. A Figura 3.8 ilustra, em termos de diagramas de blocos, a estratégia padrão de controle utilizada para atingir os objetivos salientados.

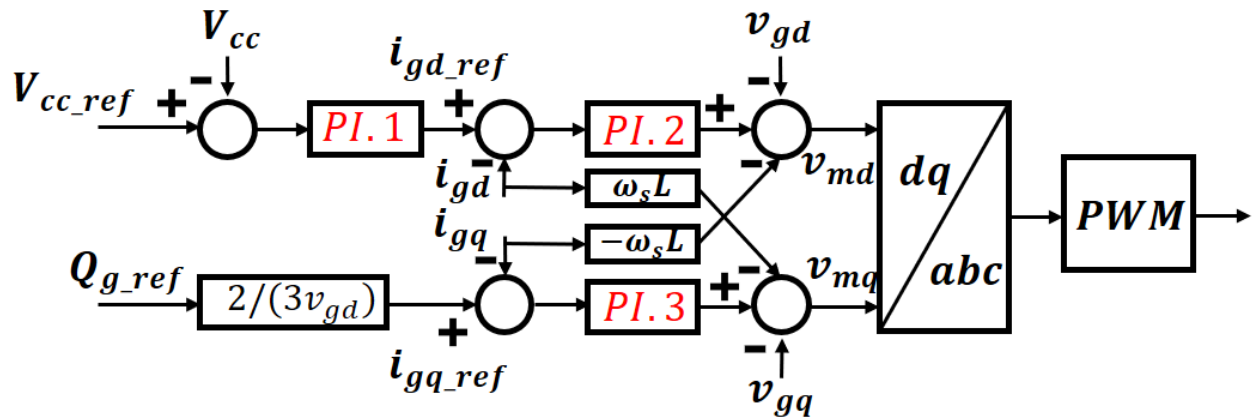


Figura 3.8 - Diagrama de controle do GSC. Adaptado de [150].

O PLL (*Phase Locked Loop*) atua como uma malha de controle de sincronização. O ângulo de sincronização do PLL é usado na transformação das variáveis de abc para dq0 no sistema de controle do conversor. Pode-se verificar que existem dois planos rotativos síncronos, ou seja, o plano *dq* do conversor conectado à rede e o plano *dq* do conversor conectado ao gerador. A Figura 3.9 destaca o *SRF-PLL - Synchronous Reference Frame Phase Locked Loop* padrão, o qual será empregado na modelagem do aerogerador. Destaca-se, no entanto, que existe uma grande variedade de tipos distintos de sincronizadores [153].

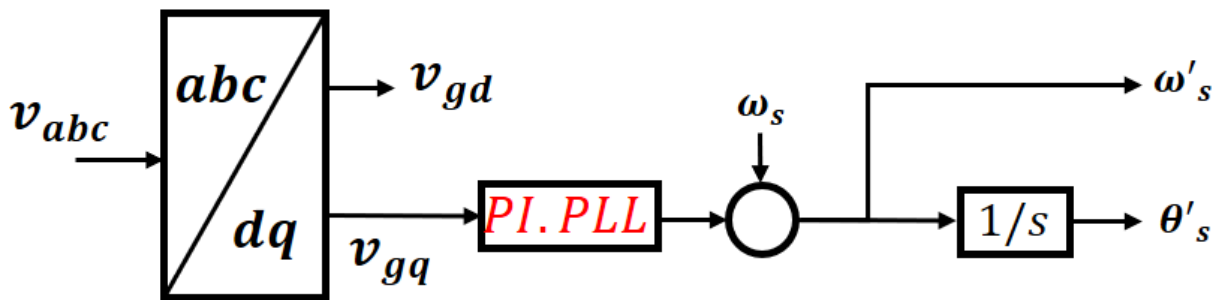


Figura 3.9 - Esquema do PLL utilizado. Adaptado de [150].

Os parâmetros dos controladores proporcionais integrais, utilizados na modelagem detalhada de aerogerador, podem ser obtidos por distintas estratégias, tanto empíricas, quanto matemáticas [154], [155].

- Representação no ATPDraw®

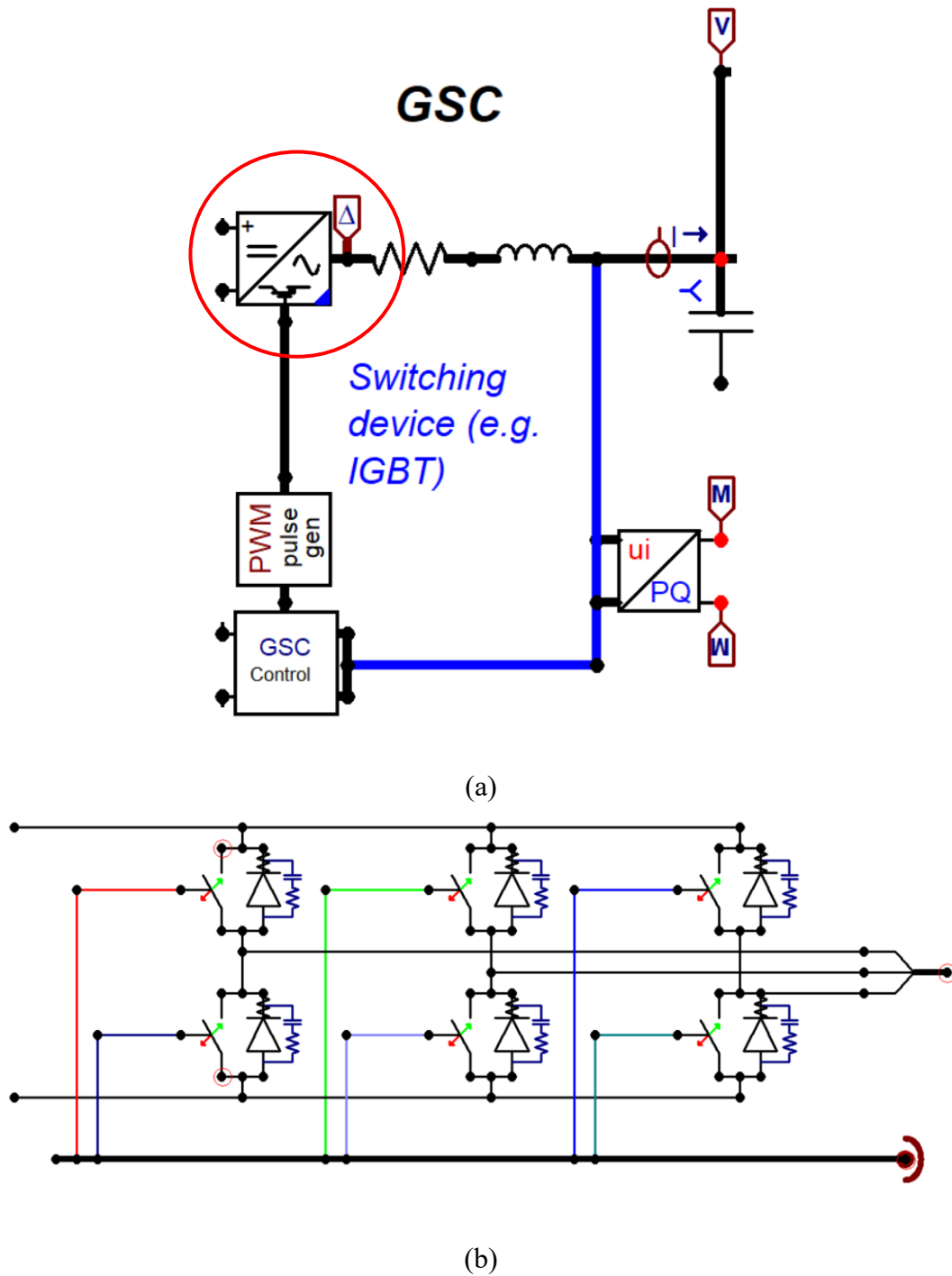


Figura 3.10 - Representação do conversor GSC no ATPDraw®. Fonte: Autoria própria.

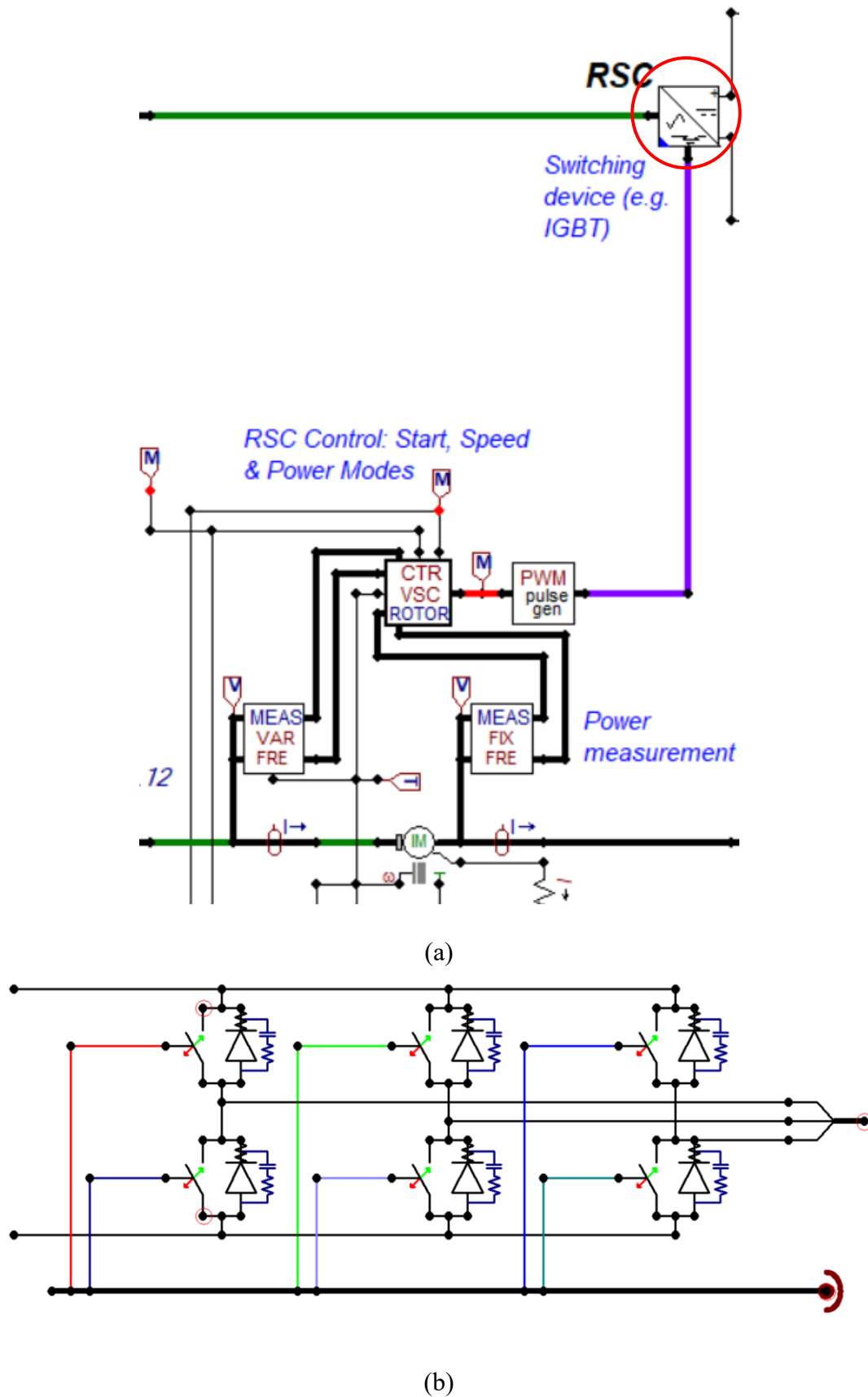


Figura 3.11 - Representação do conversor RSC no ATPDraw®. Fonte: Autoria própria.

3.5.4 Conversores GSC e RSC - simplificados

Os modelos detalhados de parques eólicos, com aerogeradores do tipo III, requerem um elevado processamento e demanda muito tempo de simulação. Isto, devido ao fato de que o mesmo emula todas as chaves eletrônicas, as quais possuem uma dinâmica que depende da topologia do sistema, para cada instante de comutação. Nesse sentido, modelos ditos simplificados ou médios são bastante úteis para aplicações em grandes sistemas. Dentre a gama de modelos simplificados de conversores existentes, serão destacados dois, o *DAVM* (*Dynamic Average-Value Model*) e o *SFM* (*Switching Function Model*), os quais se encontram aqui descritos.

O modelo *DAVM* consiste em uma abordagem na qual o circuito do conversor é considerado invariante no tempo por meio do cálculo da média das comutações das chaves. Nessa estratégia, as alternâncias rápidas são calculadas para simplificar e, deste modo, acelerar as simulações do conversor eletrônico. As variáveis em corrente contínua e alternada, representadas no plano de referência síncrono ($dq0$), são calculadas em um período de comutação fictício. Isto, resulta nas seguintes relações entre as variáveis ca e cc médias do conversor [156]:

$$v_{qd_s} = \frac{\sqrt{3}v_{qd_ref} V_{cc}}{V_{cc} \sqrt{3}}, (0 \leq m \leq 1)$$

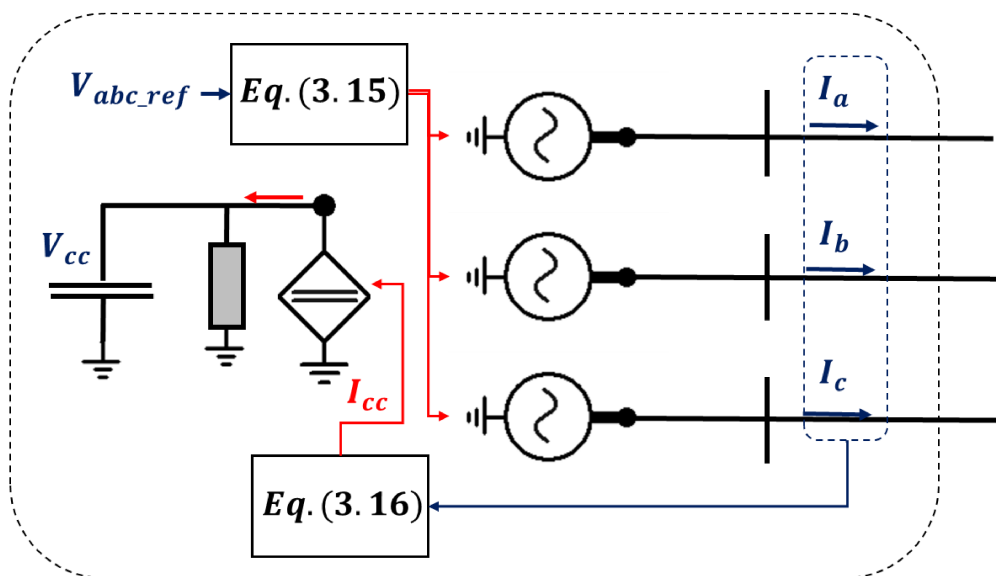
Equação 3.15

$$I_{cc} = \frac{3(v_{q_s} \times i_{q_s})(v_{d_s} \times i_{d_s})}{3V_{cc}}$$

Equação 3.16

Em que, m é o índice de modulação das chaves.

Estas estratégias de modelagem, através do cálculo da média, não são capazes de representar o conteúdo harmônico em alta frequência do conversor. Nesse sentido, faz-se necessário utilizar um emulador de chaveamento para tal representação. Em [157] é apresentada uma estratégia de emulação do chaveamento, que permite representar todo o conteúdo espectral do equipamento, a qual será utilizada para as modelagens aqui desenvolvidas. A equação 3.17 expõe a matemática por trás do emulador de chaveamento. A Figura 3.12 ilustra o modelo de conversor simplificado do tipo *DAVM*, bem como do emulador de chaveamento.



(a)

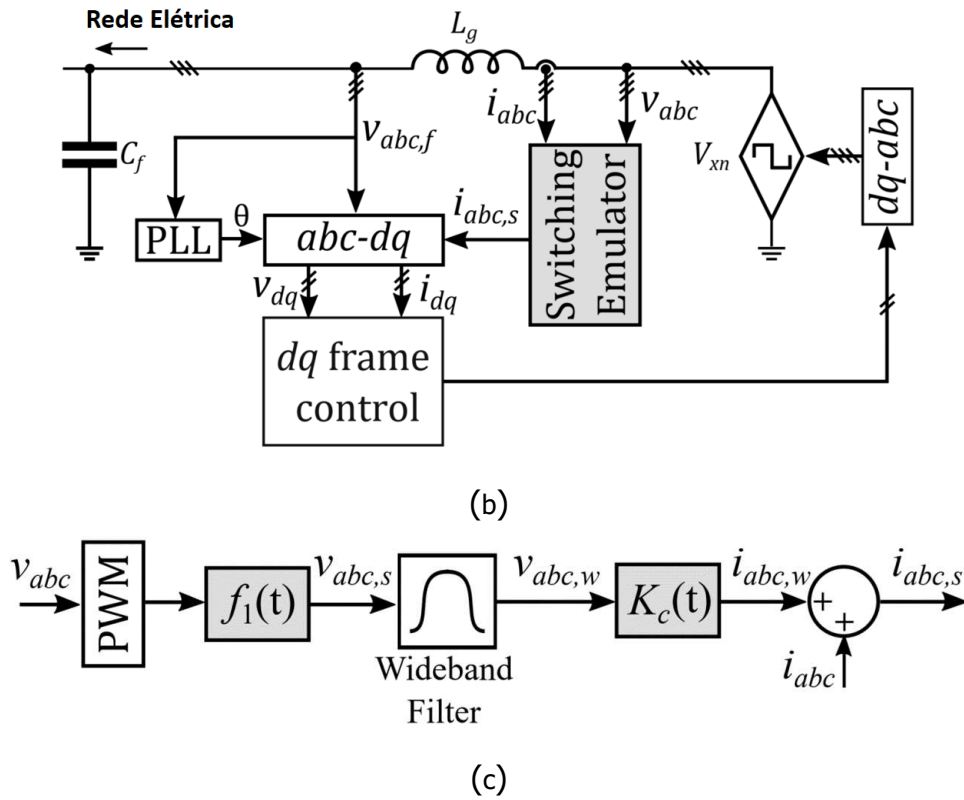


Figura 3.12 - Modelagem do conversor simplificado DAVM (b) Conversor com emulador de chaveamento (c) Estrutura do emulador de chaveamento. Adaptado de [157].

No caso do modelo *SFM*, a lógica também consiste em manter a topologia do sistema constante, o que reduz o tempo de execução. Contudo, nesse caso, todos os instantes de comutação são calculados de forma semelhante ao modelo detalhado e, ao invés de usar chaves eletrônicas reais, um circuito equivalente do conversor, incluindo fontes de tensão e corrente controladas, é empregado na simulação. Os valores de tensão e corrente dessas fontes são calculados a cada etapa do tempo de comutação. Em outras palavras, ao invés de alterar a topologia do sistema a cada passo de integração, as alterações de tensões e correntes devido às comutações são calculadas e usadas na própria simulação [145].

$$v_a = T_u V_{cc} - T_d V_{cc}$$

$$v_b = T_u V_{cc} - T_d V_{cc}$$

$$v_c = T_u V_{cc} - T_d V_{cc}$$

$$u = (1,3,5)$$

$$d = (2,4,6)$$

Equação 3.17

$$I_{s1} = T_1 i_a + T_3 i_b + T_5 i_c$$

$$I_{s2} = T_2 i_a + T_4 i_b + T_6 i_c$$

Equação 3.18

Nessa situação, não se faz necessária a aplicação de um emulador do chaveamento. A Figura 3.13 expõe esse modelo de conversor do tipo *SFM*.

Para esse caso, os períodos de atuação das chaves são representados como T , sendo novamente u referente às chaves superiores e d referente às chaves inferiores do inversor de seis pulsos. Além disso, as tensões em corrente alternada são representadas por v_{abc} e as correntes no polo positivo e negativo do elo cc por I_{s12} .

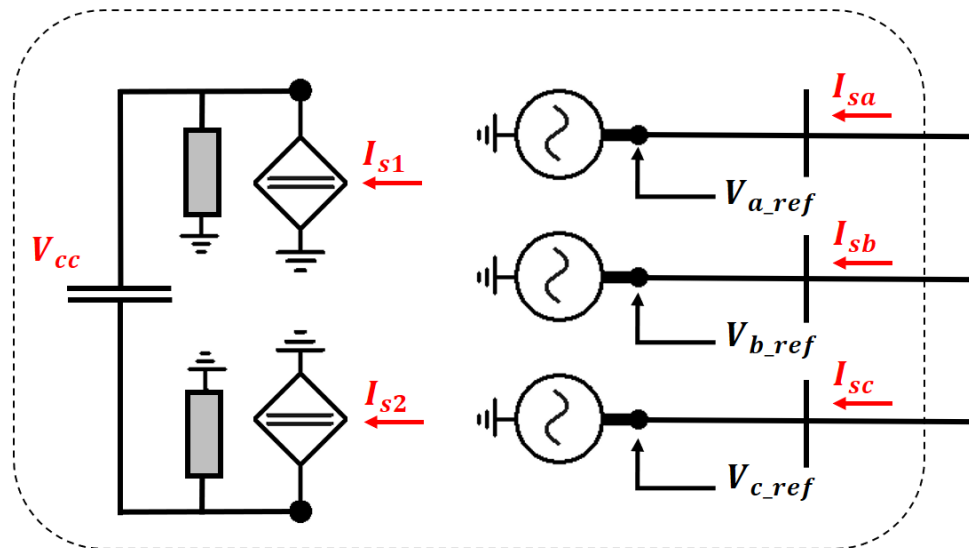


Figura 3.13 - Representação do conversor de forma simplificada – SFM.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado de forma detalhada as principais estratégias para modelagem computacional dos componentes existentes na rede elétrica de parques eólicos. Importante destacar aqui, que existem diversos modelos matemáticos representativos de redes elétricas em altas frequências, contudo, para os aerogeradores os modelos devem ser adaptados e avaliados quando se trata de fenômenos transitórios de alta frequência e oscilações ressonantes. Sendo assim, as três estratégias de modelagem aqui expostas foram escolhidas para serem avaliadas e testadas nos próximos capítulos.

4. AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DE DESEMPENHO DO MODELO PROPOSTO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Diante das considerações tecidas nos capítulos anteriores, entende-se relevante colocar em teste as estratégias exploradas de modelagem neste trabalho, quais sejam, modelo detalhado, *DAVM* (*Dynamic Average-Value Model*) e o *SFM* (*Switching Function Model*). A essência da presente etapa consiste em analisar o desempenho dos modelos supracitados, considerando diferentes condições de contorno para tanto. Isto, dado que as demais componentes do circuito, tais como transformadores, cabos, linhas de transmissão e cargas lineares já foram validados através de estudos de transitórios eletromagnéticos, restando apenas a lacuna no que diz respeito aos modelos de unidade de geração propostos.

4.2 COMPLEXO ELÉTRICO IMPLEMENTADO

A fim de avaliar o desempenho dos modelos em pauta, é sintetizado, subsequentemente, o sistema elétrico implementado no programa *ATPDraw*®, a qual se apresenta topologia aderente a uma instalação real situada no nordeste do Brasil, ainda que de modo simplificado nesta etapa.

O sistema de suprimento, em 12,0 kV, é caracterizado por uma fonte de tensão controlada que permite a parametrização de dados obtidos através de medição em campo, em série com uma impedância equivalente, representando o seu nível de curto-circuito. A rede interna é parametrizada de acordo com as diretrizes salientadas no capítulo anterior, utilizando para tanto componentes consolidados presentes como *default* no *software*.

Já no que tange à unidade de geração, esta, por sua vez, é constituída por um modelo detalhado, com emulação do vento, turbina, gerador de indução duplamente excitado, conversores, filtros e transformador de acoplamento, tal qual o descrito anteriormente. Além dos modelos simplificados, que consistem em formulações matemáticas que possibilitam representar o conjunto de equipamentos detalhados anteriormente de forma simples e com um esforço computacional extremamente baixo quando comparado com o modelo detalhado.

Em assim sendo, a Figura 4.1 traz o diagrama unifilar da instalação elétrica sob estudo. Salienta-se que as tensões e correntes foram obtidas a partir das barras em destaque.

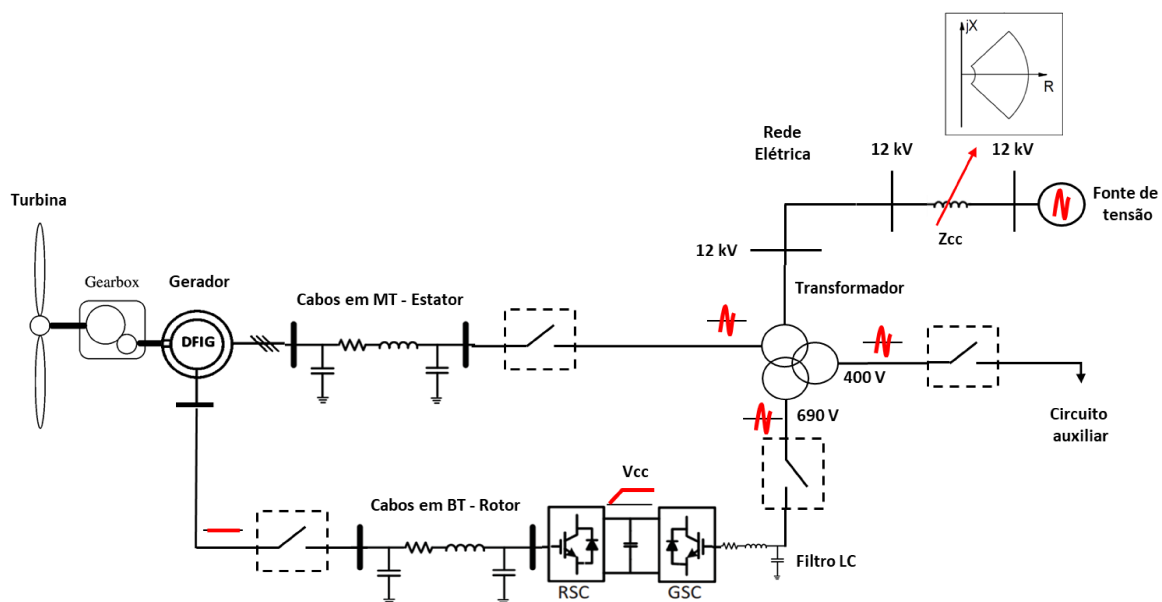


Figura 4.1 - Diagrama elétrico implementado no ATPDraw®. Fonte: Autoria própria.

As informações acerca da parametrização do complexo elucidado na Figura 4.1 encontram-se dispostas nas Tabelas 4.1 a 4.5.

Tabela 4.1 - Parâmetros do sistema equivalente.

Parâmetro	Grandeza	Descrição do Parâmetro
I_{cc} (kA)	18,44	Corrente de Curto-Circuito
Z_{cc} (Ohm)	Variável	Impedância Equivalente
V_s (kV)	12	Nível de tensão (<i>RMS</i> -nominal)

Tabela 4.2 - Parâmetros do gerador de indução duplamente excitado (DFIG).

Parâmetro	Grandeza	Descrição do Parâmetro
Conexão	Y	Tipo de conexão do gerador
S_n (kVA)	3300	Potência aparente nominal
P_0 (kW)	3150	Potência ativa nominal
FP	0,95 capacitivo	Fator de potência nominal
V_s (kV)	12	Tensão nominal no estator
n_r (rpm)	1320	Velocidade de rotação do rotor
n_0 (rpm)	1200	Velocidade síncrona
I_s (A)	147	Corrente nominal no estator
V_r (kV)	0,192	Tensão nominal no rotor
I_r (A)	1168	Corrente nominal no rotor
s	-0,1	escorregamento nominal
C_n (N.m)	-22753	Conjugado nominal
p	6	Número de polos

Tabela 4.3 - Parâmetros do RSC – Rotor Side Converter.

Parâmetro	Grandeza	Descrição do Parâmetro
L_1 (mH)	0,05	Indutância do filtro dV/dt
R_1 (Ω)	22,0	Resistência do filtro dV/dt
K_p (pu) T_i (s)	500 0,1	Controlador PI-1
K_p (pu) T_i (s)	1 ,1 0,05	Controladores PI-2 e PI-3
F_s (kHz)	2,0	Frequência de comutação

Tabela 4.4 - Parâmetros do GSC – Grid Side Converter.

Parâmetro	Grandeza	Descrição do Parâmetro
L_2 (mH)	0,20	Indutância do filtro harmônico
R_2 (Ω)	0,30	Resistência do filtro harmônico
C_2 (μ F)	66,8	Capacitância do filtro harmônico
K_p (pu) T_i (s)	1 0,1	Controlador PI-1
K_p (pu) T_i (s)	1 0,03	Controladores PI-2 e PI-3

Tabela 4.5 - Parâmetros do transformador de acoplamento.

Parâmetro	Grandeza	Descrição do Parâmetro
P_{12} (kVA)	630	Potência aparente nominal dos enrolamentos 1-2
P_{13} (kVA)	150	Potência aparente nominal dos enrolamentos 1-3
V_1 (kV)	12	Tensão nominal do enrolamento primário
V_2 (kV)	0,69	Tensão nominal do enrolamento secundário
V_3 (kV)	0,44	Tensão nominal do enrolamento terciário

f_0 (Hz)	60	Frequência nominal
Conexão	Yyn0	Tipo de ligação dos enrolamentos
P_{fe} (W)	1500	Perdas no ferro do núcleo
P_{cu} (W)	6420	Perdas no cobre dos enrolamentos
V_{cc} (%)	6	Tensão para o ensaio em curto-circuito
I_0 (%)	1,2	Corrente à vazio
R_{cc12} (ohm)	2,44	Resistência de cc dos enrolamentos 1-2
X_{cc12} (ohm)	14,03	Reatância de cc dos enrolamentos 1-2
R_m (ohm)	101888	Resistência de magnetização
X_m (ohm)	19795	Reatância de magnetização

Os parâmetros elétricos apresentados nas tabelas são os valores de placa do aerogerador em operação em campo, fornecidos pelo fabricante, sendo que as informações deste fabricante serão resguardadas devido a questões de ordem comercial.

4.3 ESTUDOS DE CASOS

Os estudos computacionais contemplaram duas situações de exposição aos três modelos de aerogeradores, dos quais foram obtidas as informações relativas às tensões e correntes no ponto de acoplamento (12 kV) e nos enrolamentos de baixa tensão (690 V).

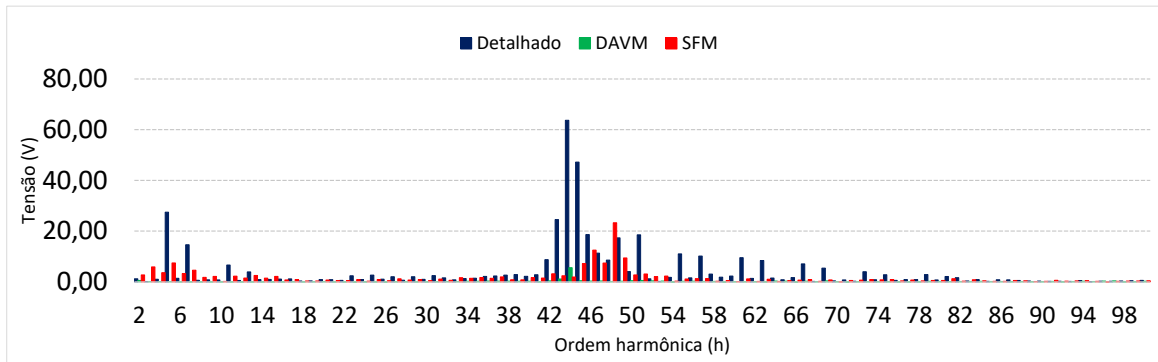
Assim procedendo, cabe ressaltar que:

- A análise de momento teve como principal objetivo confrontar as estratégias de modelagem, utilizando para tanto uma condição ideal de fornecimento (forma de onda equilibrada e balanceada) e em um segundo momento medições de campo na barra de acoplamento com condições reais.
- O objetivo em testar tais estratégias é utilizar modelos simplificados como aerogeradores de *background*, ou seja, aqueles que não serão foco da análise, contudo, necessitam representar de forma correta as máquinas em paralelo ao equipamento de interesse e demonstrar as distorções de *background* de fora dinâmica como na prática.

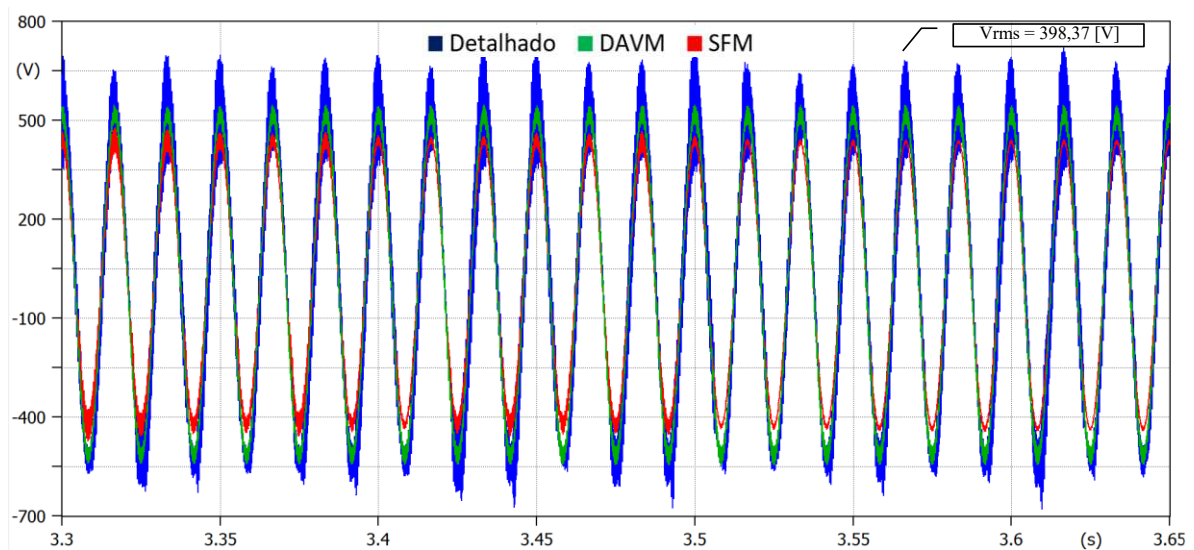
Isto posto, os estudos de caso foram encaminhados em consenso com as orientações definidas nos Casos 1 e 2, enunciados na sequência.

4.3.1 Estudo de caso 1 – Operação dos modelos de aerogeradores em barramento sem background distortion

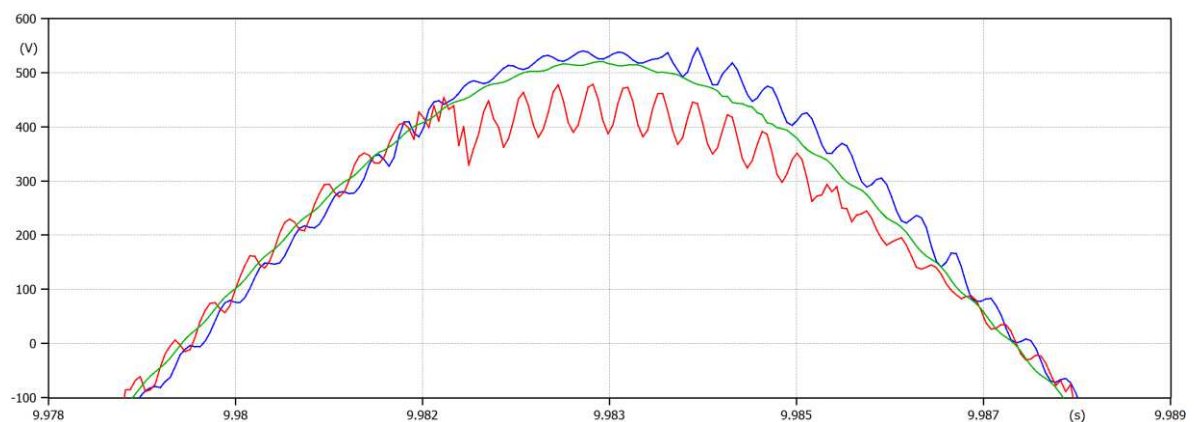
Diante dos resultados destacados nas Figuras 4.2 (a), (b) e (c), é possível afirmar que os modelos simplificados permitem uma adequada representação do aerogerador, haja vista a boa correlação dos conteúdos espectrais encontrado, observando baixos valores de erros. É evidente que erros intrínsecos aos processos são inevitáveis, contudo, tanto o modelo *DAVM*, quanto o *SFM*, se mostram eficientes a ponto de poderem ser aplicados como aerogeradores de background, ou seja, para fins de emissores secundários.



(a)



(b)

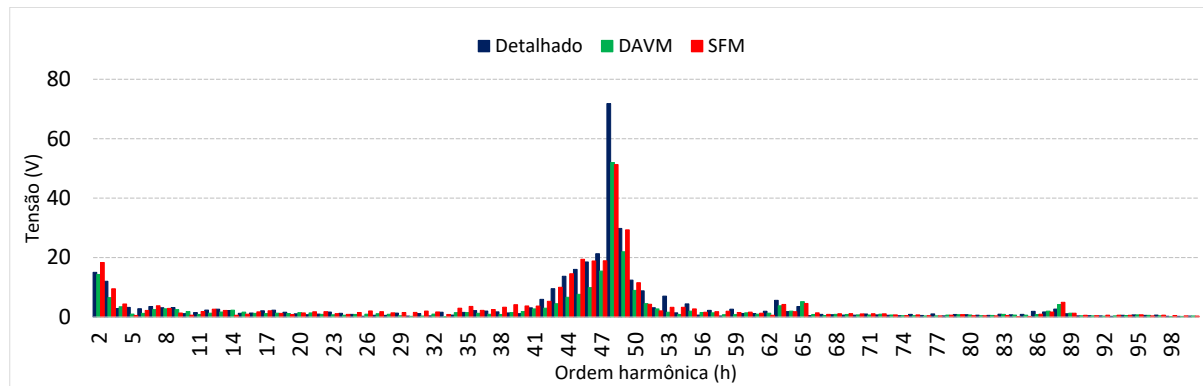


(c)

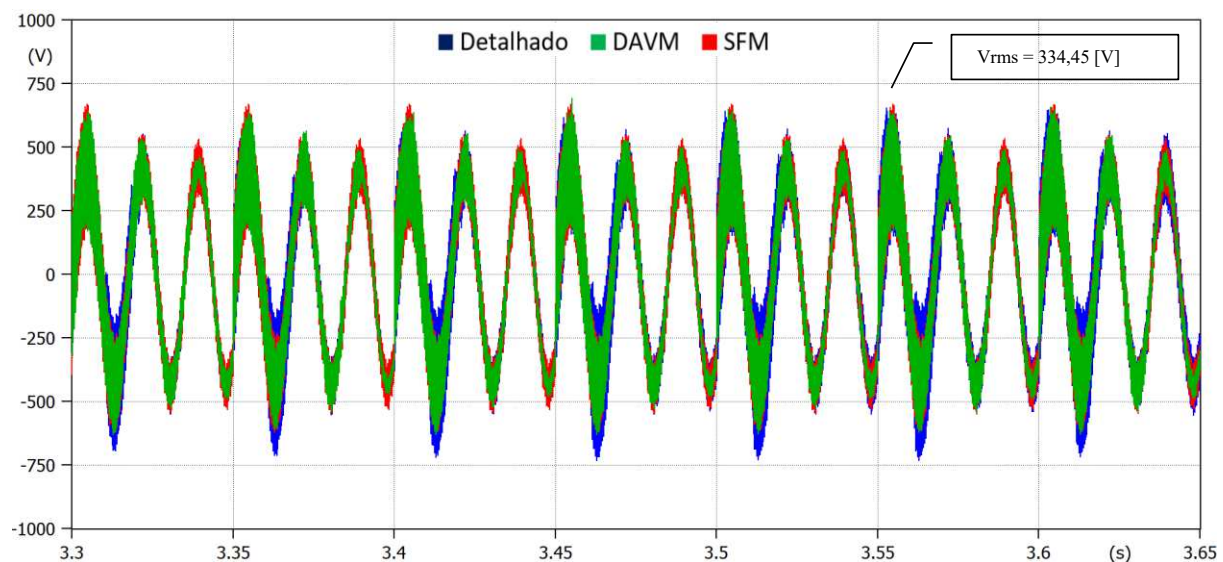
Figura 4.2 - (a) Espectro harmônico obtido para cada modelo (b) Forma de onda da tensão na fase A em 690Vf-f (c) Corte da forma de onda de tensão – Caso 1.

4.3.2 Operação dos modelos de aerogeradores em barramento com *background distortion*

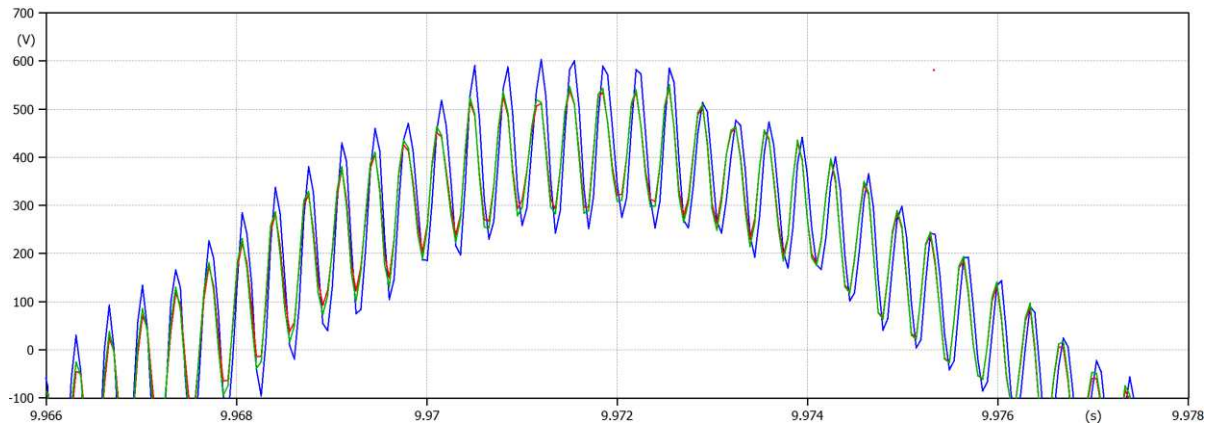
No segundo estudo de caso, os modelos foram alimentados com uma fonte de tensão composta por valores medidos em campo, utilizando, para tanto, a fonte “*Empirical type I*” disponível no *ATPDraw*. O parque eólico em questão, possuía conteúdos harmônicos de baixa e alta frequências bastante expressivos, devido, principalmente, ao arranjo da rede interna e à topologia dos aerogeradores. Nota-se, para esse caso em estudo, que também houve um resultado satisfatório na utilização dos modelos, porém discrepâncias de valores medidos e simulados podem ser observados com valores ligeiramente superiores aos encontrados no Estudo de Caso 1. Isto pode ser proveniente dos parâmetros de incerteza estimados na modelagem, como por exemplo as capacitâncias de fuga do transformador, bem como o ajuste dos controladores aplicados na prática em comparação aos utilizados nos modelos. Ainda assim, é possível observar que os modelos conseguem emular de forma satisfatória os fenômenos práticos, necessitando apenas de alguns pequenos ajustes. As Figuras 4. (a), (b) e (c) representam os resultados em termos de tensões e espectros harmônicos obtidos. É também importante destacar, que o acoplamento magnético entre estator e rotor está devidamente contemplado no modelo detalhado e pode ser a maior razão dos desvios evidenciados nas formas de onda apresentadas.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.3 - Espectro harmônico obtido para cada modelo (b) Forma de onda da tensão na fase A em 690Vf-f (c) Corte da forma de onda de tensão – Caso 2.

4.3.3 Análise dos resultados

A Tabela 4.6 destaca o desvio padrão entre os valores true-rms de tensão obtidos por meio dos três modelos implementados.

Tabela 4.6 - Desvio padrão entre as tensões True-RMS.

Estudos de Caso	$V_{a_detalhado}$	V_{a_DAVM}	V_{a_SFM}	Desvio
1	398,28 [V]	362,67 [V]	366,15 [V]	4%
2	334,45 [V]	332,67 [V]	333,04 [V]	0,2%

Já a Tabela 4.7 apresenta o tempo de simulação de cada modelo dadas as condições.

Tabela 4.7 - Tempos de simulação.

Estudos de Caso	$V_{a_detalhado}$	V_{a_DAVM}	V_{a_SFM}
1	03:33 [min]	02:50 [min]	03:13 [min]
2	04:57 [min]	03:12 [min]	04:38 [min]

$$*\Delta t = 5e^{-6} \text{ e } T_{m\acute{a}x} = 5s$$

Baseando-se nas informações apresentadas no tópico precedente, foram auferidos os desvios entre as formas de onda de tensão reproduzidas por cada modelo, em conformidade com a Tabela 4.6 e medido na Tabela 4.7 o esforço computacional para realizar os cálculos em cada caso para cada modelo matemático.

De posse das informações suprarrelatadas, pode-se elencar as seguintes constatações:

- Os modelos simplificados implementados são aderentes ao modelo detalhado em termos de representatividade da forma de onda da tensão;
- Importante verificar tal aderência em termos da corrente em diferentes condições de carregamento;

- Os modelos simplificados se mostraram com um desempenho computacional melhor que o apresentado pelo detalhado, o que facilita a modelagem de grandes instalações;
- É indicado que o aerogerador sob estudo seja representado por um modelo detalhado e os demais aerogeradores do parque eólico podem ser representados por modelos simplificados.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Vale ressaltar que neste capítulo foram confrontadas distintas estratégias de modelagem, a saber: modelo detalhado, modelo simplificado *DAVM* e modelo simplificado *SFM*. Os resultados de tais implementações, feitas a partir de dois estudos de casos, levam à conclusão de que as modelagens simplificadas (*DAVM* e *SFM*) podem ser consideradas eficazes para a representação de aerogeradores do tipo *DFIG* no contexto dos fenômenos de interações harmônicas. Sendo tal constatação de suma importância pelo fato de que modelos simplificados podem levar a equívocos grosseiros, não contemplando estes distúrbios de qualidade da energia, enquanto modelos detalhados de parques eólicos e aerogeradores têm-se por imperativo a necessidade de grandes esforços computacionais.

5. ESTUDO DE CASO PRÁTICO E MITIGAÇÃO – OSCILAÇÕES EM PARQUE EÓLICO BRASILEIRO

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Primeiramente, cumpre esclarecer o contexto das investigações que provocaram esta pesquisa. O Núcleo de Qualidade da Energia, da Universidade Federal de Uberlândia foi procurado por um grupo econômico multinacional que atua no Brasil, no nicho de geração de energia eólica, para investigar falhas recorrentes, inclusive que causaram queimas de componentes dos circuitos auxiliares dos aerogeradores, em um dos parques eólicos sob sua administração.

Em um primeiro momento, foi providenciada uma campanha de medições envolvendo três pontos específicos do empreendimento, quais sejam: a subestação coletora, o aerogerador 1 da Central Geradora 01 (CGE-01) e o aerogerador 5 da Central Geradora 02 (CGE-02), que serão melhor detalhados na próxima seção. Com essa campanha, foi detectada uma anomalia principal, a presença de distorções harmônicas de alta frequência não convencionais em todos os locais avaliados, que variavam de acordo com as condições operativas das máquinas. Tal abnormalidade também foi identificada na subestação coletora (SE-COL), contudo de magnitude irrelevante, quando comparado aos padrões técnicos permitidos pelas normas nacionais.

Sendo assim, o foco das investigações foi direcionado aos dois aerogeradores que apresentaram problemas de mal-funcionamento. Os espectros harmônicos de tensão no aerogerador AE05-CGE02 (12 kV, 690 V e 400 V) apresentaram comportamento variado ao longo do processo de energização e inicialização da operação regular da máquina, contudo, as maiores magnitudes, de uma forma geral, concentraram-se nas imediações dos 2 kHz e 4 kHz.

Embora em magnitudes distintas, a predominância em 2 kHz foi manifestada apenas em regime normal de operação dos aerogeradores AE05-CGE02 e AE01-CGE01, em seus respectivos circuitos de 400 V e 690 V. Já as maiores magnitudes harmônicas no circuito de 12 kV ocorreram nas imediações dos 4 kHz. Ressalta-se que as distorções de tensão em 4 kHz se fizeram presentes no sistema, principalmente na região da Central Geradora 02, mesmo antes do processo de energização das máquinas. Sabe-se que a amplitude desta alta frequência depende das condições operativas (níveis de correntes/tensões distorcidas geradas) e da localização (impedância equivalente da rede), as quais podem, diante de fenômenos de ressonância ou instabilidade, terem suas magnitudes maximizadas.

Com a anomalia evidenciada através da campanha de medições inicial, inclusive com alguns testes realizados, foi necessária uma segunda rodada de medições e avaliações. Esta, por sua vez, permitiu algumas análises um pouco mais aprofundadas dos fenômenos presenciados, as quais serão evidenciados neste capítulo. Para mais, no decorrer do capítulo 05 serão apresentadas as medições, avaliações além de possíveis estratégias mitigatórias.

5.2 CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO

O Complexo Eólico (CEOL) que serviu de base para os estudos e análises desenvolvidas nesta tese situa-se no nordeste brasileiro, região que juntamente com o sul do país são preponderantes na geração de energia através dos ventos. Tal empreendimento se apresenta constituído de 4 centrais geradoras eólicas, que aqui serão denominadas de CGE-01, CGE-02, CGE-03 e CGE-04. Cada central, por sua vez, é composta de 3 circuitos, contendo 3 aerogeradores com

capacidade nominal de 3,3 MVA. Ainda, cada circuito é conectado, de forma independente à SE-COL através de cabos subterrâneos e linhas aéreas.

A Figura 5.1 apresenta uma visão geral do CEOL destacando, em vermelho, os aerogeradores sob foco da investigação, os quais foram monitorados em dois momentos distintos.

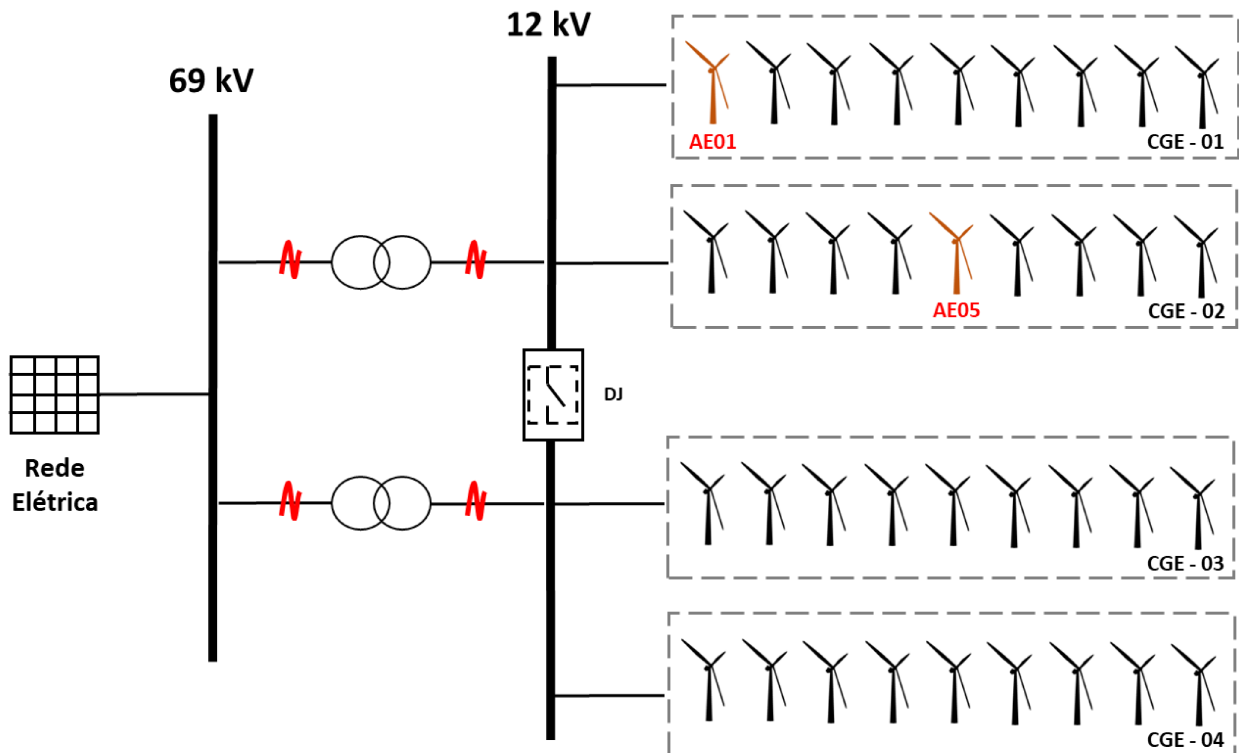


Figura 5.1 – Macroestrutura do Parque Eólico estudado. Fonte: Autoria própria.

Cumprе ressaltar ainda, que cada aerogerador destacado na imagem possui as mesmas características descritas no capítulo anterior e em sendo assim, não serão detalhados novamente.

No que diz respeito à rede interna do parque eólico tem-se o seguinte arranjo e características.

Tabela 5.1 – Características dos cabos e linhas de transmissão da rede interna do Parque Eólico.

	CB185	CB240	CB300	CB400	CB500	LT1	LT2
C_0 (F/km)	0,0026870	0,0026206	0,0032325	0,0032325	0,0035434	0,0000001	0,0000001
C_1 (F/km)	0,0005374	0,0005241	0,0006465	0,0006465	0,0007087	0,0000000	0,0000000
R_0 (ohm/km)	0,6500000	0,5000000	0,3300000	0,3300000	0,2700000	0,3200000	0,3200000
R_1 (ohm/km)	0,1300000	0,1000000	0,0660000	0,0660000	0,0540000	0,0640000	0,0640000
L_0 (ohm/km)	0,0015518	0,0015252	0,0014324	0,0014324	0,0013926	0,0044298	0,0044298
L_1 (ohm/km)	0,0003104	0,0003050	0,0002865	0,0002865	0,0002785	0,0008860	0,0008860

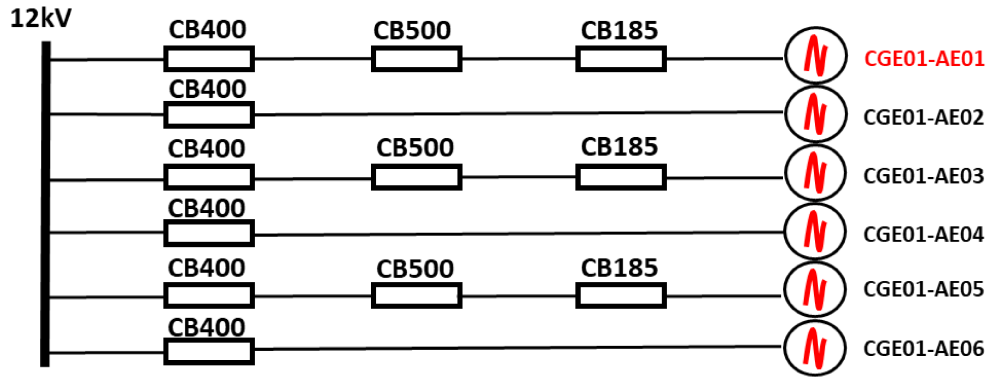


Figura 5.2 – Topologia da rede elétrica interna do parque eólico – CGE01. Fonte: Autoria própria.

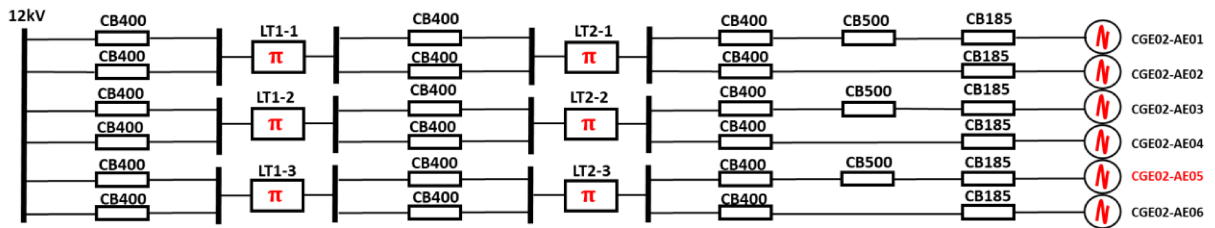




Figura 5.3 – Topologia da rede elétrica interna do parque eólico – CGE02. Fonte: Autoria própria.

5.3 MEDIÇÕES REALIZADAS EM CAMPO

A Tabela 5.2 ressalta os equipamentos utilizados para a coleta das medições, sendo dois qualímetros e um osciloscópio. Além disso, destaca-se algumas das características importantes para este tipo de campanha de medidas.

Tabela 5.2 – Equipamentos de medição utilizados.

#	Nome do equipamento	Ilustração	Aplicações
1	Fluke-435-II		Analisador de Energia e Qualidade da Energia Elétrica, utilizado para o registro de tensões e correntes trifásicas e harmônicos de até 3 kHz.
2	Fluke-1748		Analisador de Energia e Qualidade da Energia Elétrica, utilizado para o registro de tensões e correntes trifásicas e harmônicos de até 3 kHz.

3 Fluke-190-104



Osciloscópio, utilizado para a captura das formas de onda das tensões trifásicas com largura de banda de até 100 MHz.

Além das características dos equipamentos de medição, cumpre esclarecer que as oscilografias apresentadas a seguir neste capítulo são obtidas sob uma relação de transformação de aproximadamente 100 e escala igual a 50V/divisão. Além disso, as fases A, B e C são representadas pelas cores vermelho, azul e verde, respectivamente, nas simulações e vermelho, azul e preto nas medições em 400V.

5.3.1 Campanha de Medições 01 – 12/2019

Para a primeira campanha de medições, em que nada se conhecia acerca dos defeitos apresentados no parque eólico, foram utilizados os três instrumentos de medição distintos, cujas informações básicas foram descritas anteriormente. Nesta etapa, dado o cenário desconhecido, foram coletadas várias medições em pontos diferentes naqueles locais em que foram apresentadas as anomalias.

Uma vez constatado que os distúrbios manifestados estariam associados com tensões de frequências elevadas (acima de 3 kHz), foram capturadas oscilografias momentâneas, utilizando o osciloscópio Fluke-190-104, das formas de onda das tensões durante o processo de energização e em regime permanente. As etapas de energização são caracterizadas da seguinte forma:

Etapa 1 – Energização do transformador/pré-energização dos circuitos gerais: Nesta etapa, os enrolamentos do transformador são energizados pela subestação, enquanto os circuitos gerais permanecem desenergizados;

Etapa 2 – energização do circuito de 400 V: O suprimento do circuito auxiliar em 400 V é feito por meio de um circuito auxiliar, enquanto os demais circuitos permanecem desenergizados. O denominado filtro LC é alimentado nesta etapa;

Etapa 3 – Comando de marcha/pré-carga: O comando de marcha inicializa uma série de procedimentos automáticos para a energização do circuito de 690 V que alimenta o conversor do lado rede (Grid-Side Converter - GSC). Esta ação é iniciada pela pré-carga dos capacitores do link DC, com incremento de tensão em rampa até as imediações dos 850 V;

Etapa 4 – Retificação: ocorre após a tensão do link DC atingir valores superiores a 850 V. Apenas as fases A e C são imediatamente energizadas no circuito de 690 V que alimenta o conversor do lado da rede. Ressalta-se que o filtro EMC e o filtro harmônico são energizados apenas quando iniciada esta etapa de retificação;

Etapa 5 – Inversão/sincronismo/acoplamento: essas etapas ocorrem de forma sequencial. A inversão acontece quando a máquina opera com velocidade acima de 1000 rpm. Em seguida é realizado o teste de sincronismo de fase, ângulo e frequência, para posterior acoplamento da máquina.

Na sequência, são obtidos os resultados das medições desempenhadas na primeira oportunidade.

5.3.1.1 Tensões medidas na Subestação Coletora (SE-COL)

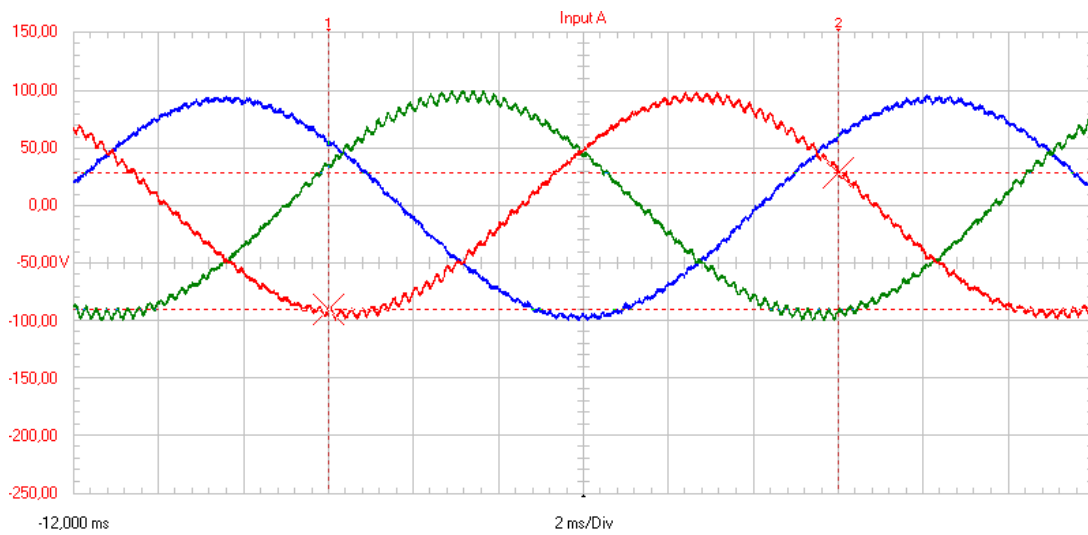


Figura 5.4 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV da SE-COL.

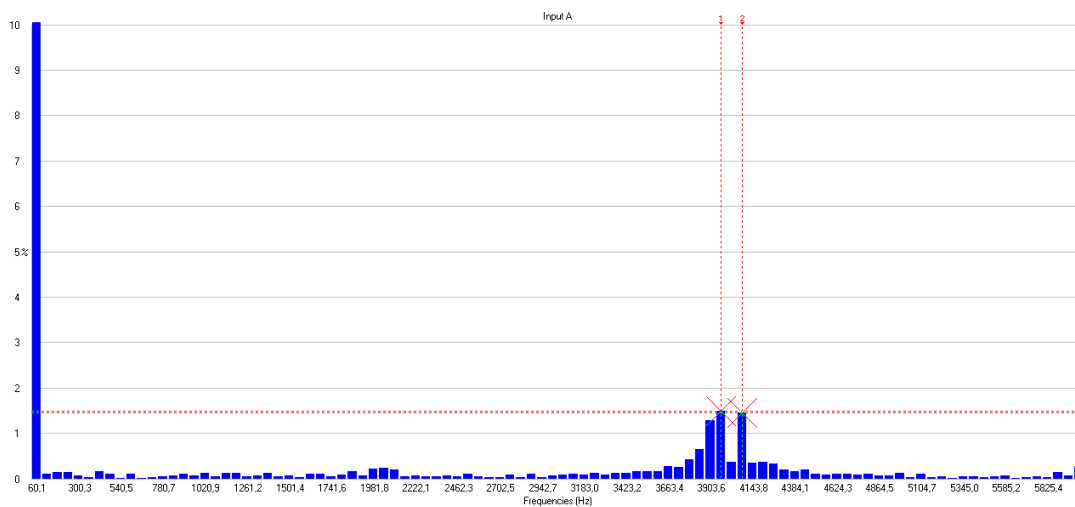


Figura 5.5 – Espectro harmônico da fase A em 12 kV da SE-COL.

5.3.1.2 Tensões medidas na Etapa 01

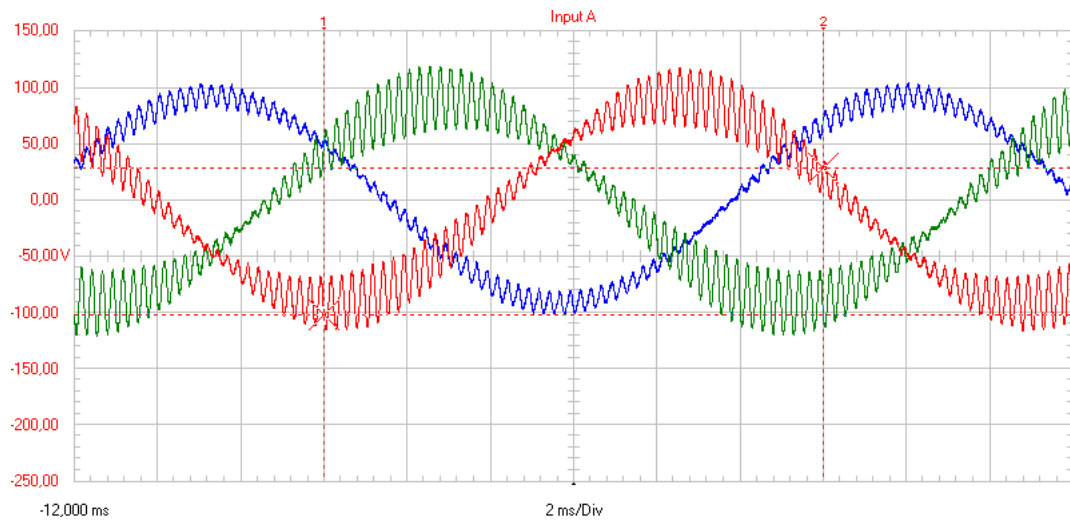


Figura 5.6 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 1.

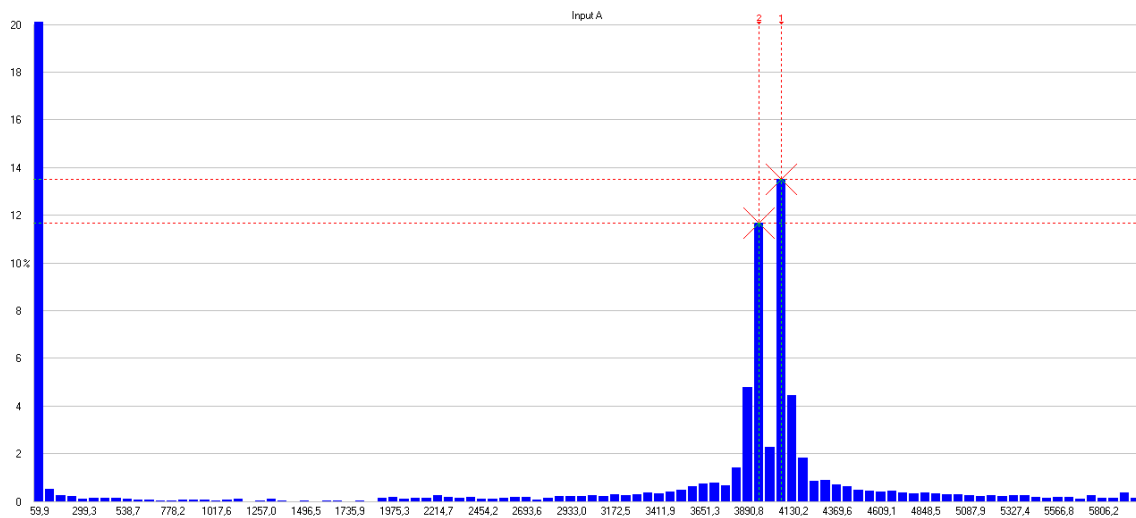


Figura 5.7 – Espectro harmônico da tensão na fase A em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 1.

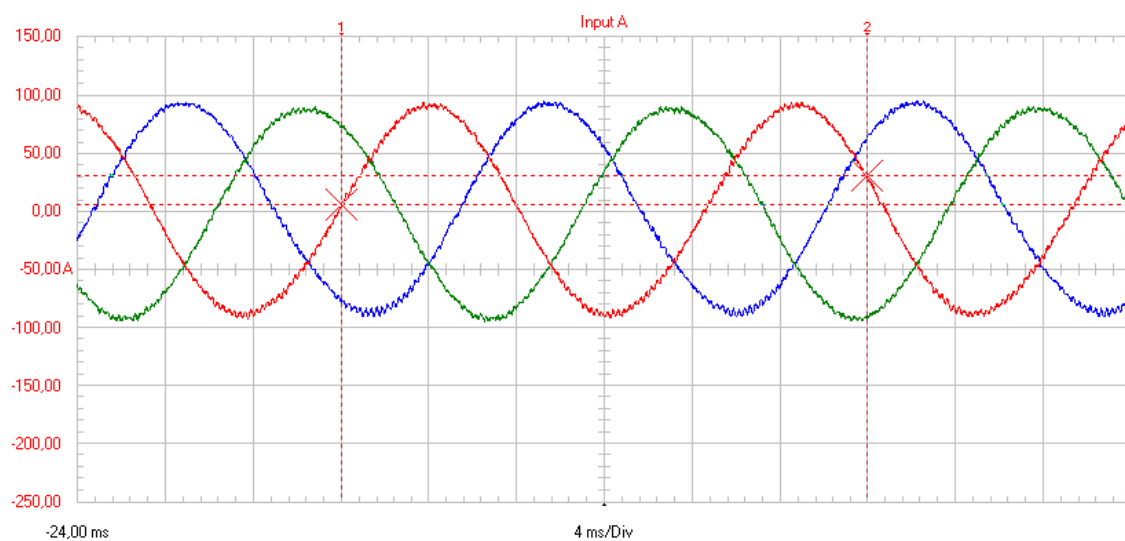


Figura 5.8 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 1.

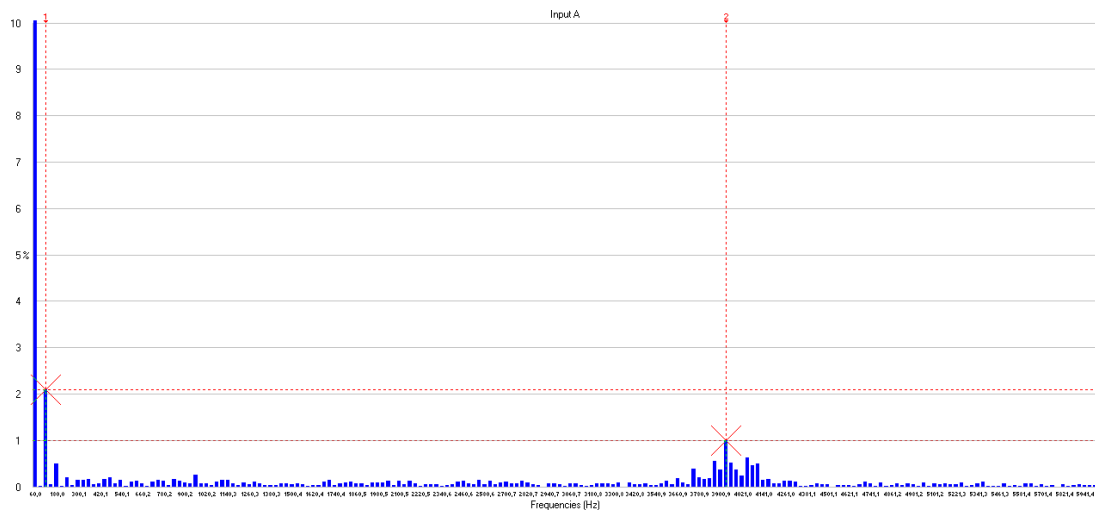


Figura 5.9 – Espectro harmônico da tensão na fase A em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 1.

5.3.1.3 Tensões medidas na Etapa 02

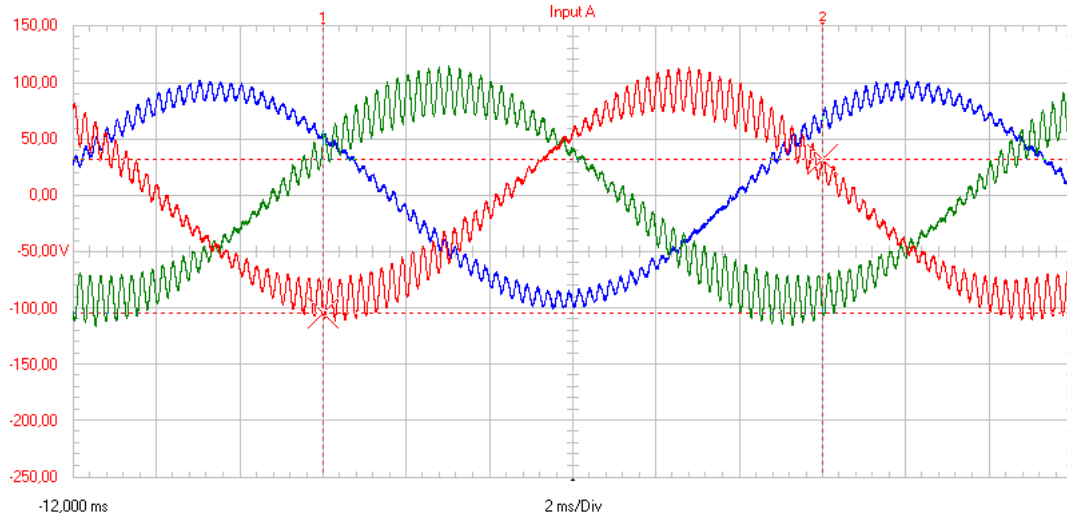


Figura 5.10 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 2.

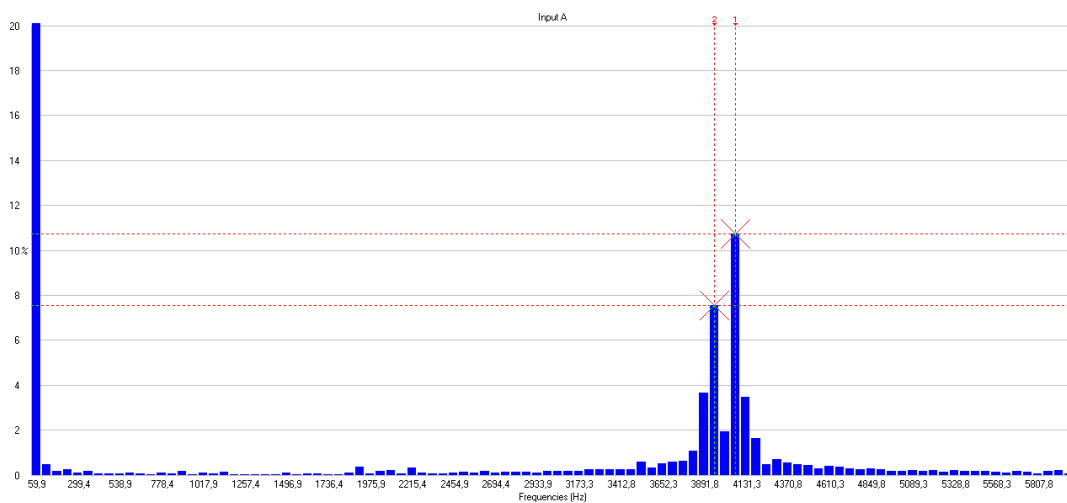


Figura 5.11 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 2.

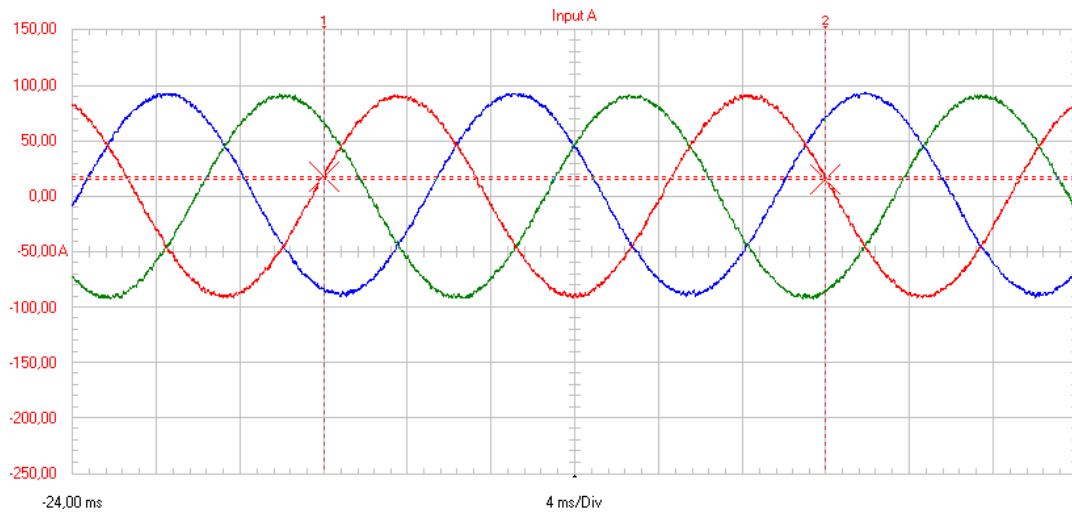


Figura 5.12 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 2.

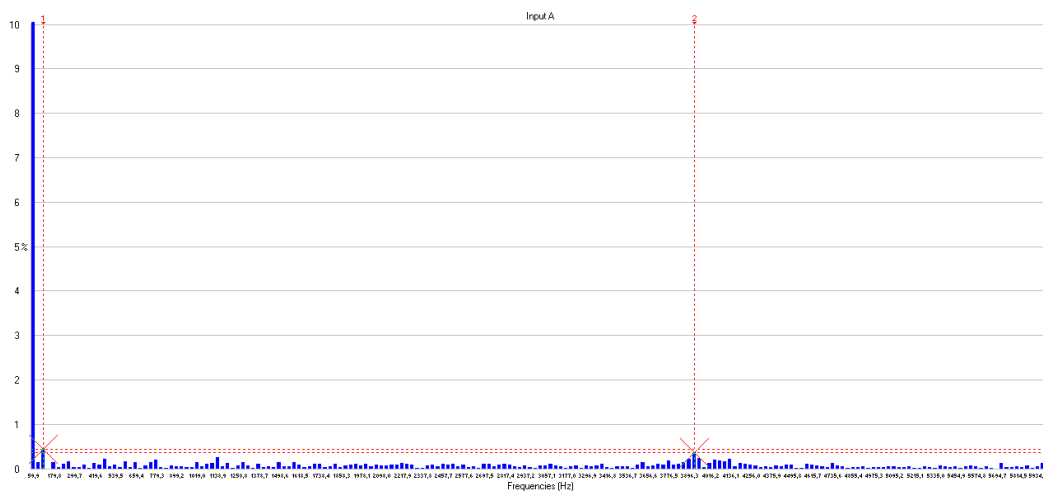


Figura 5.13 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 2.

5.3.1.4 Tensões medidas na Etapa 03

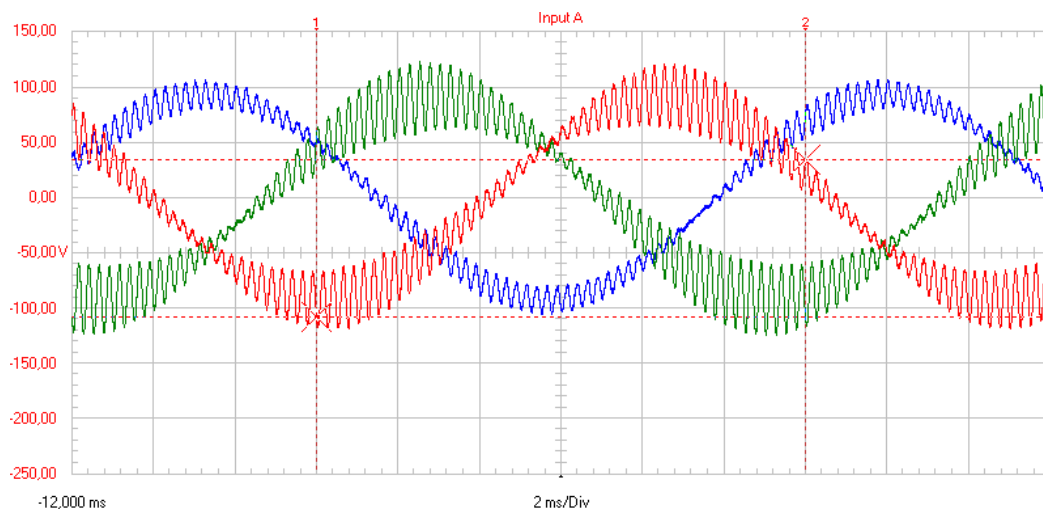


Figura 5.14 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 3.

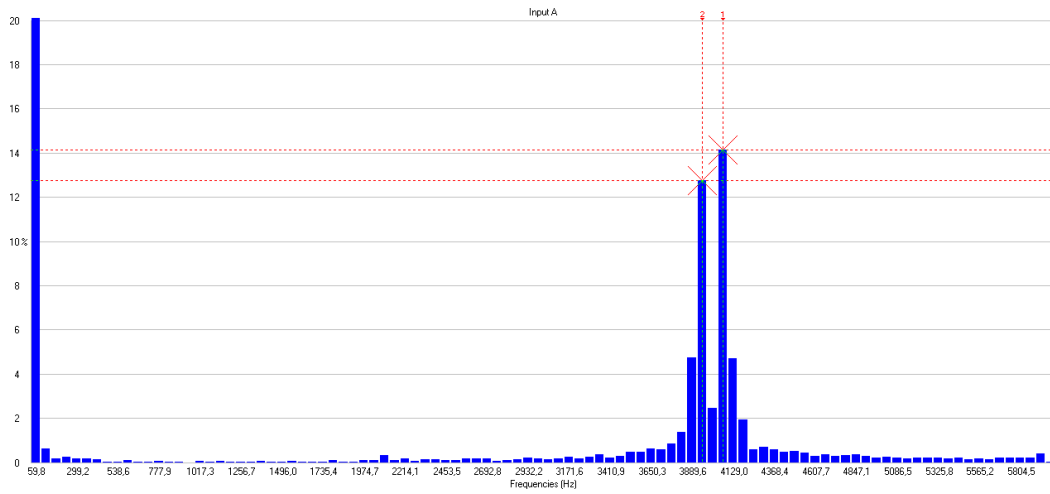


Figura 5.15 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 3.

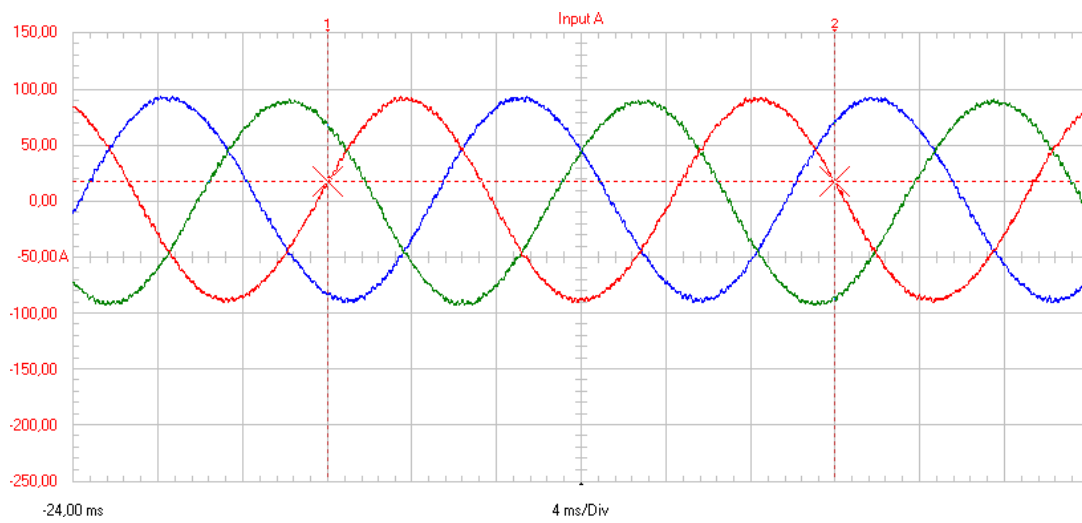


Figura 5.16 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 3.

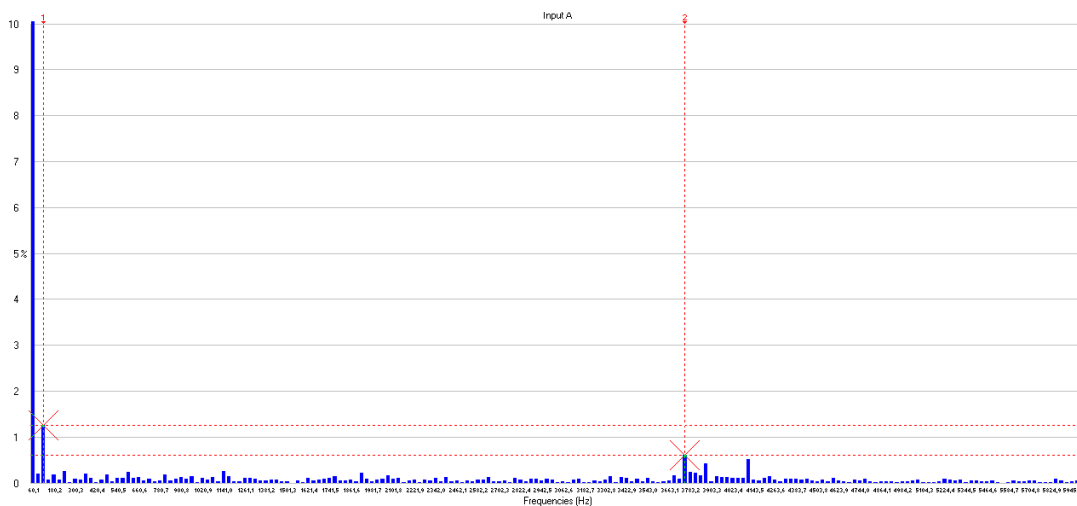


Figura 5.17 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 3.

5.3.1.5 Tensões medidas na Etapa 04

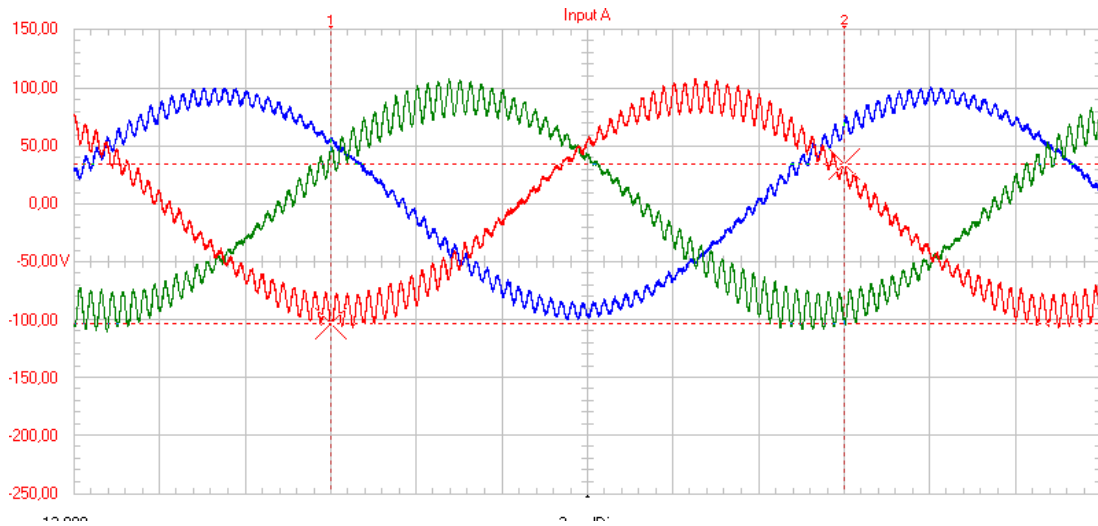


Figura 5.18 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 4.

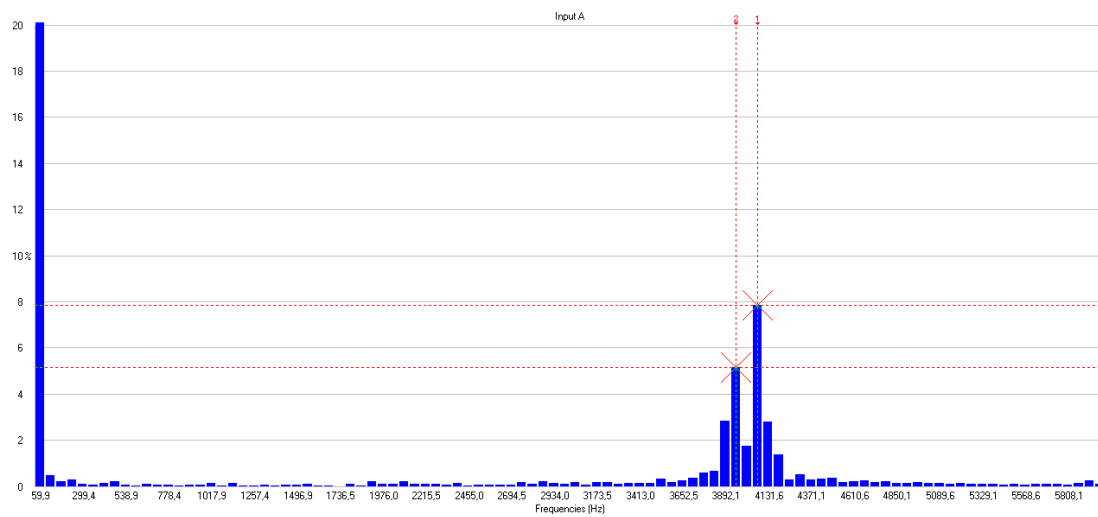


Figura 5.19 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 4.

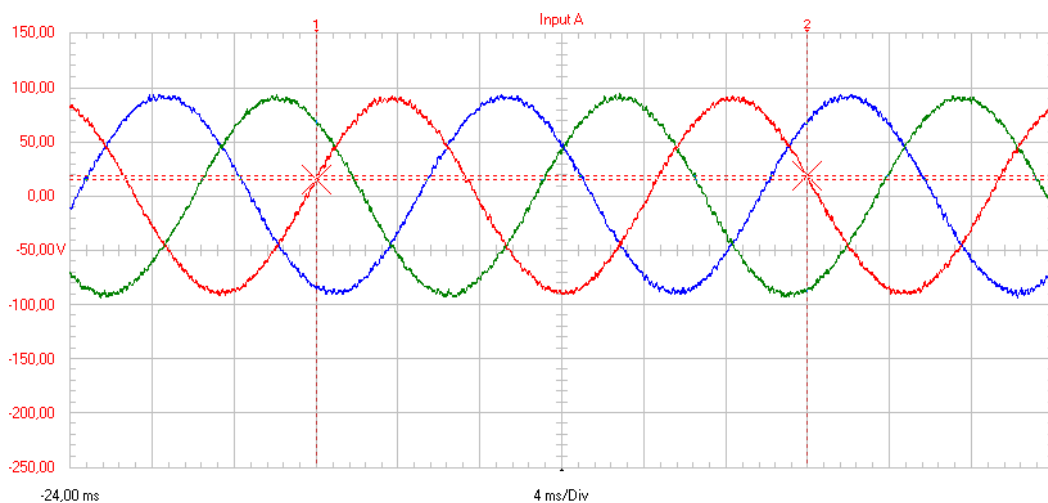


Figura 5.20 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 4.

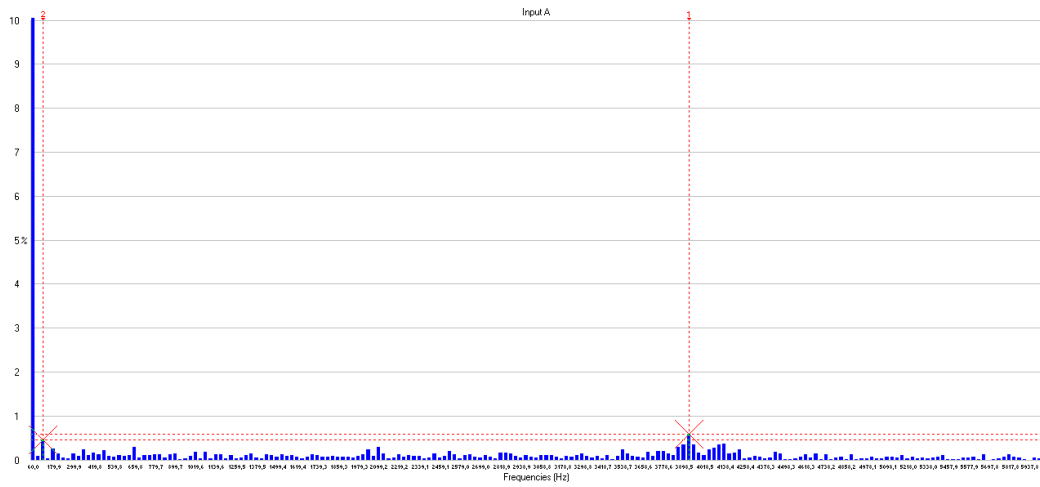


Figura 5.21 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 4.

5.3.1.6 Tensões medidas na Etapa 05

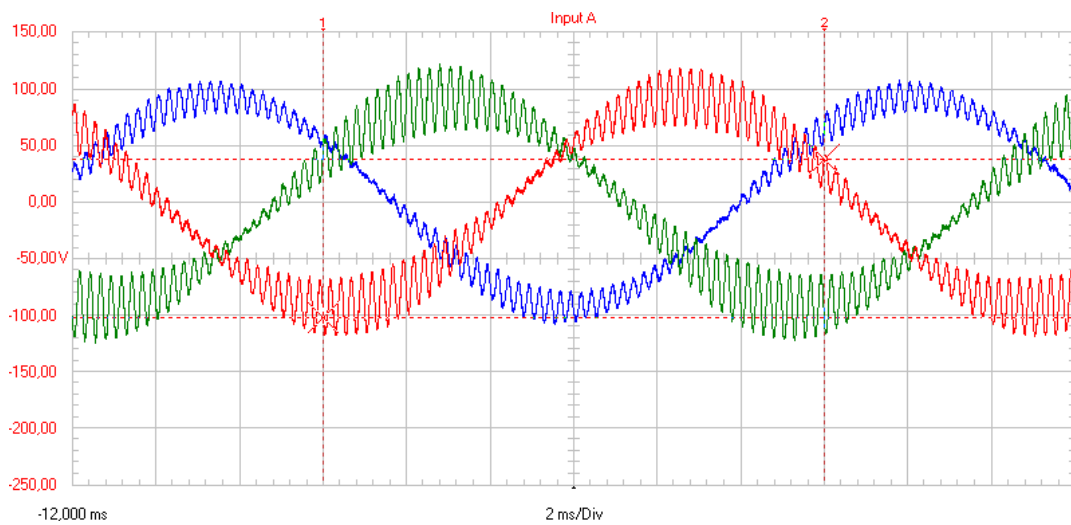


Figura 5.22 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 5.

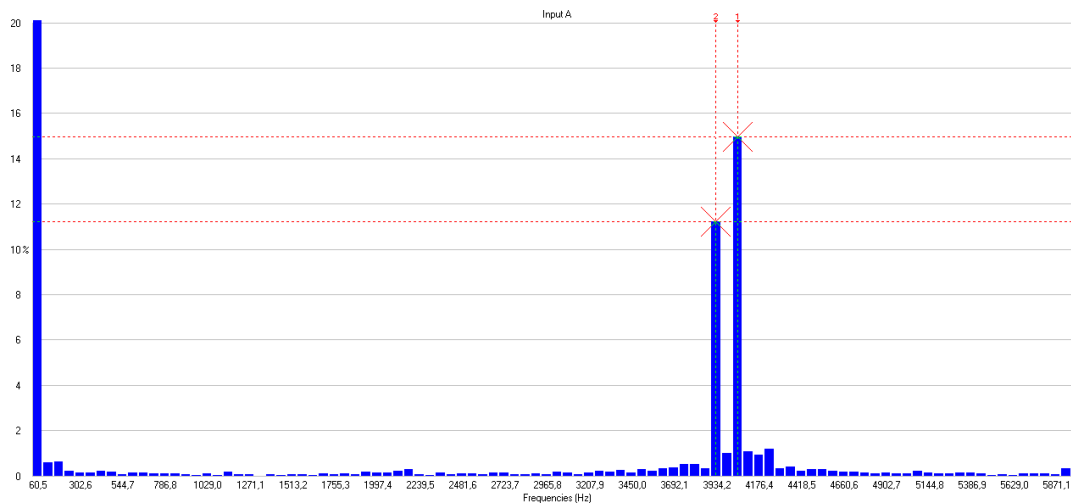
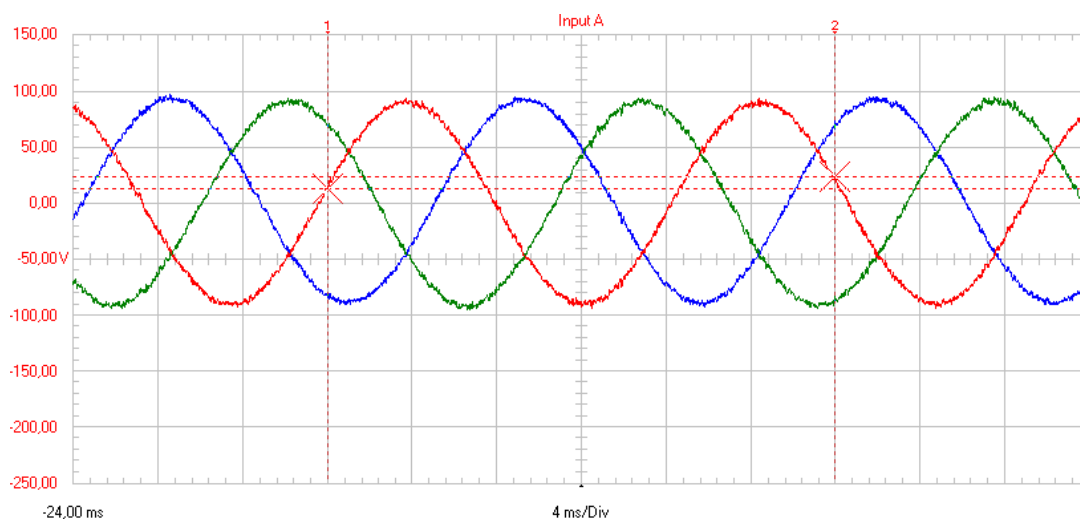
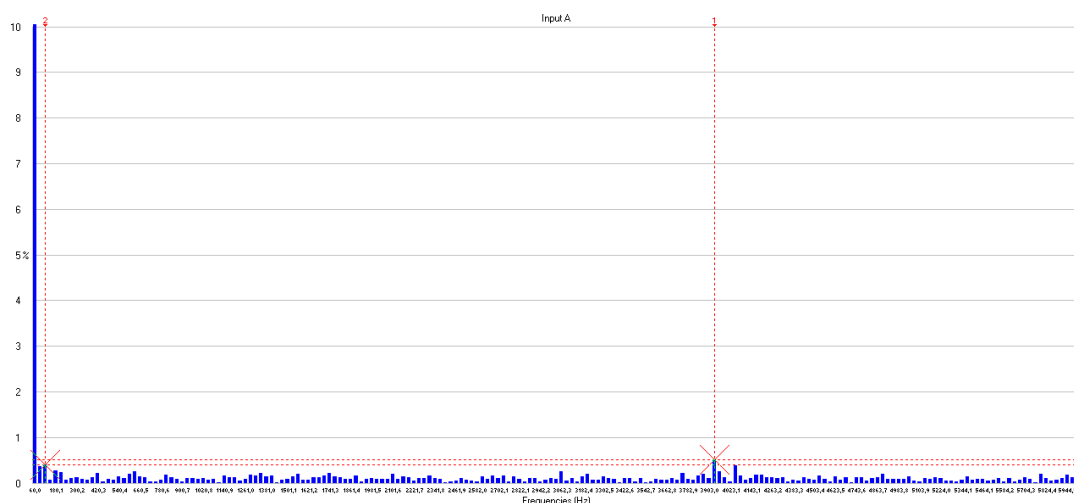


Figura 5.23 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Etapa 5.**Figura 5.24 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 5.****Figura 5.25 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE01-CGE01) – Etapa 5.**

Em síntese, os resultados das medições sugerem as seguintes constatações:

- 1) Para a SE-COL: os resultados apresentados para as medições efetuadas na SE-COL (12 kV) evidenciam que as as baixas frequências se apresentam em proporções bastante reduzidas, fato este que determina o pleno cumprimento das determinações impostas pelo ONS. Por outro lado, embora em proporções não tão elevadas, constata-se a presença de um conjunto de tensões harmônicas, com valores acima daqueles encontrados para as baixas frequências, cujos valores máximos se apresentam em torno de 1,5% e em frequências nas imediações de 4 kHz;
- 2) Para o aerogerador AE05-CGE02: As grandezas aqui contempladas referem-se ao mesmo nível de tensão daquelas anteriormente mencionadas, todavia, o ponto físico de medição se encontra nos terminais de 12 kV do transformador do aerogerador. Não obstante tratar-se da mesma rede anterior, neste ponto, para a etapa 1, os níveis de distorção se apresentam extremamente superiores àqueles anteriormente encontrados nas medições da SE. Isto aponta para o reconhecimento da existência de uma instabilidade harmônica, a qual apresenta níveis de distorções nas mesmas

ordens anteriores, todavia, em proporções de até 13,5% e com valores de pico superiores a 30% do nominal. Vale ressaltar que as constatações aqui reportadas encontram-se associadas com o transformador operando na situação a vazio quanto aos seus enrolamentos de 400 V e 690 V. Avançando, para a denominada etapa 2, verifica-se que não houve influências significativas, exceto por uma atenuação das amplitudes das distorções harmônicas que se mantiveram nas mesmas frequências. As tensões de pico atingiram valores de cerca de 26% acima do nominal. Diante da etapa 3, a qual encontra-se associada com a pré-carga dos capacitores do barramento CC, muito embora as frequências dominantes tenham sido mantidas, indicando, mais uma vez, houve um acréscimo dos valores das distorções, as quais passaram a se apresentar ligeiramente superiores àquelas da etapa 1. As tensões de pico atingiram valores próximos a 35% acima do seu valor nominal. Seguindo com o processo de energização, a etapa 4, representativa do início da conversão (retificação) para suprimento do rotor do aerogerador, mais uma vez, no barramento de 12 kV do transformador verifica-se condições operacionais similares as etapas anteriores. O conjunto de distorções harmônicas foi mantido nas frequências no entorno de 4 kHz e suas amplitudes substancialmente reduzidas. Os valores de pico apresentaram magnitudes de 20% acima do nominal. Por fim, na etapa 5, o qual marca o processo de inversão para alimentação do rotor e o acoplamento do aerogerador, as medições apontam para incrementos para as magnitudes das distorções, as quais foram mantidas nas frequências próximas aos 4 kHz. As tensões de pico superaram os 30% do seu respectivo valor nominal.

- 3) Para o aerogerador AE01-CGE01: Quanto aos processos de energização e suas influências sobre o circuito de 12 kV do aerogerador CA01, as etapas de energização são caracterizadas por baixos conteúdo harmônico. Todavia, embora em proporções pequenas, são verificadas distorções nas imediações dos 4 kHz em todo o processo de energização, sobretudo na primeira etapa, cujo valor máximo é de 1%. Além disso, são também manifestados harmônicos em baixas frequências, cujo valor máximo é 2,1% de 2ª ordem (etapa 1). Já o valor pico apresentou magnitude equivalente à condição nominal.

5.3.2 Campanha de Medições 02 – 12/2020

Já em um segundo momento, de forma mais assertiva, foi realizado um volume menor de testes e medições, concentrando os esforços apenas nos pontos de anomalia identificados anteriormente, com destaque ao aerogerador AE05-CGE02.

Dessa forma, são destacados os seguintes registros:

- Tensões do lado de 12 kV do transformador da SE-COL que alimenta a Central Geradora Eólica AE05-CGE02;
- Tensões em 12 kV no aerogerador AE05-CGE02, com todos os demais aerogeradores fora de operação, somente os circuitos alimentadores energizados.

5.3.2.1 Tensões do lado de 12 kV do transformador da SE-COL

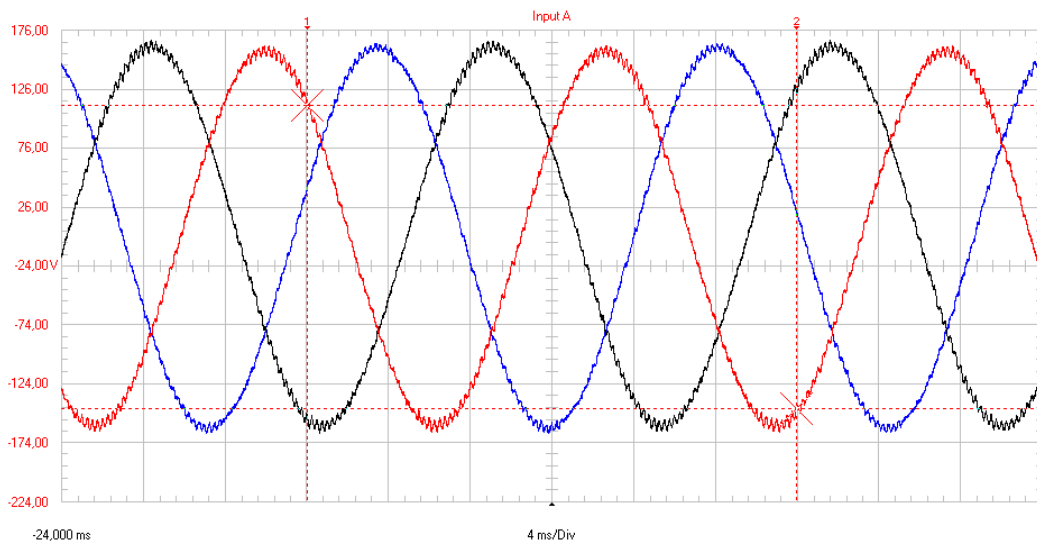


Figura 5.26 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (SE-COL) – Transformador.

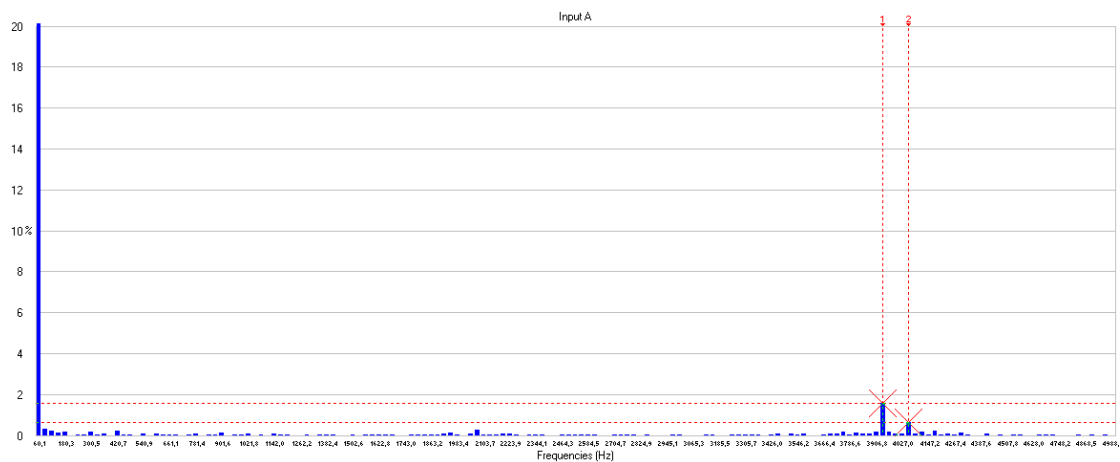


Figura 5.27 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (SE-COL) – Transformador.

5.3.2.2 Tensões em 12 kV no aerogerador AE05-CGE02, com todos os aerogeradores fora de operação, somente os circuitos alimentadores energizados

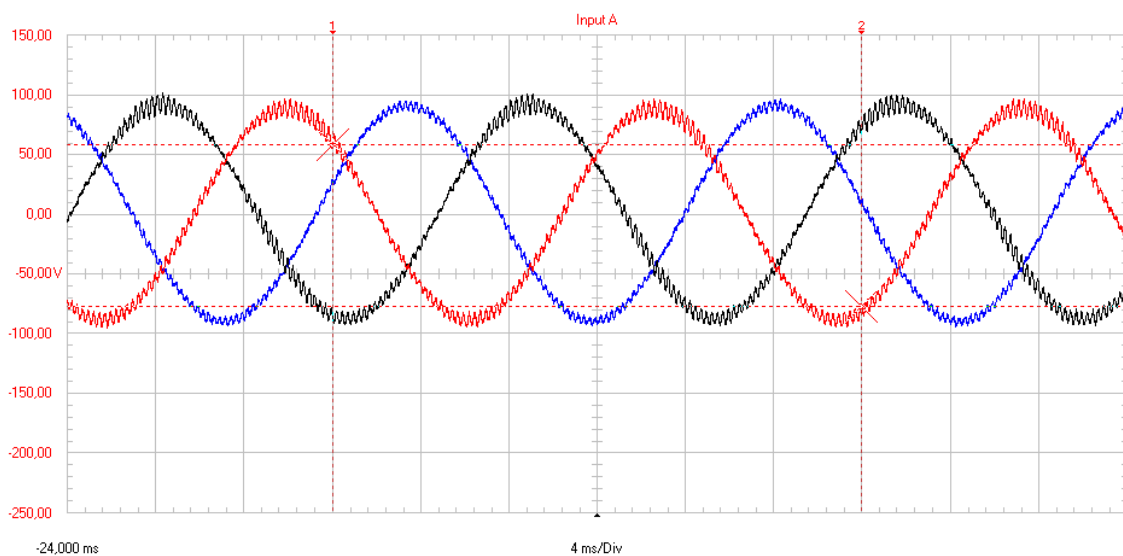
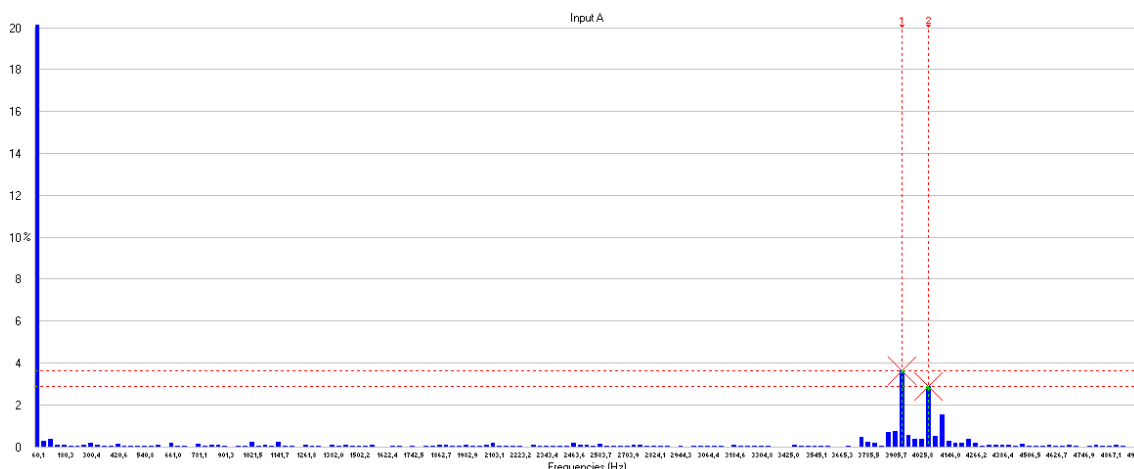


Figura 5.28 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Demais aerogeradores da central desconectados.**Figura 5.29 – Oscilografias das tensões trifásicas em 12 kV (AE05-CGE02) – Demais aerogeradores da central desconectados.**

Em síntese, os resultados das medições sugerem as seguintes constatações:

- 1) A presença de distorções harmônicas nas imediações dos 4 kHz se faz presente em todos os locais avaliados, todavia, em proporções distintas a depender do local de monitoramento e condição operativa das máquinas;
- 2) Embora evidenciada a existência de distorções de tensão de alta frequência na Subestação Coletora e, também, no aerogerador AE05-CGE02 quando a central geradora se encontrava fora de operação, as maiores magnitudes para as distorções de tensão foram de 1,6% e 2,6%, respectivamente.

5.4 ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO DOS DISTÚRBIOS

De posse da modelagem apresentada no Capítulo 04, serão propostas três estratégias de mitigação dos distúrbios evidenciados. A primeira delas e mais utilizada em âmbito prático, devido ao custo relacionado e complexidade de implementação é a estratégia de correção via filtragem passiva. Estratégia esta, que permite uma melhoria da qualidade da energia, contudo possui característica estática, ou seja, não é adaptável à mudanças de cenário operativo das máquinas. Em um segundo momento, é apresentada a filtragem ativa. Método mais sofisticado e com característica dinâmica e adaptável ao contexto operacional do parque, contudo que requer maior investimento e possui um elevado grau de complexidade.

5.4.1 Filtragem passiva

Para a filtragem passiva, a primeira verificação necessária consiste em definir qual o melhor ponto para a conexão do equipamento, tendo em vista as anomalias observadas na campanha de medições, os danos provocados e os custos envolvidos. Neste sentido, foram avaliadas as quatro alternativas destacadas na tabela a seguir.

Tabela 5.3 – Pontos de filtragem

#	12 kV na SE-COL Coletora	12 kV a cada grupo de 3 aerogeradores	400V no circuito auxiliar do aerogerador AE05-CGE02
---	--------------------------	---------------------------------------	---

1	✓		
2		✓	
3			✓
4	✓	✓	✓

5.4.1.1 Alternativa 1 – Filtro harmônico sintonizado no barramento de 12kV da SE-COL

A alternativa 01 consiste na instalação de 2 filtros harmônico, sintonizado em 4 kHz, cada qual conectado aos barramentos de 12 kV da subestação coletora, como indicado na Figura 5.30. Esta estratégia tem como objetivo atenuar as distorções na forma de onda da tensão no complexo como um todo e evitar possíveis problemas futuros na instalação.

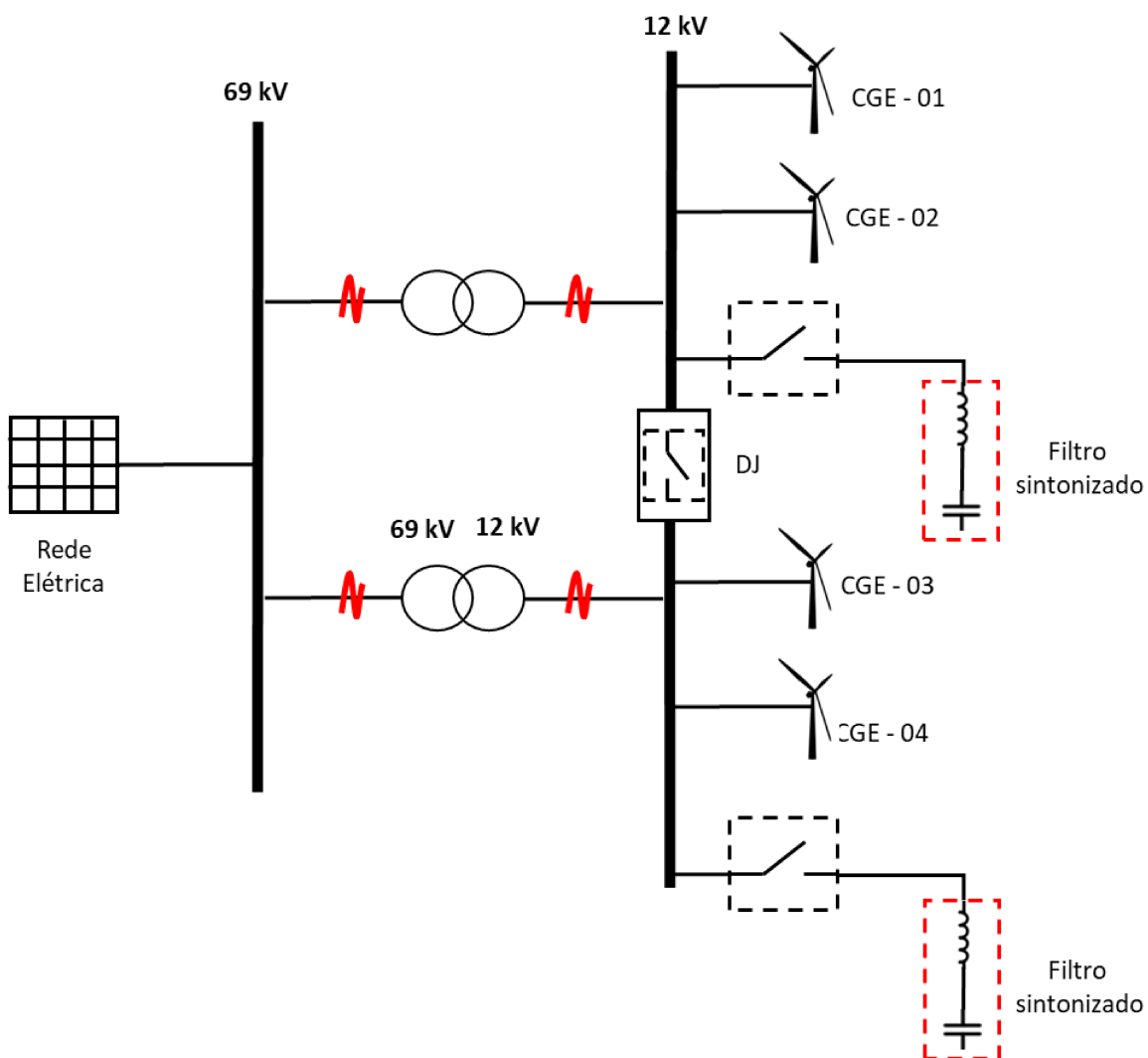


Figura 5.30 – Esquema elétrico da proposta de solução 01. Fonte: Autoria própria.

Para tal alternativa foram utilizados dois filtros harmônicos de 0,4 MVar configurados com um reator de 0,215mH em série com um banco de capacitores de 0,702 MVar.

O resultado da alternativa 1 é apresentado em seguida.

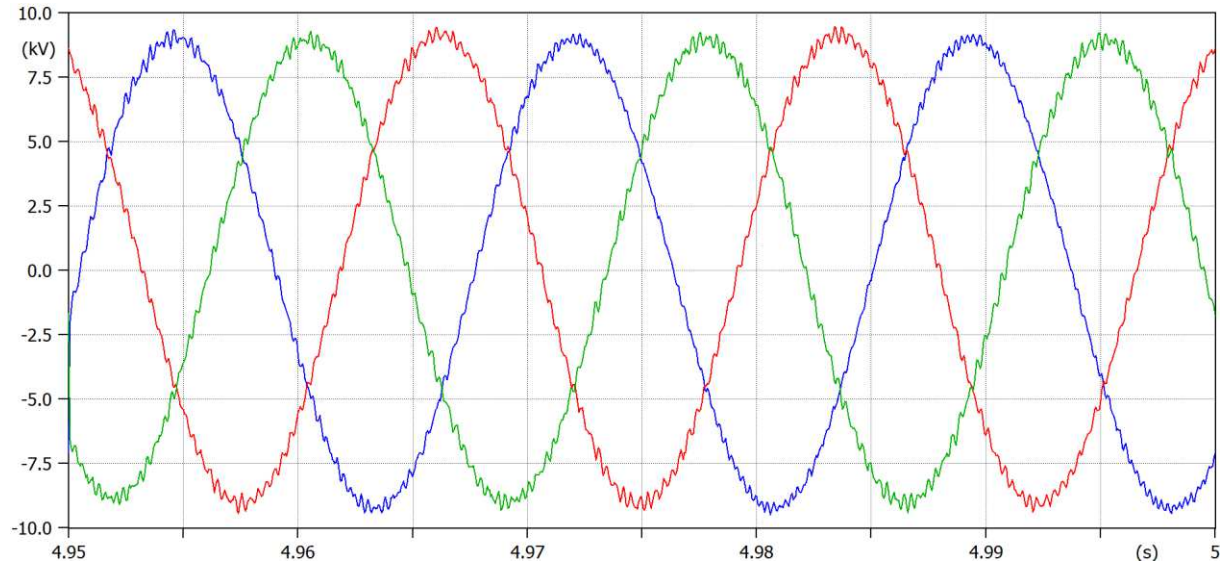


Figura 5.31 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

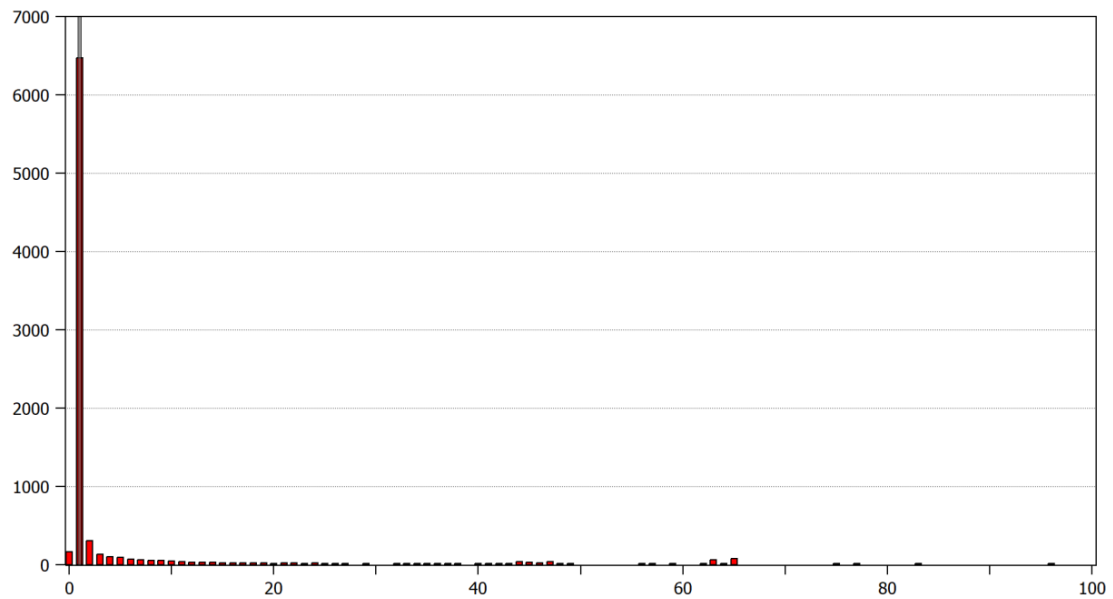


Figura 5.32 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

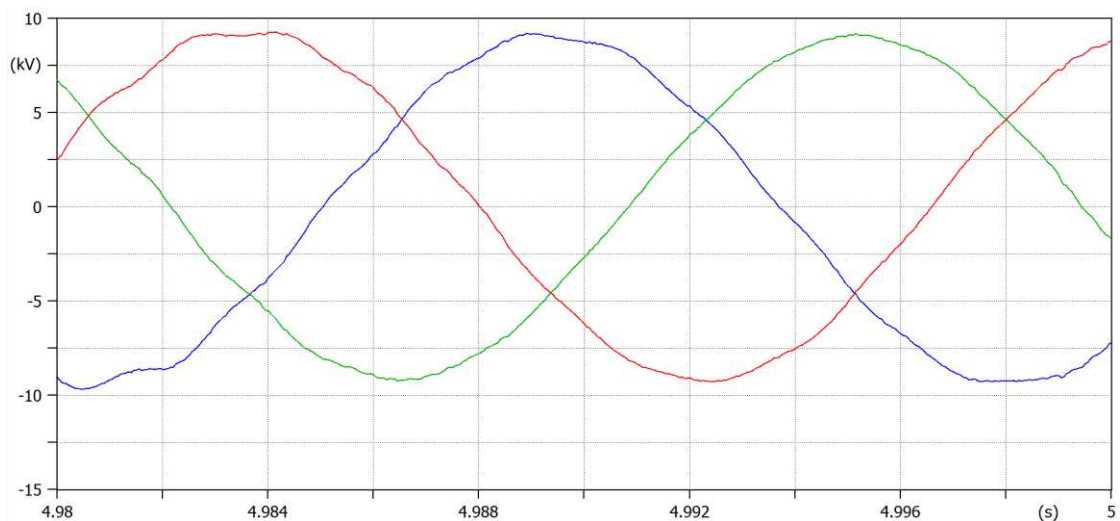


Figura 5.33 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – com filtro.

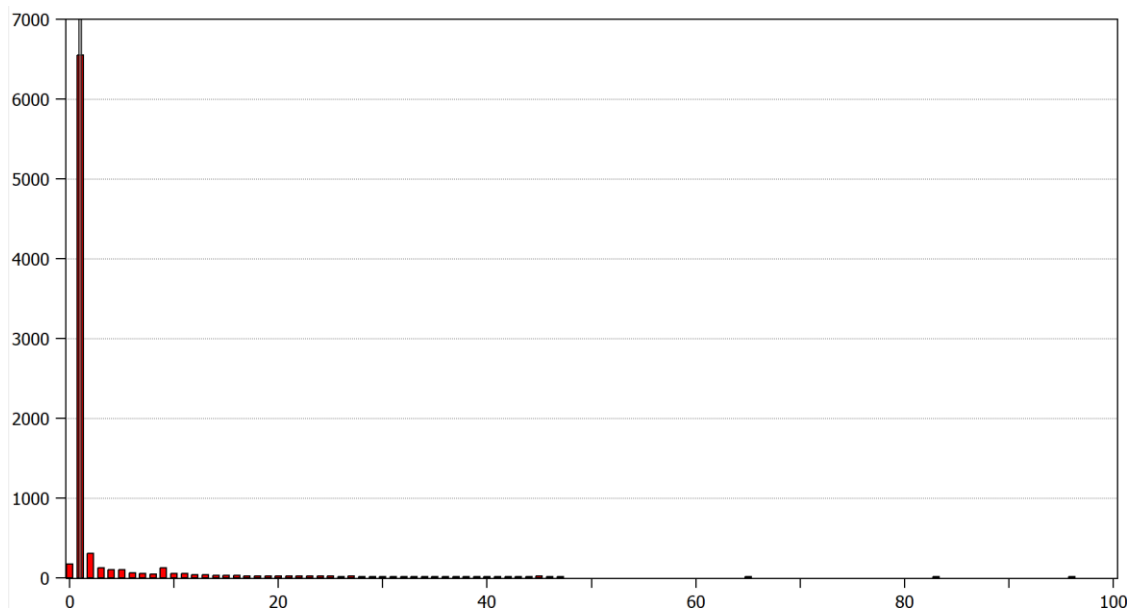


Figura 5.34 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.

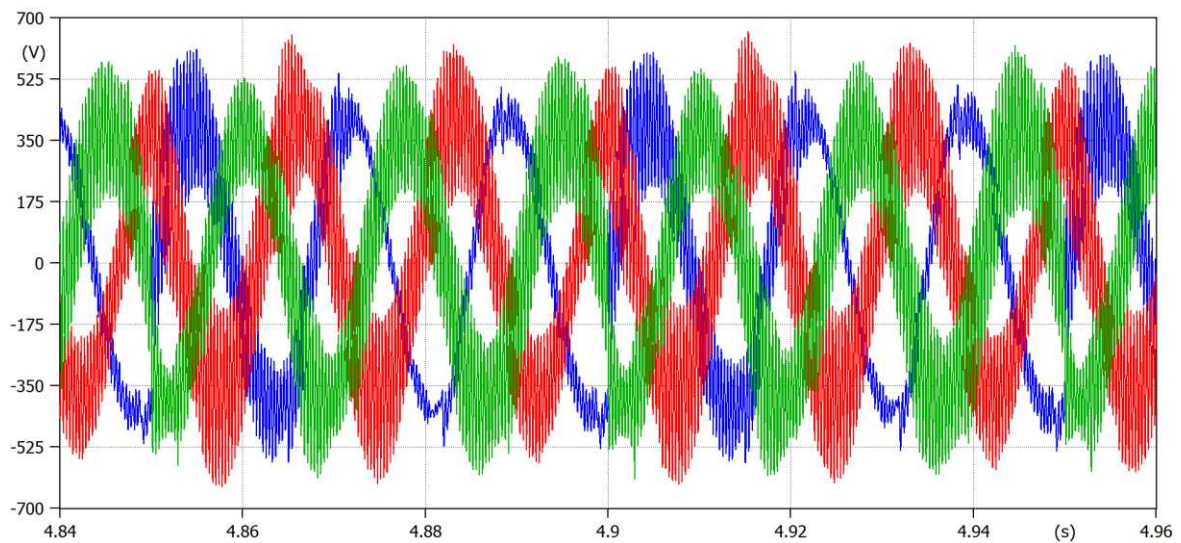


Figura 5.35 – Forma de onda da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.

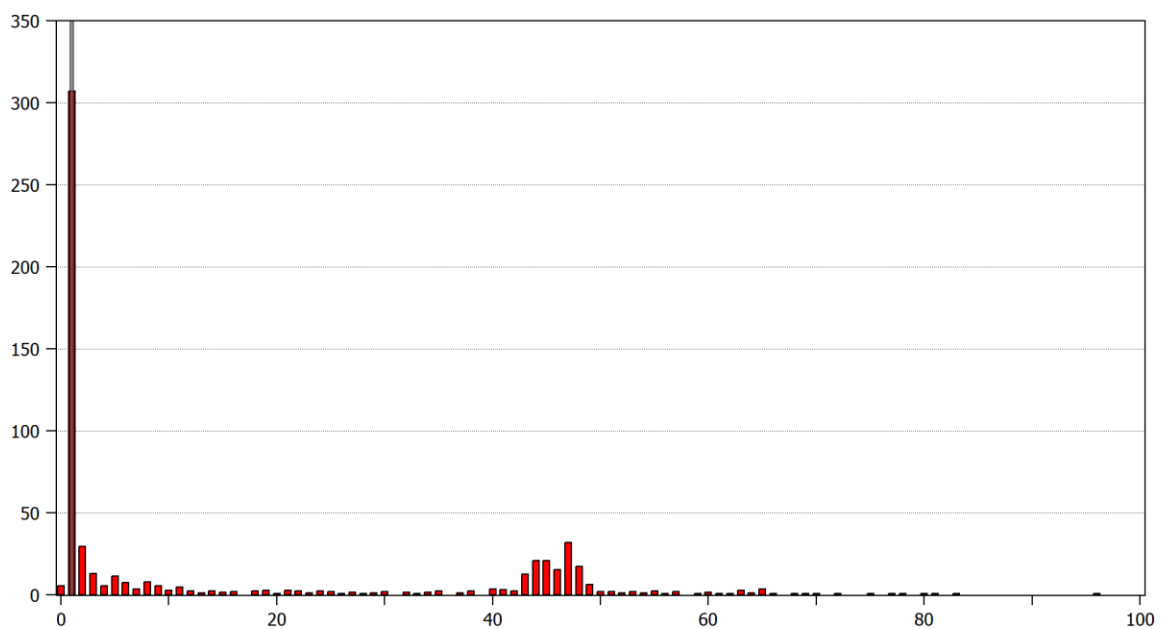
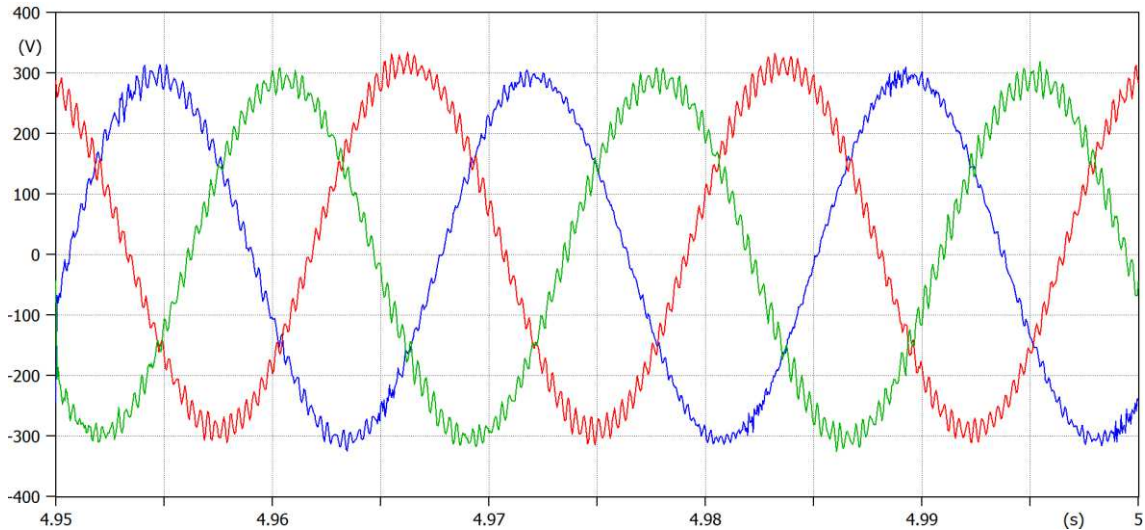
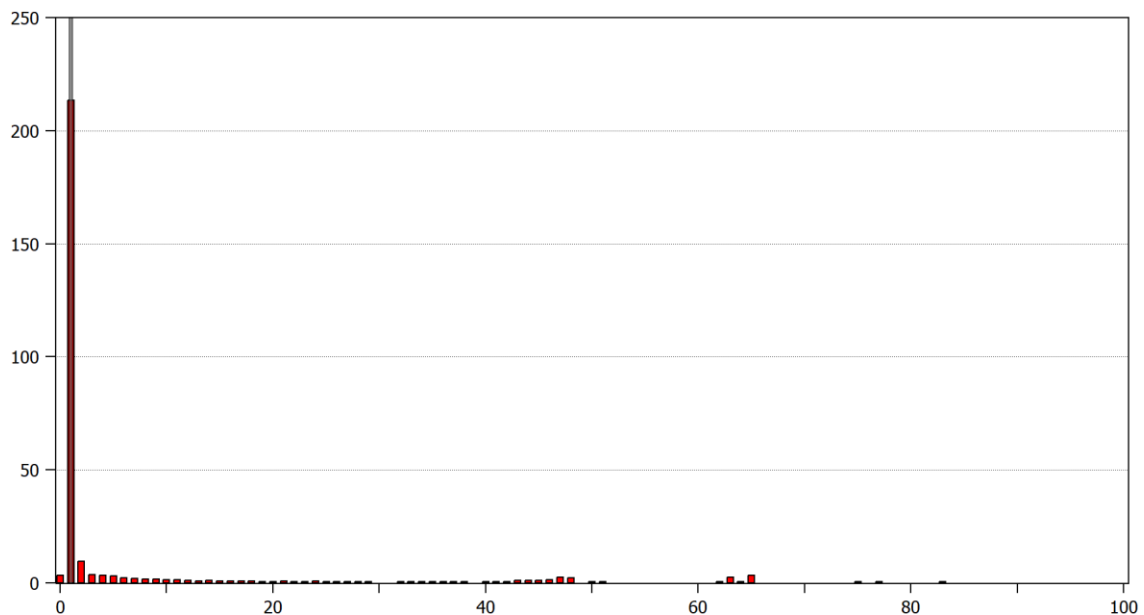


Figura 5.36 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.**Figura 5.37 – Forma de onda da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.****Figura 5.38 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.**

5.4.1.2 Alternativa 2 – Filtro harmônico sintonizado no barramento de 12kV da *string* (conjunto de 3 aerogeradores)

A alternativa 02 também está associada com o emprego de filtros no circuito de 12 kV do complexo, todavia em locais distintos dos elucidados anteriormente. Neste caso, os equipamentos são instalados nos terminais de cada circuito (próximo aos aerogeradores). A Figura 5.33 representa a Solução 02 em apenas um circuito, porém o arranjo completo, como mencionado, consiste na instalação de unidades de filtragem em todas as CGE, totalizando 12 filtros para todo complexo eólico (3 filtros para cada CGE).

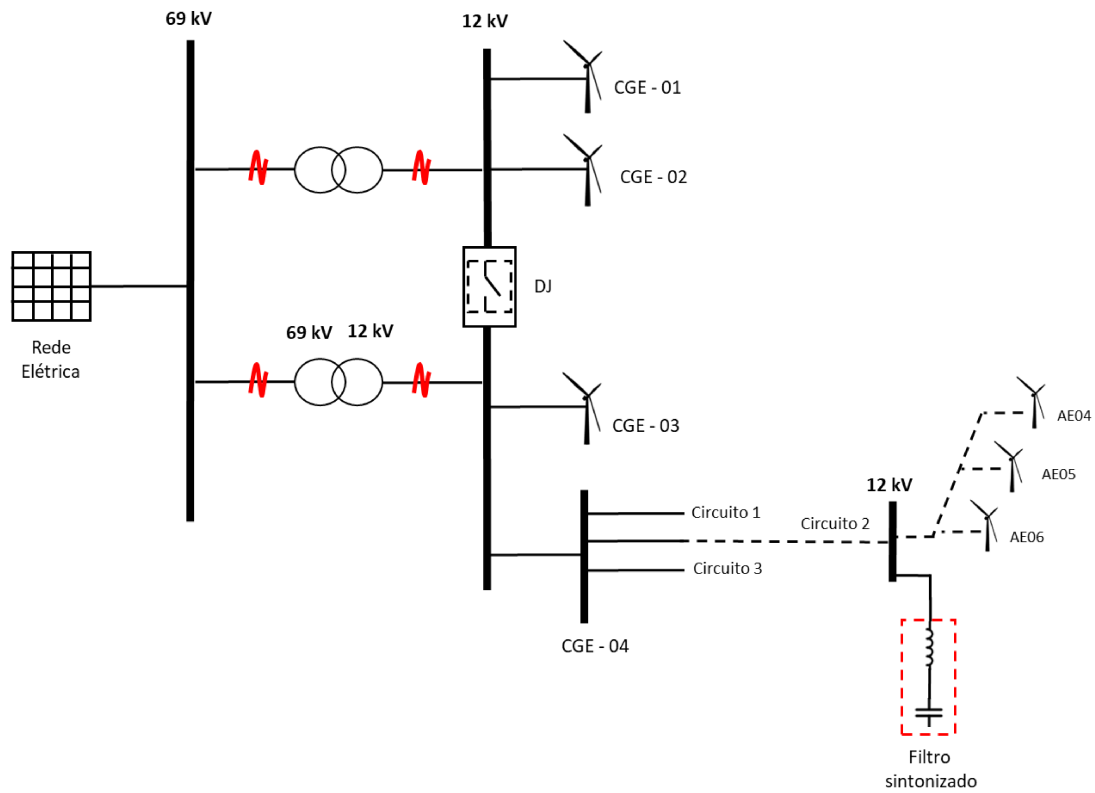


Figura 5.39 – Esquema elétrico da proposta de solução 02. Fonte: Autoria própria.

Para tal alternativa foi utilizado o mesmo filtro descrito anteriormente, apenas mudando o ponto de conexão de cada equipamento, conforme mencionado anteriormente.

O resultado da alternativa 2 é apresentada abaixo.

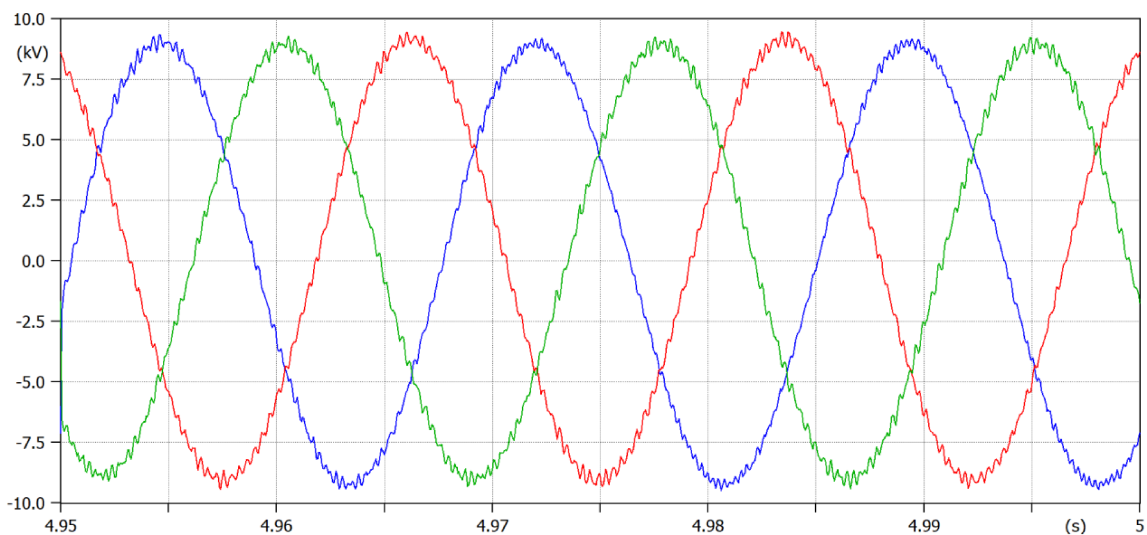


Figura 5.40 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

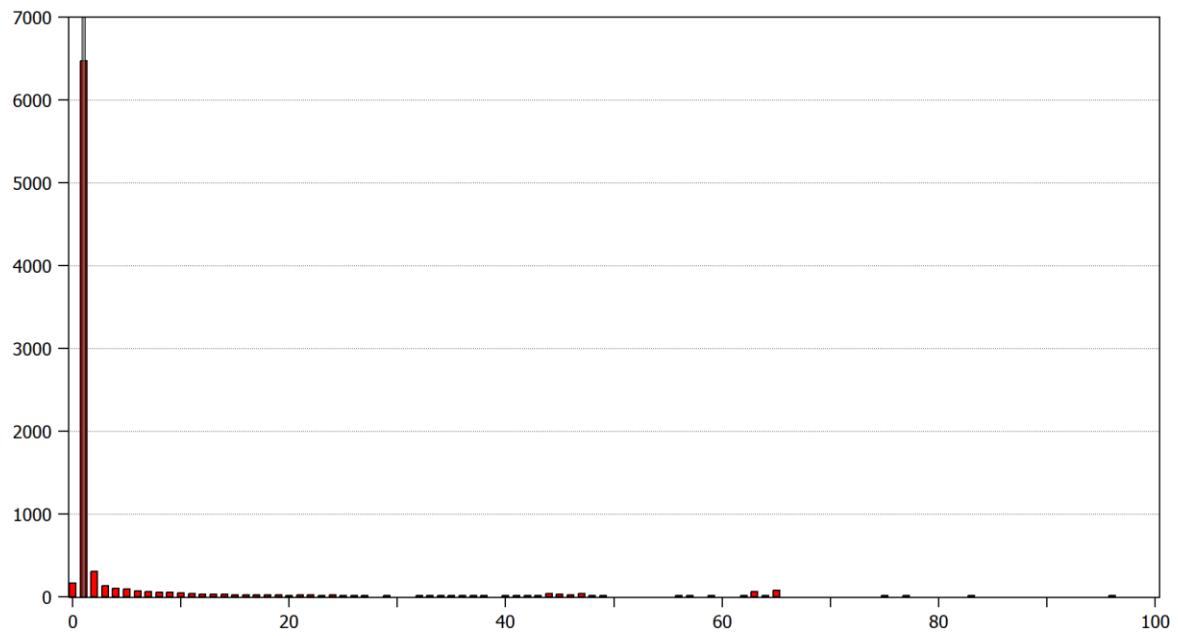


Figura 5.41 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

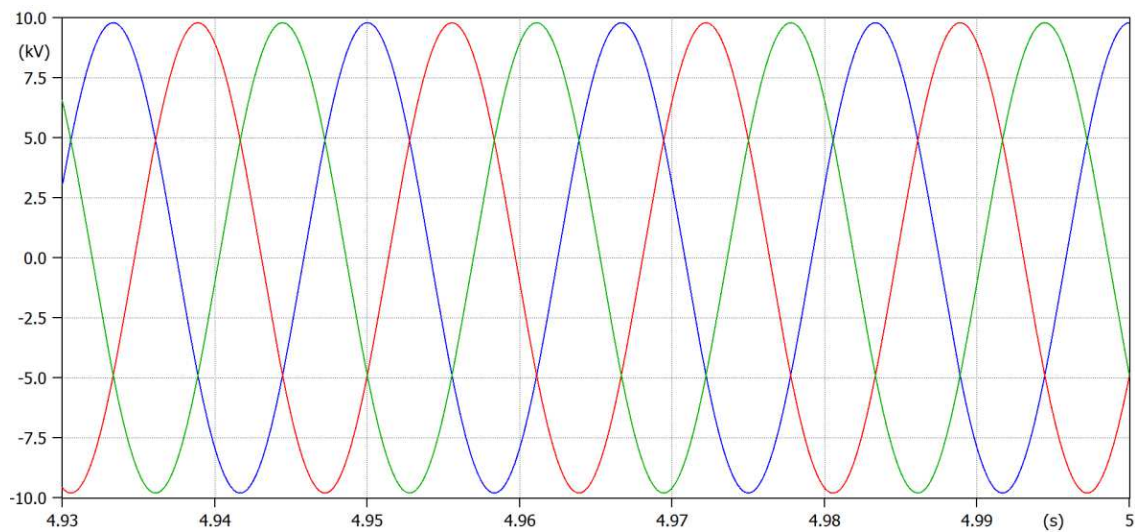


Figura 5.42 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – com filtro.

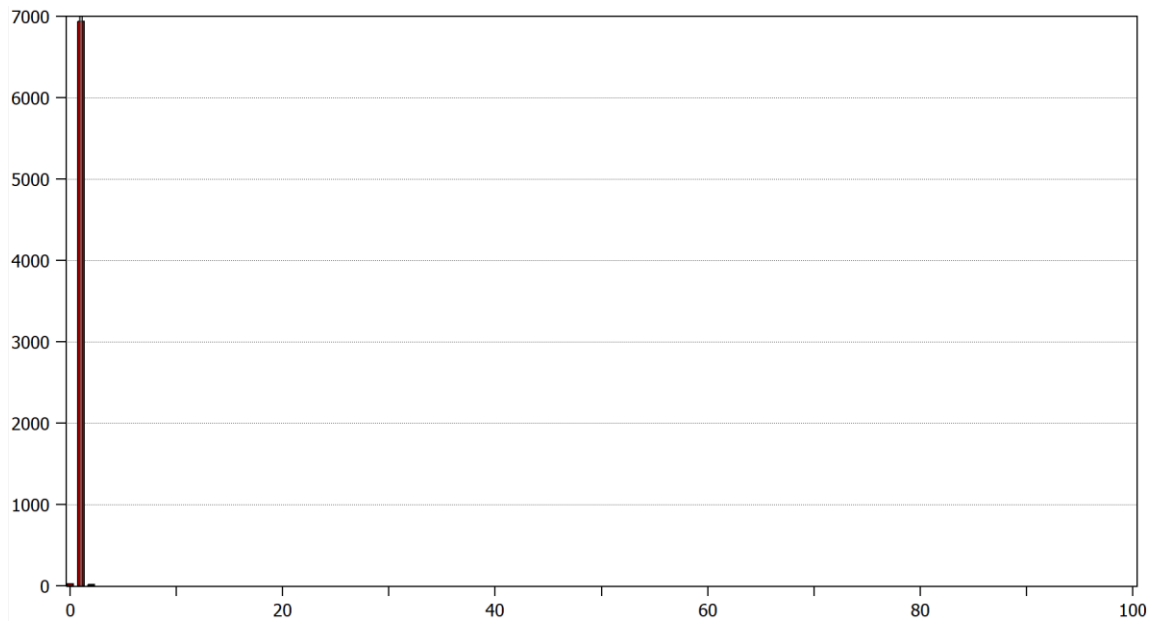


Figura 5.43 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.

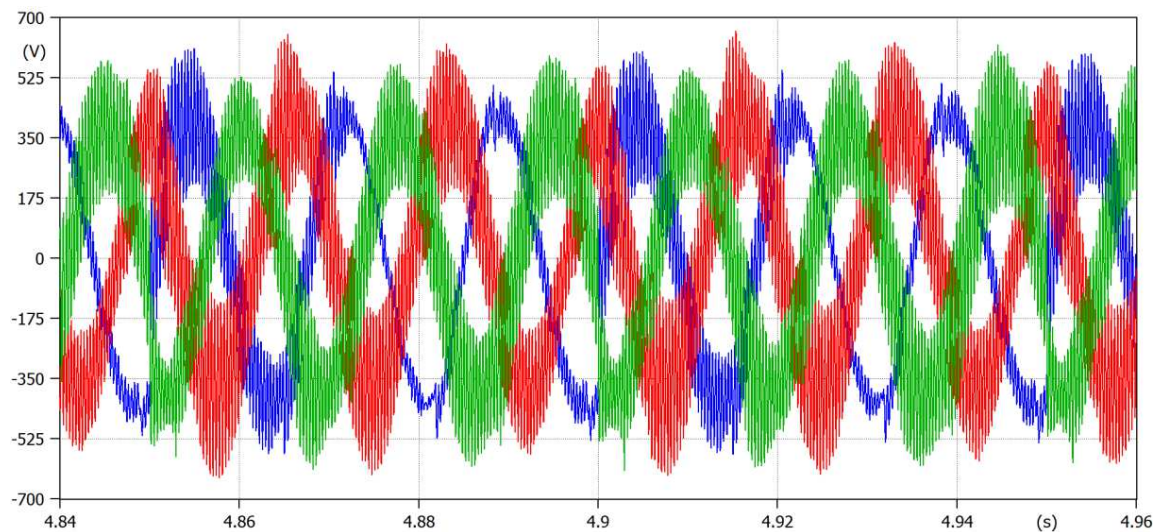


Figura 5.44 – Forma de onda da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.

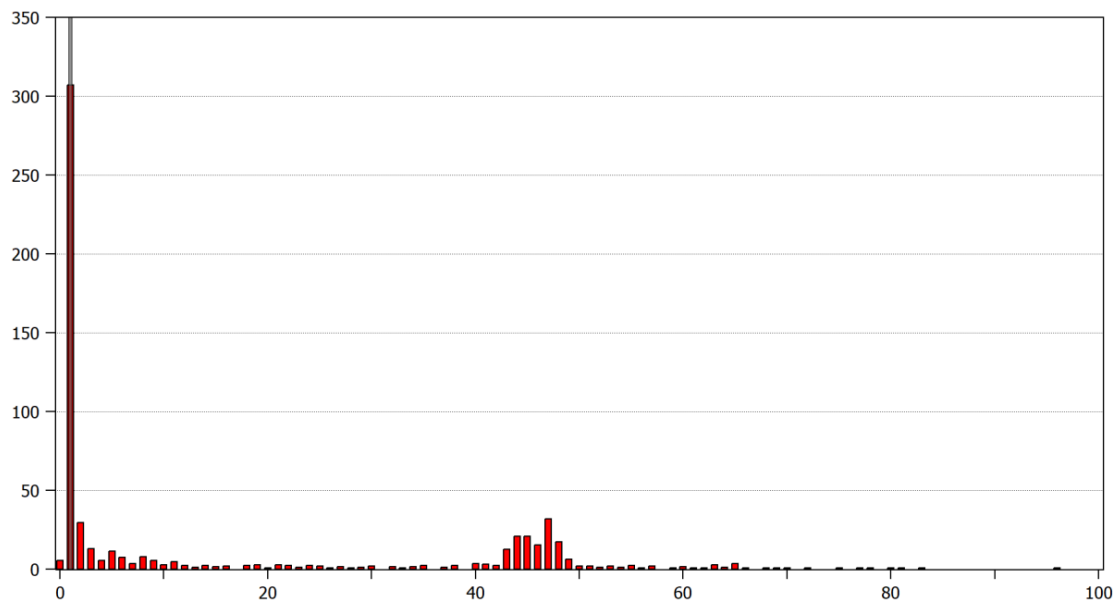


Figura 5.45 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.

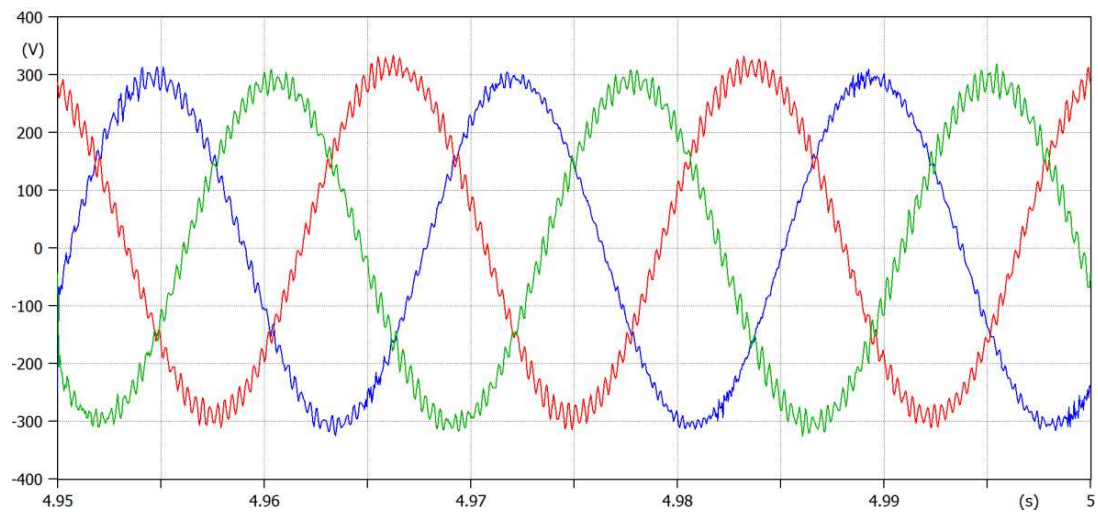


Figura 5.46 – Forma de onda da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.

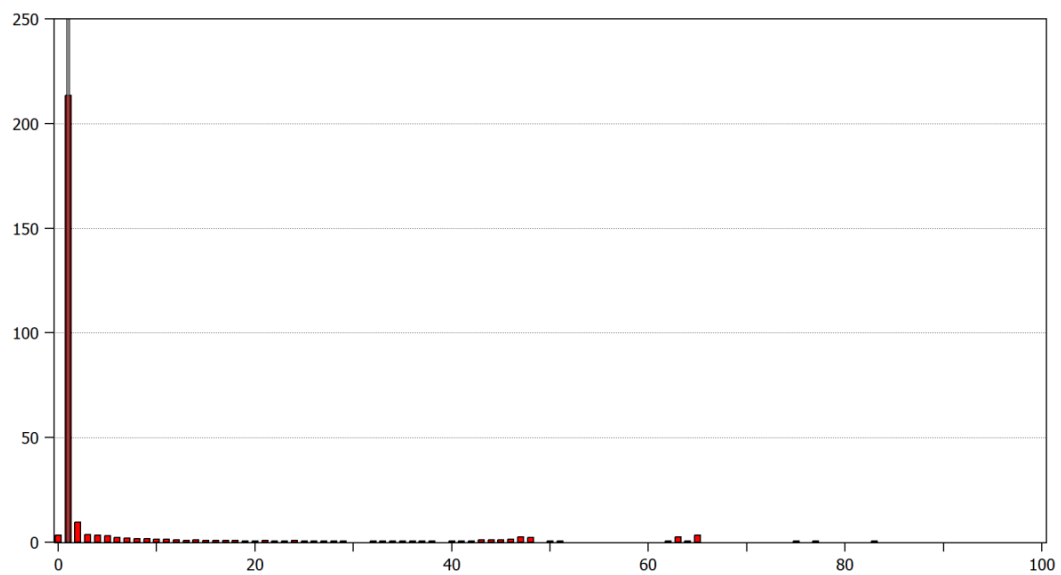


Figura 5.47 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.

5.4.1.3 Alternativa 3 – Filtro harmônico sintonizado no barramento de 400V do aerogerador AE05-CGE02

Uma alternativa à instalação de filtros para mitigação das distorções a nível dos barramentos de 12 kV é apresentada nesta alternativa. Esta consiste na eliminação do distúrbio onde foram manifestados os danos de natureza física em componentes elétricos e respectivos impactos sobre a operação dos aerogeradores. A filosofia é a mesma das propostas anteriores, qual seja, o uso de filtros sintonizados. Porém, tais recursos mitigatórios seriam aplicados diretamente nos terminais de 400 V do transformador, enrolamento esse que, como já analisado, se mostra com expressivos níveis de distorção diante das transferências dos efeitos manifestados na média tensão para os enrolamentos de baixa tensão.

A Alternativa 3 encontra-se indicada na Figura 5.36. Esta, mostra a inserção de um filtro sintonizado em torno de 4 kHz, todavia, nesta abordagem, o equipamento trifásico é instalado no circuito auxiliar do aerogerador. Vale ressaltar que cada aerogerador teria o seu filtro próprio no circuito de 400 V, totalizando, assim, 36 filtros para todo complexo eólico.

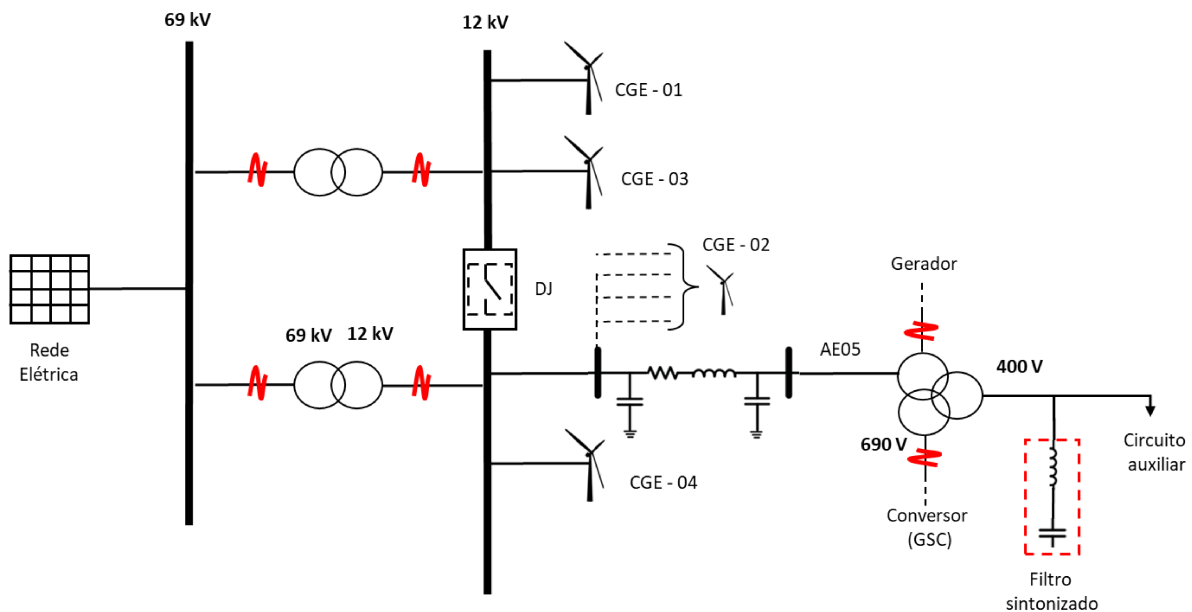


Figura 5.48 – Esquema elétrico da proposta de solução 03. Fonte: Autoria própria.

Para tal alternativa foi utilizado um arranjo corresponde a um filtro de 3 kVAr, sintonizado na frequência de 4158 Hz (ordem 69,3), com indutância equivalente a 29,3 μH (1 reator 43 μH em paralelo com um reator 92 μH) e capacitância de 50 μF . A alternativa 3 foi a única testa em campo, desta forma os resultados obtidos são de medições *in loco*.

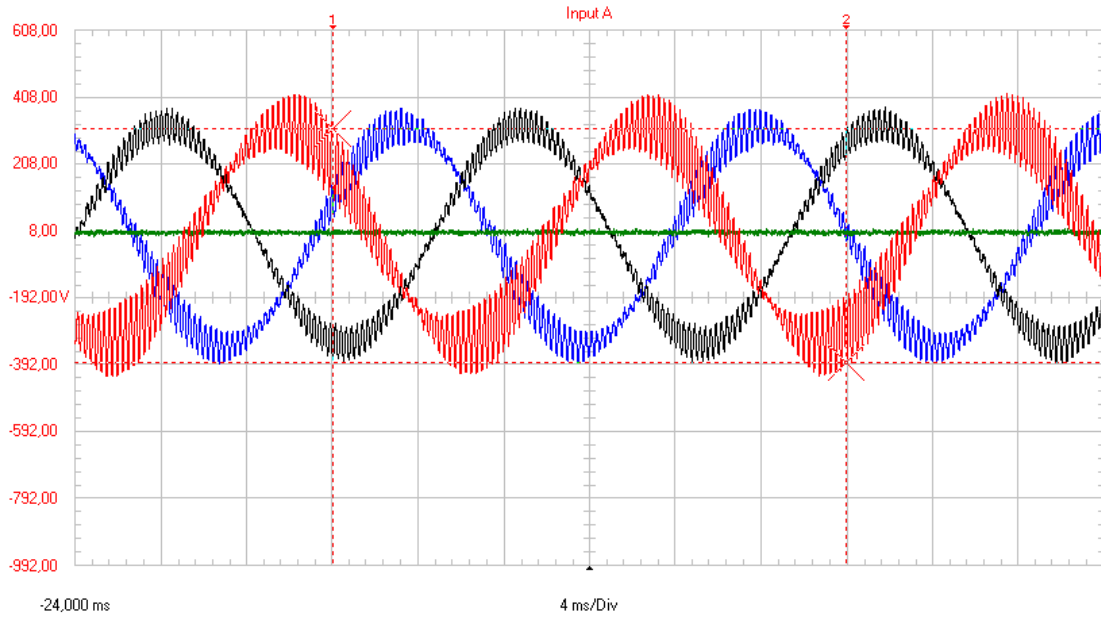


Figura 5.49 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.

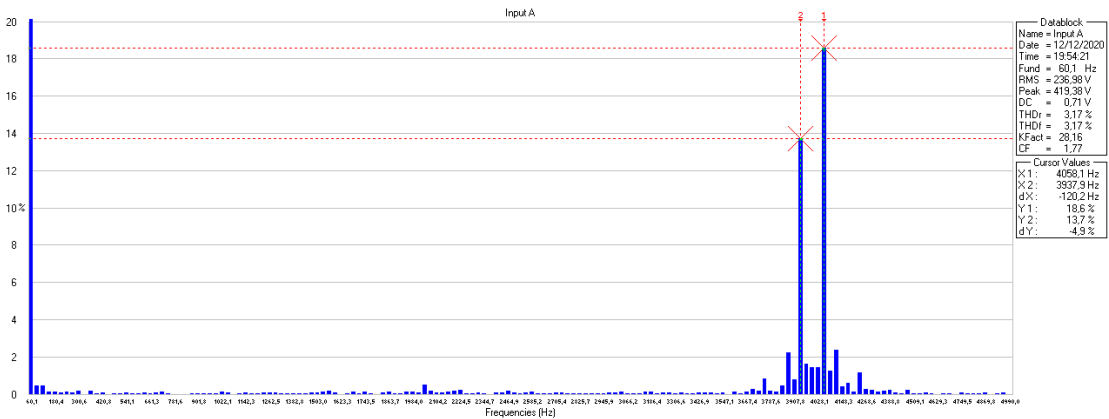


Figura 5.50 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.

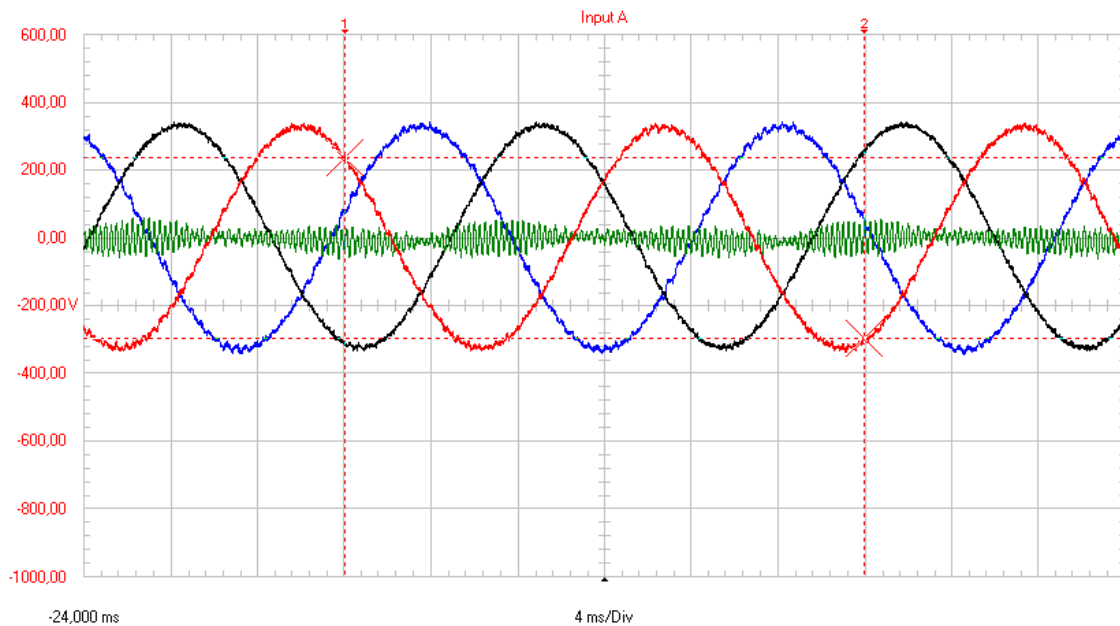


Figura 5.51 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.

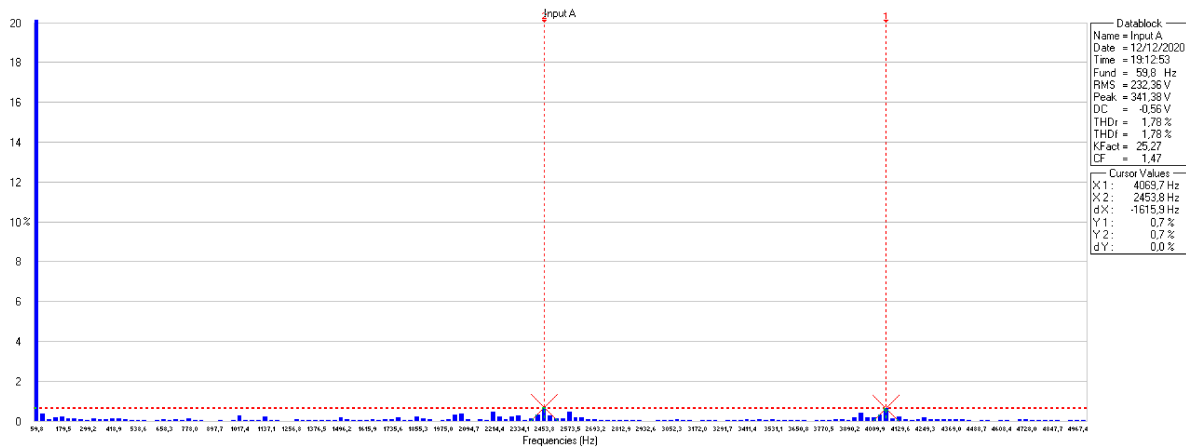


Figura 5.52 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.

5.4.1.4 Alternativa 4 – Filtro harmônico sintonizado no barramento de 12kV da SECOL e outro filtro harmônico sintonizado no circuito auxiliar do aerogerador AE05-CGE02

Esta solução consiste numa fusão das soluções contempladas na Alternativa 1 e 3. Naturalmente, o seu objetivo está centrado numa alternativa visando a solução dos problemas de forma sistemática. O emprego de filtros na média tensão em 12 kV e também na baixa tensão em 400 V se apresenta indicada na Figura 5.39.

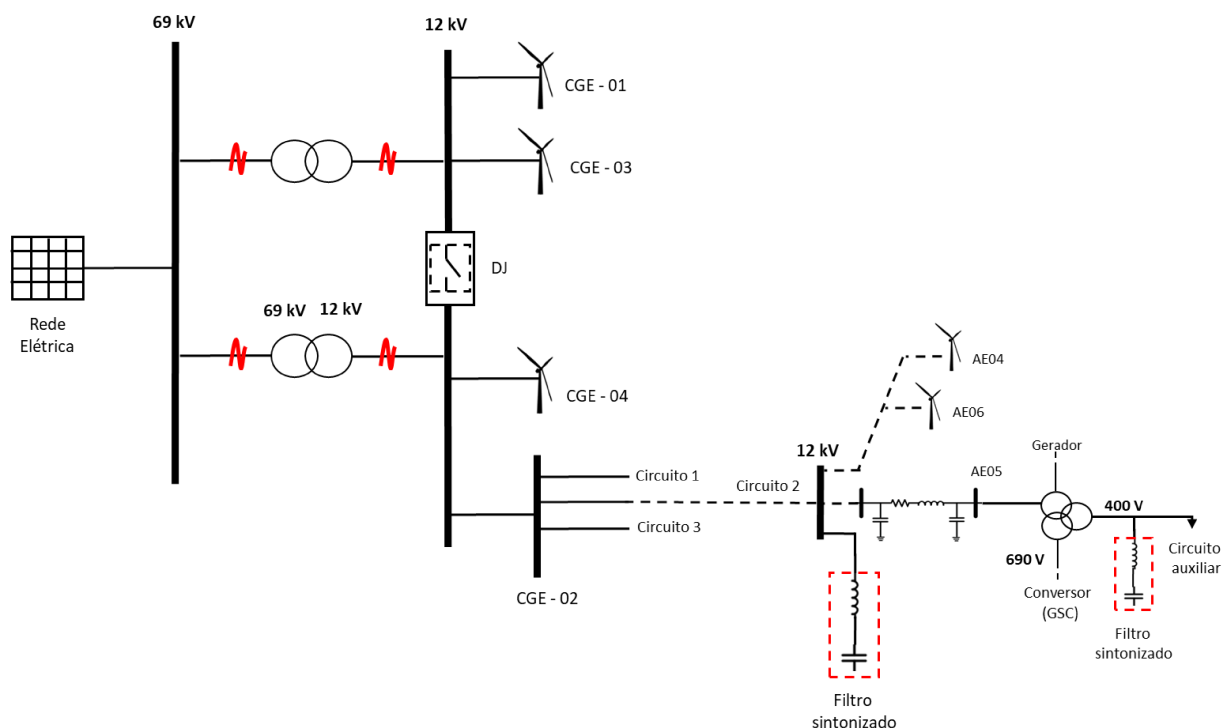


Figura 5.53 – Esquema elétrico da proposta de solução 04. Fonte: Autoria própria.

Para tal alternativa foi utilizado uma junção das alternativas aplicadas anteriormente e o resultado é apresentada abaixo.

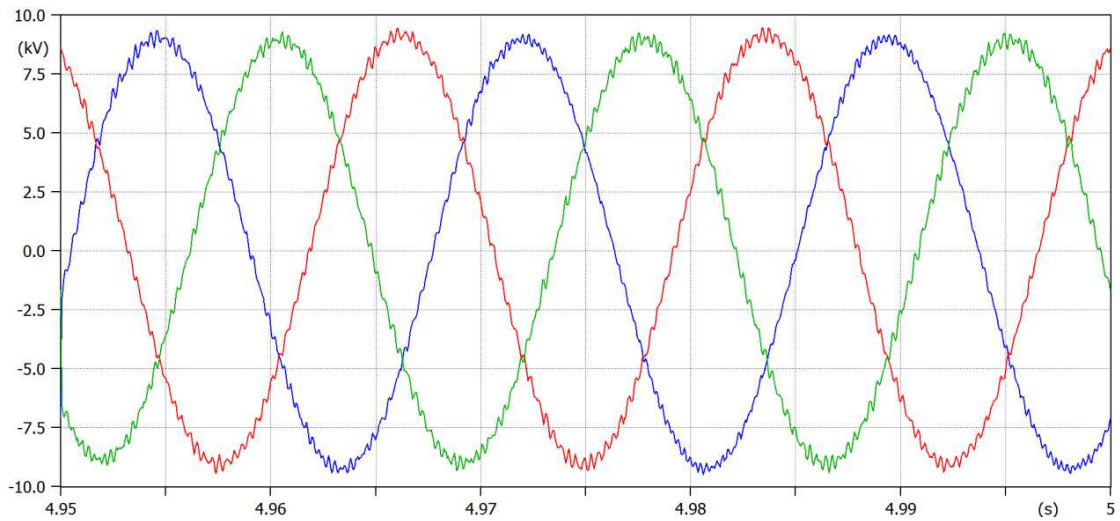


Figura 5.54 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

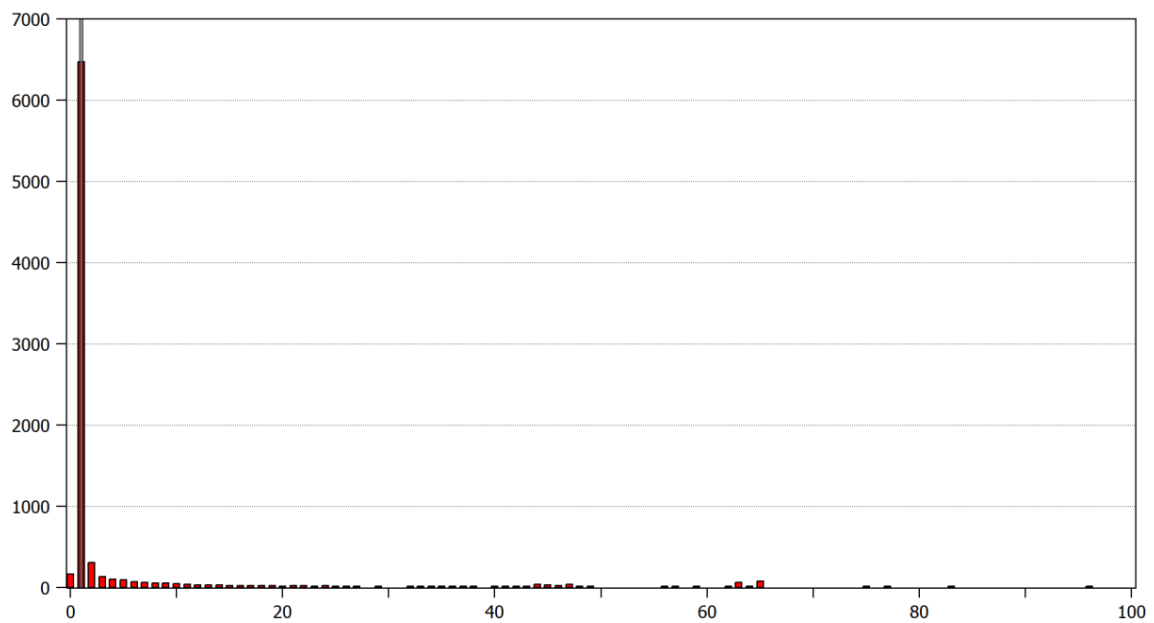


Figura 5.55 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

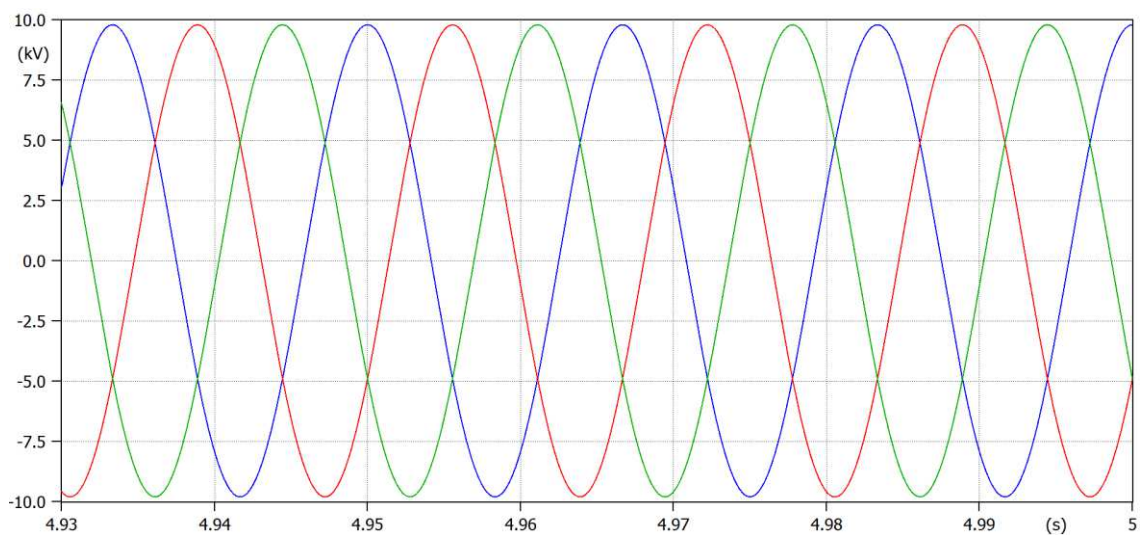


Figura 5.56 – Forma de onda da tensão da fase A em 12 kV do AE05-CGE02 – com filtro.

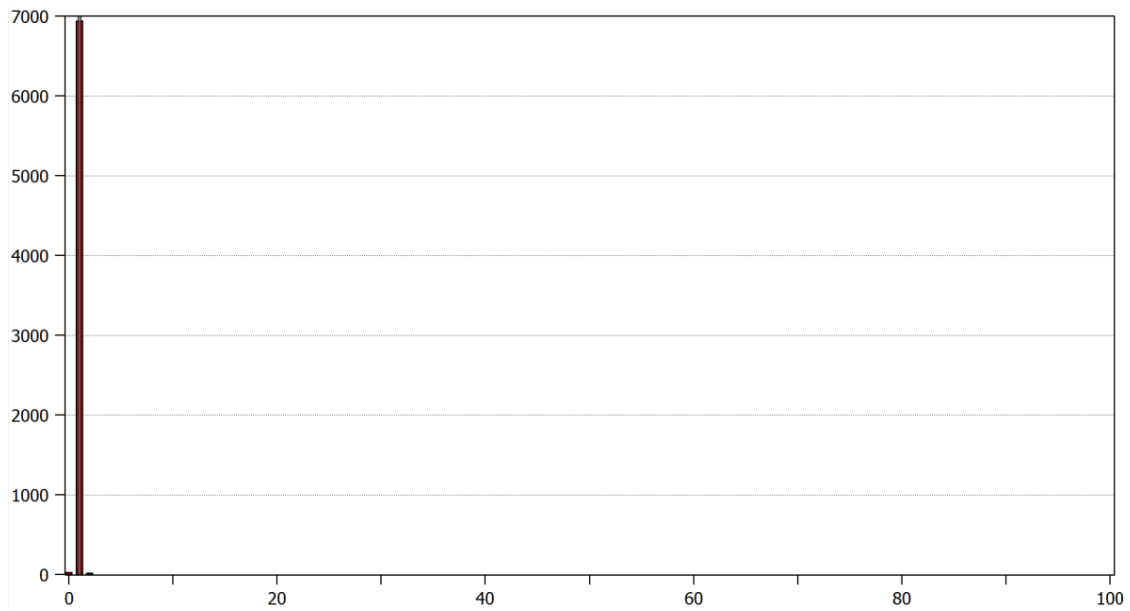


Figura 5.57 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.

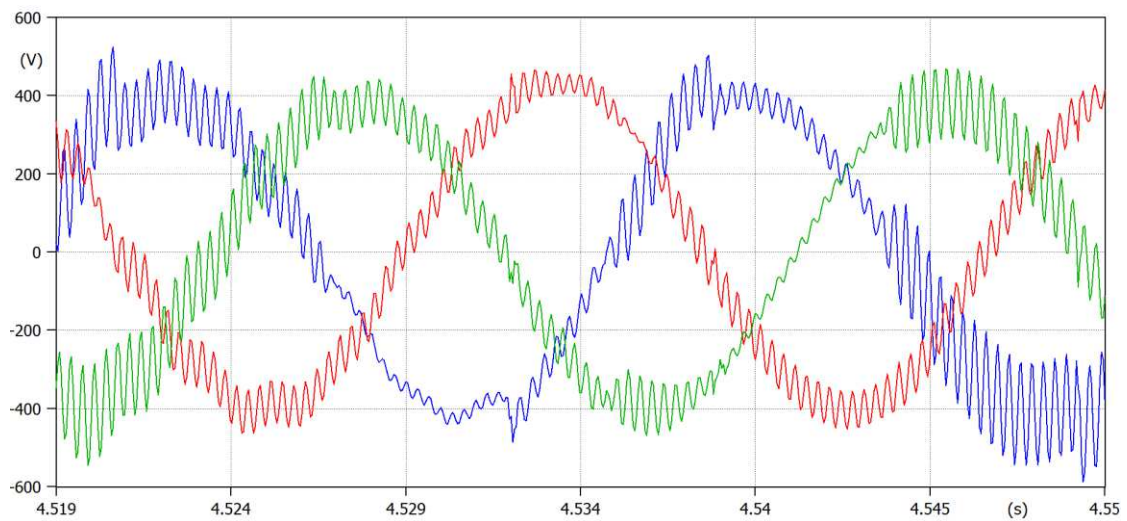


Figura 5.58 – Forma de onda da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.

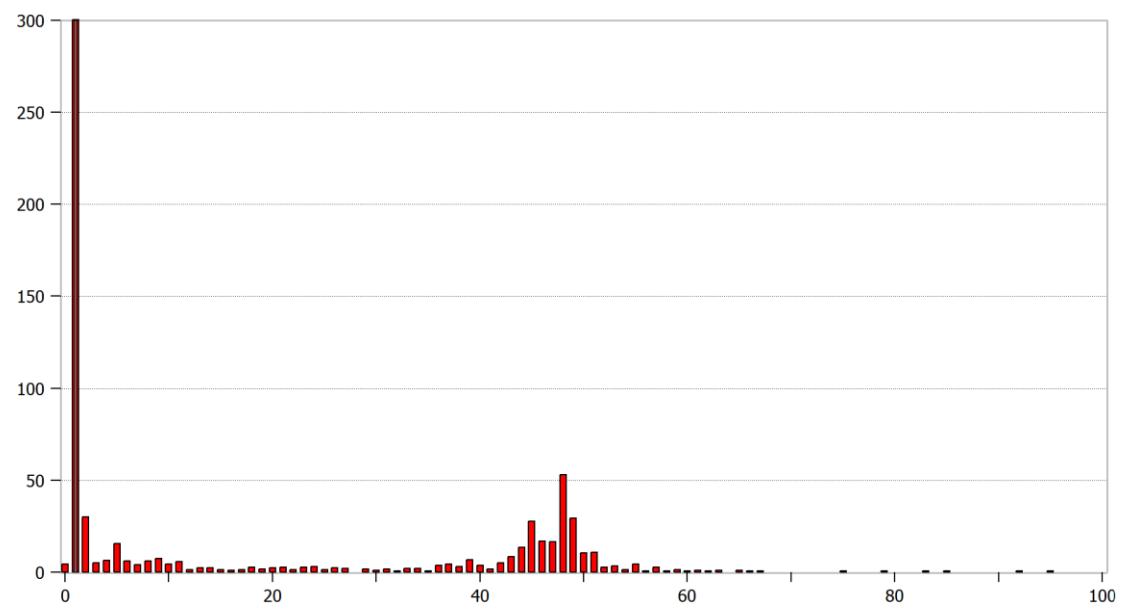


Figura 5.59 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690 V do AE05-CGE02 – com filtro.

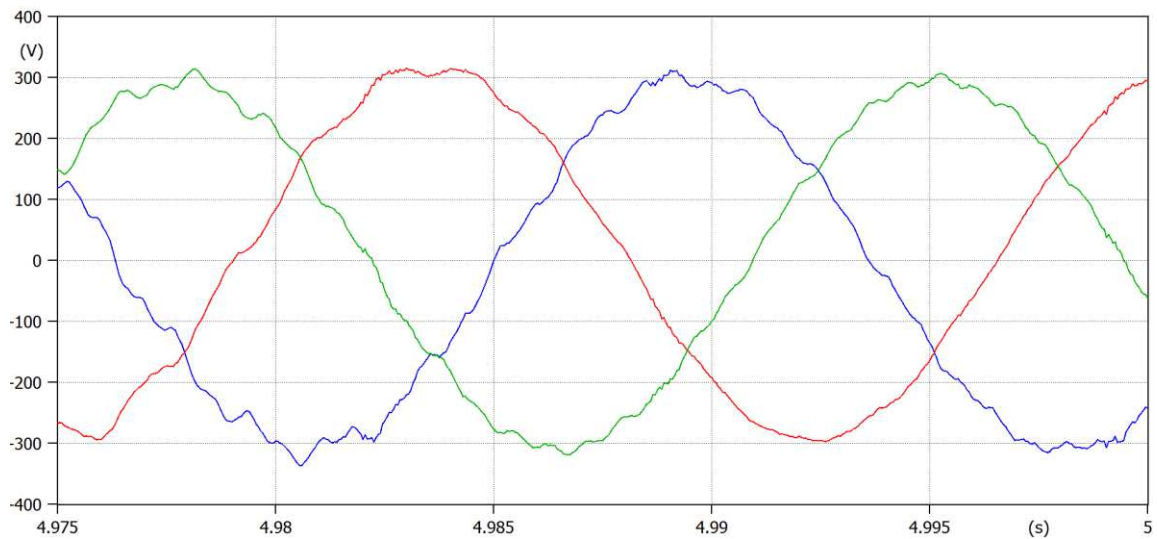


Figura 5.60 – Forma de onda da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.

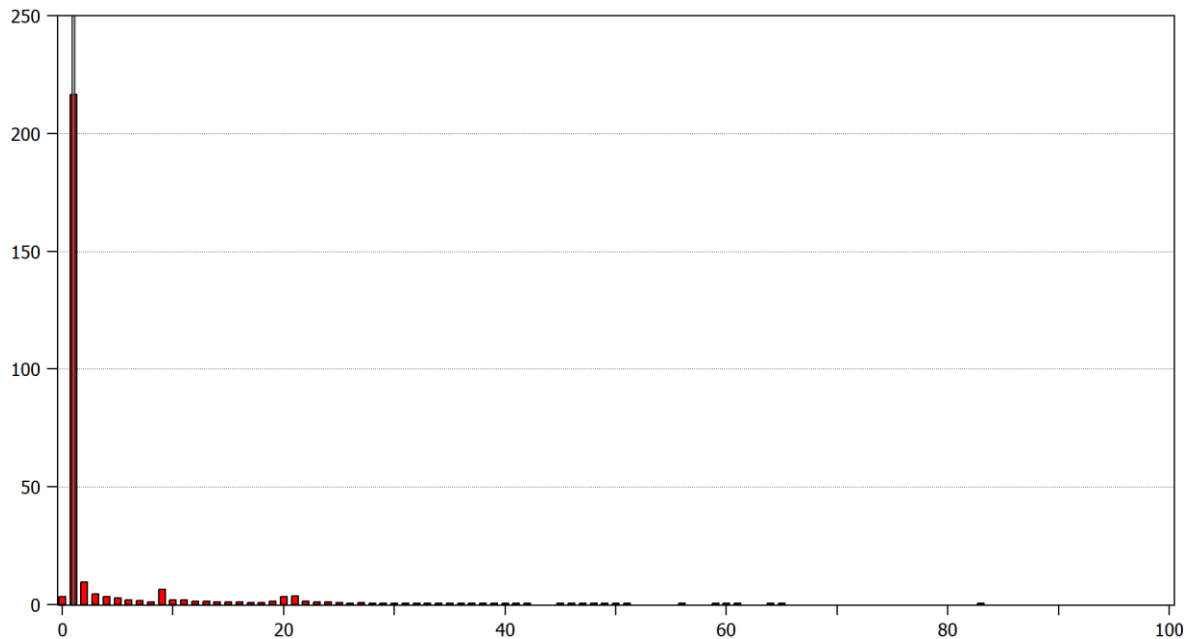


Figura 5.61 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400 V do AE05-CGE02 – com filtro.

No que diz respeito ao custo e eficácia das soluções, pode-se concluir que a Alternativa 01 mostrou-se adequada para a mitigação das distorções harmônicas de alta frequência (4 kHz) somente nos barramentos de média tensão. Todavia, quanto ao barramento de 400 V (interno ao aerogerador), não foi evidenciado um desempenho satisfatório sobre a questão das tensões harmônicas. Sendo assim, ressalta-se que esta estratégia, por si só, não é suficiente para evitar danos aos componentes alimentados pelo circuito auxiliar em 400 V. Quanto à Solução 02, esta mostrou um comportamento bastante semelhante àquela constatada para a 01, ressalvado o fato que os resultados foram indicativos de melhorias nas condições operativas, tanto na média como na baixa tensão.

Os resultados advindos do emprego da Solução 03 são indicativos de um excelente nível de compensação das distorções harmônicas para o sistema de 400 V, porém o lado de 12 kV não sofreu qualquer melhoria. De fato, este efeito é o naturalmente esperado, já que a solução em pauta se apresenta localizada junto aos terminais de baixa tensão e não possui propriedades para

impactar na rede de potência em 12 kV. Por fim, a última alternativa implementada, que se apresenta como uma estratégia para a mitigação dos fenômenos tanto do lado de 12 kV como também na baixa tensão (400 V), mostrou-se efetiva para a mitigação das distorções harmônicas, quer seja nos circuitos de potência como também nos de controle e operação.

Quanto ao custo envolvido, a tabela a seguir apresenta orçamentos estimados apenas a fim de trazer ao leitor a magnitude do investimento a ser realizado para cada alternativa analisada.

Tabela 5.4 – Análise de custo x benefício das soluções apresentadas.

Alternativa	Orçamento Estimado¹	Observação
1	R\$ 1MM	Não traz benefícios a nível de baixa tensão, apenas na região em que o filtro consta instalado.
2	Entre R\$ 3MM e R\$ 5MM	Pouco benefício a nível de baixa tensão, com melhoria de performance na região em que o filtro foi instalado.
3	~R\$ 0,5MM	Apenas benefício na baixa tensão, região em que o filtro foi instalado.
4	Entre R\$ 1,2MM e R\$ 1,5MM	Eficácia tanto para a média tensão, quanto para a baixa tensão.

1 – Os valores apresentados são estimativas com base em cotações de mercado e variam com as exigências, variação dos custos das commodities, dólar, dentre outras variáveis econômicas. Sendo assim, possuem caráter apenas ilustrativo.

Além da análise de custo x benefício, é importante nessas aplicações de filtros passivos sintonizados avaliar a dinâmica do distúrbio. Caso no histórico de medições exista uma variação das ordens harmônicas observadas, tal alternativa não será eficaz para mitigação do problema e será necessário a avaliação de soluções ativas ou dinâmicas, como as que serão destacadas na próxima seção.

5.4.2 Filtragem ativa

Nesta seção serão abordadas duas soluções dinâmicas ou ativas de mitigação de distorções harmônicas e/ou instabilidade ressonante. Para o caso da filtragem ativa, por uma questão de custo x benefício, a instalação do equipamento é indicada na baixa tensão.

Sendo assim, duas alternativas serão avaliadas. A primeira consiste na instalação de um equipamento em paralelo com o circuito auxiliar do aerogerador AE05-CGE02, região em que foram observadas queimas de equipamentos e em que a instabilidade é mais intensa e a segunda consiste em alterar o controle do aerogerador para que o mesmo seja capaz de realizar através do seu conversor de interface com a rede (*GSC*) a mitigação dos harmônicos e em consequente da instabilidade.

Para as estratégias de mitigação ativas será utilizado como ponto de análise os barramentos de 400V, 690V e 12kV do AE05-CGE02, que foi o ponto apontado nas medições com maior grau de anomalia. A seguir, são apresentadas as tensões antes da aplicação da filtragem.

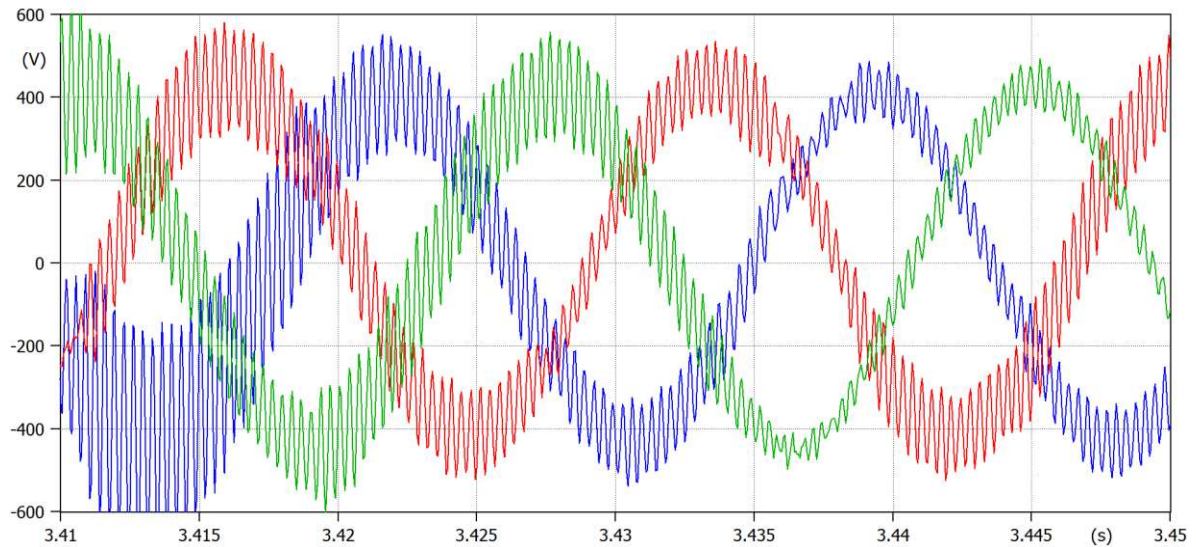


Figura 5.62 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – sem filtro.

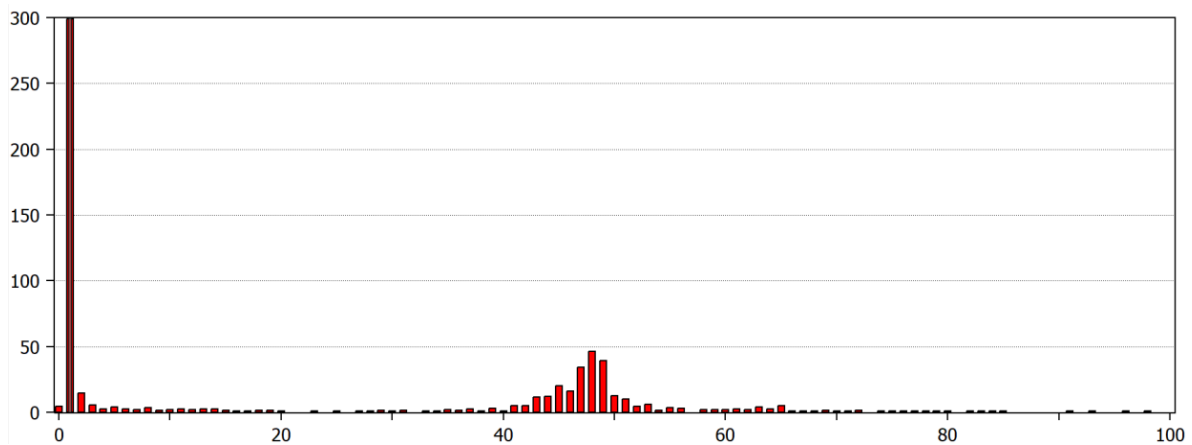


Figura 5.63 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – sem filtro.

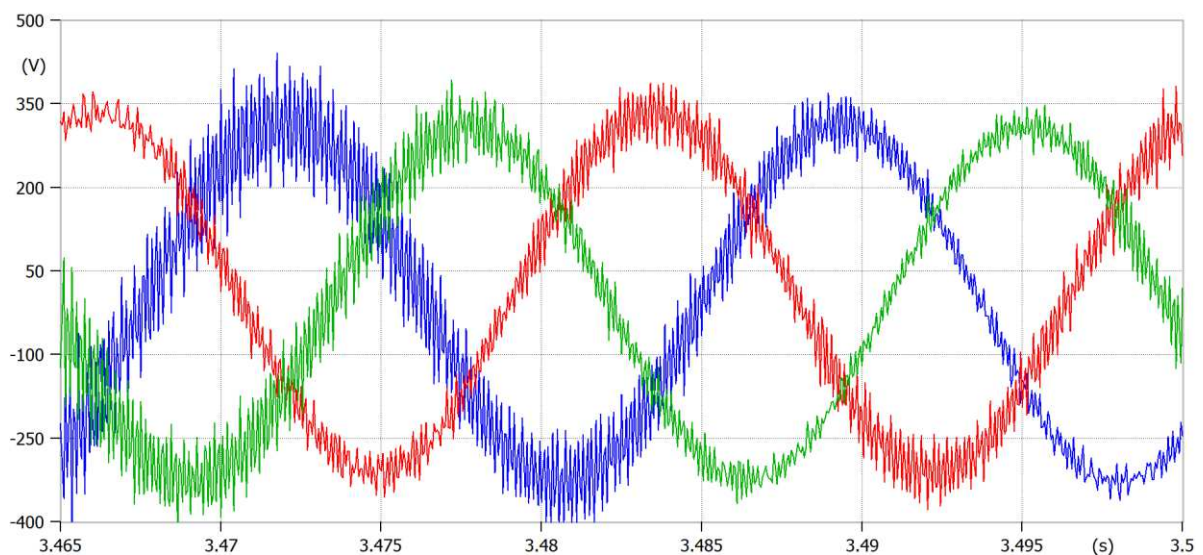


Figura 5.64 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.

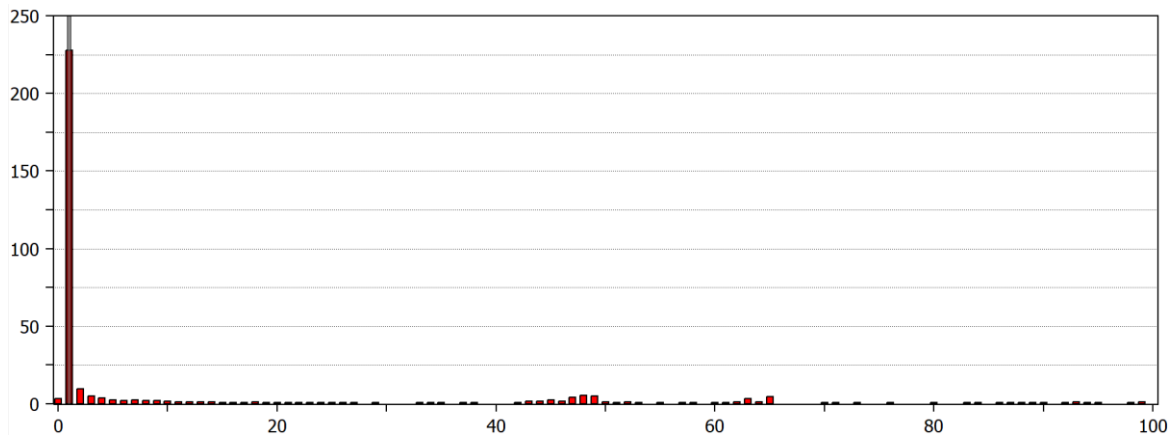


Figura 5.65 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – sem filtro.

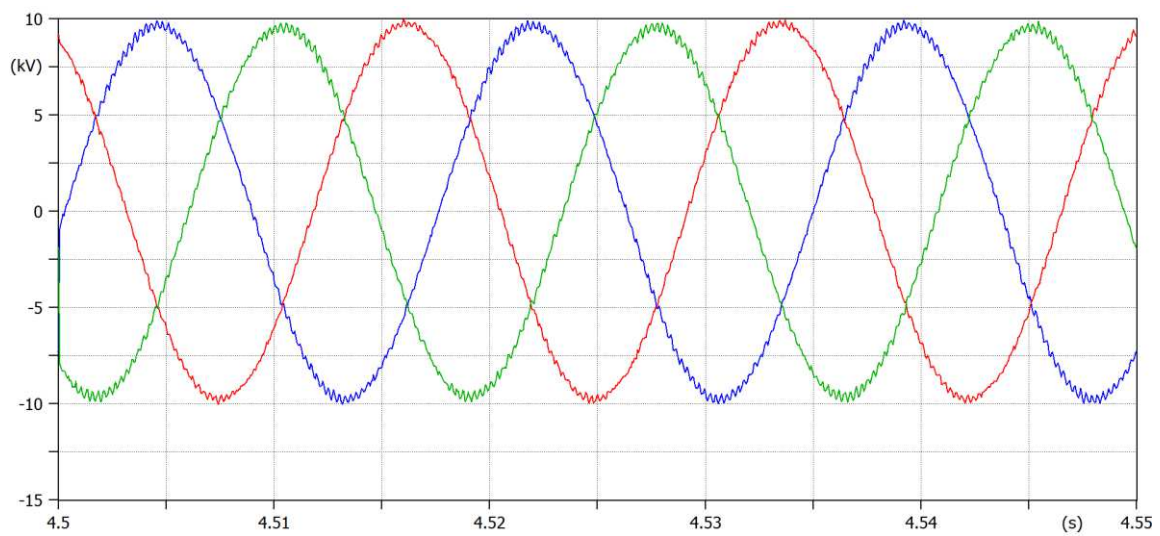


Figura 5.66 – Forma de onda da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

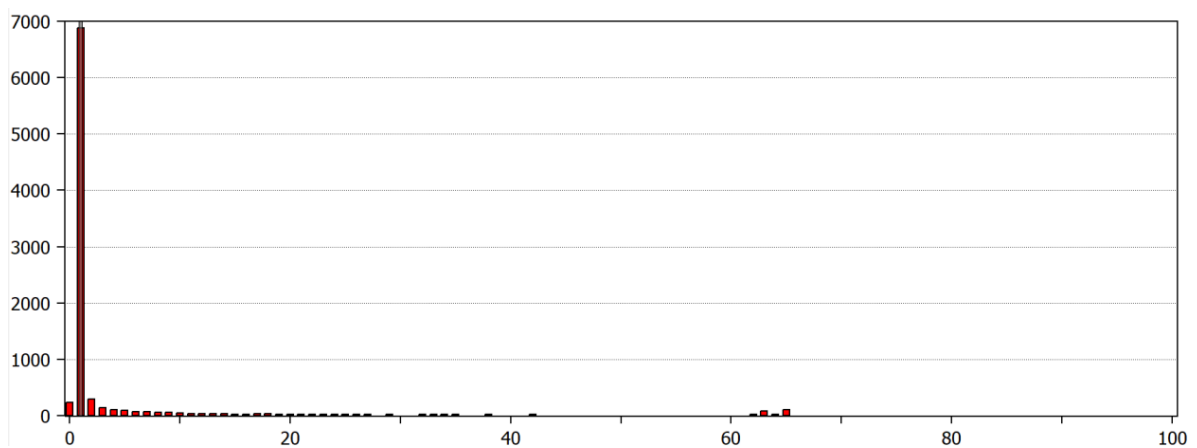


Figura 5.67 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – sem filtro.

5.4.2.1 Alternativa 1 – Filtro ativo em paralelo com o circuito de 690V do aerogerador AE05-CGE02

Para esta alternativa, um filtro ativo *SRF-APF* (*Synchronous Reference Frame – Active Power Filter*) é instalado na barra de 690V do aerogerador, em paralelo com o conversor *GSC*, provável causador das distorções.

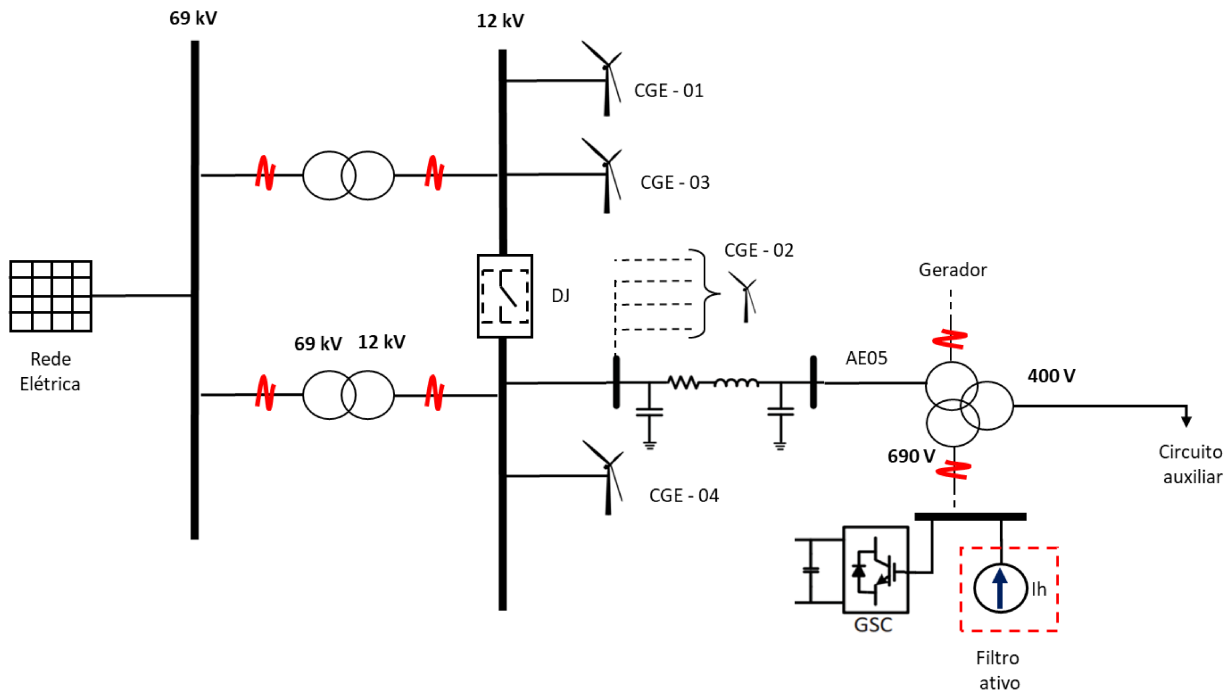


Figura 5.68 – Esquema elétrico da alternativa 1. Fonte: Autoria própria.

O filtro ativo aplicado possui potência de 50kVAr e tensão nominal igual a 690V. Os parâmetros do equipamento constam destacados no Apêndice C. Os resultados obtidos podem ser observados na seqüência.

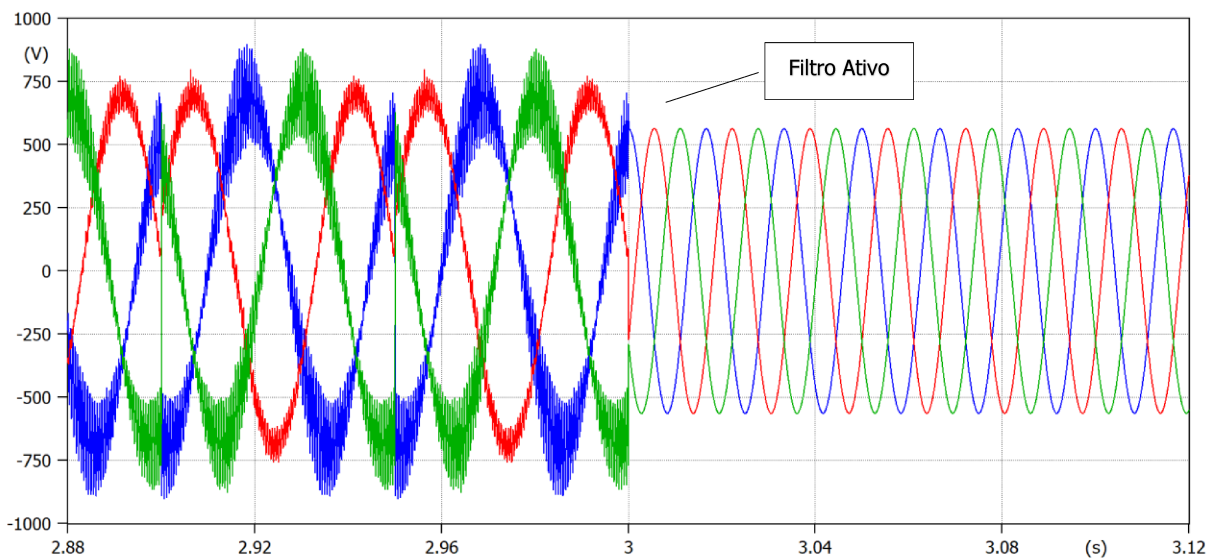


Figura 5.69 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.

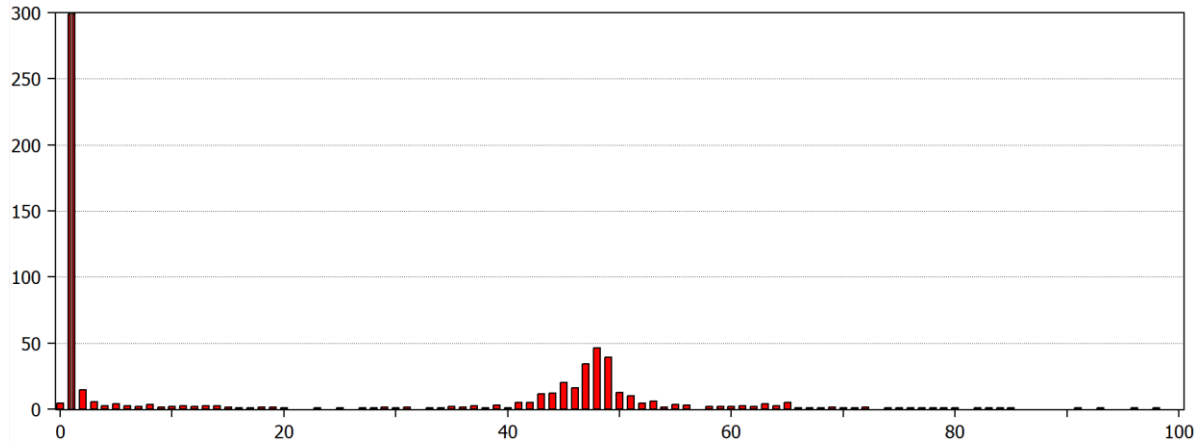


Figura 5.70 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – sem filtro.

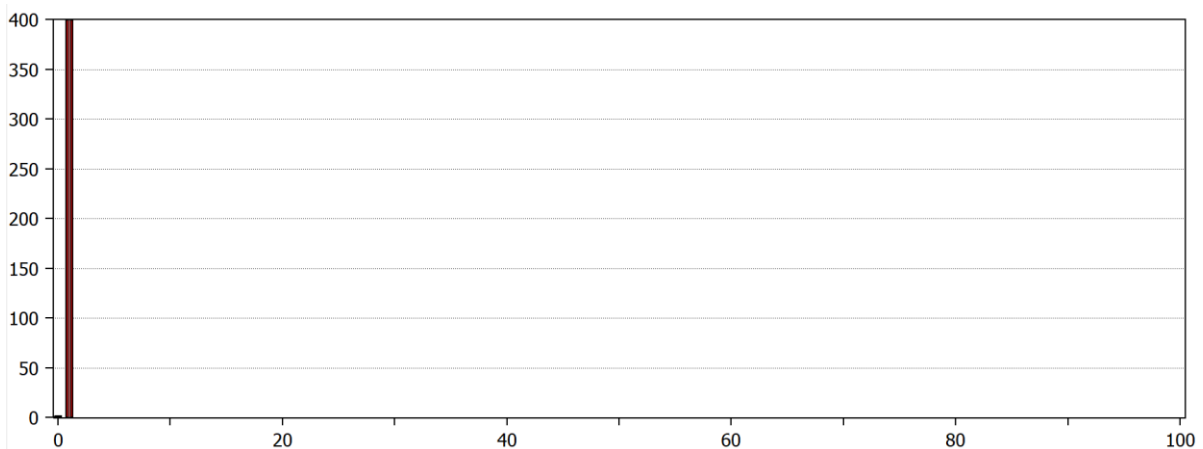


Figura 5.71 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.

5.4.2.2 Alternativa 2 – Aerogerador AE05-CGE02 com o sistema de controle alterado para a compensação de harmônicos de alta frequência

A Figura 5.54 apresenta o arranjo do controle, implementado para compensação das distorções harmônicas. As tensões adquiridas são passadas por um filtro passa-faixa ajustado em (40 e 100Hz), para garantir maior pureza ao sinal de entrada. A teoria das potências instantâneas é aqui aplicada, estimando-se, assim, as potências p_L e q_L . A partir destas, extrai-se a porção média por meio de filtros passa-baixa ajustados próximos a frequência fundamental e, então, são calculadas as correntes de referência.

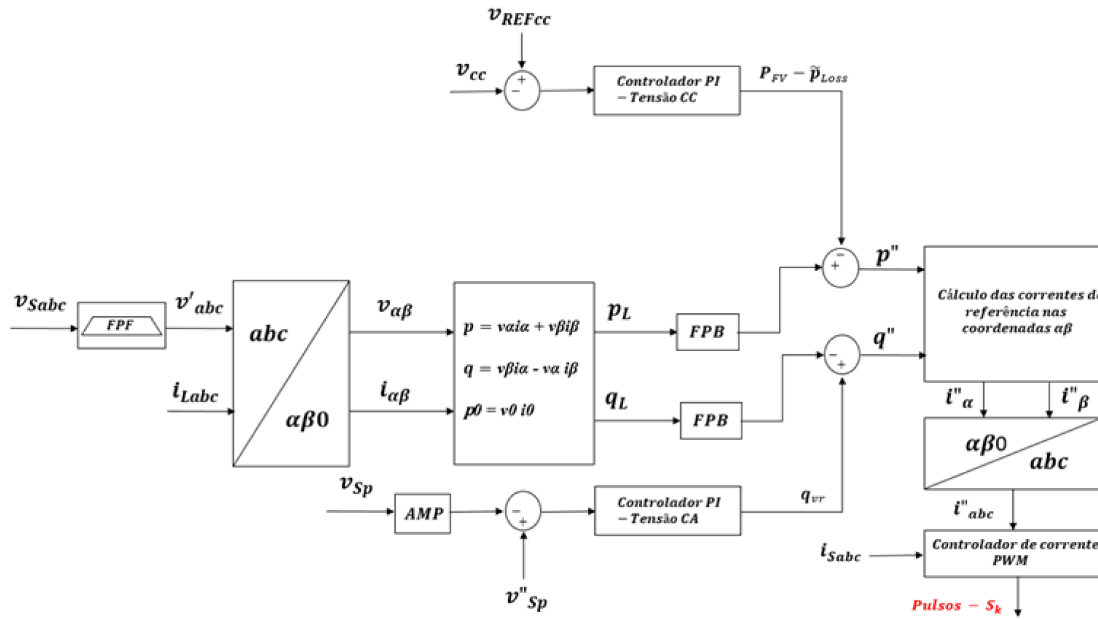


Figura 5.72 – Sistema de controle aplicado no inversor GSC do aerogerador na alternativa 2. Adaptado de [158].

Utilizando a estratégia de controle apresentada na Figura acima, é possível realizar a mitigação das distorções harmônicas nos três barramentos da máquina. Os resultados obtidos podem ser observados na sequência.

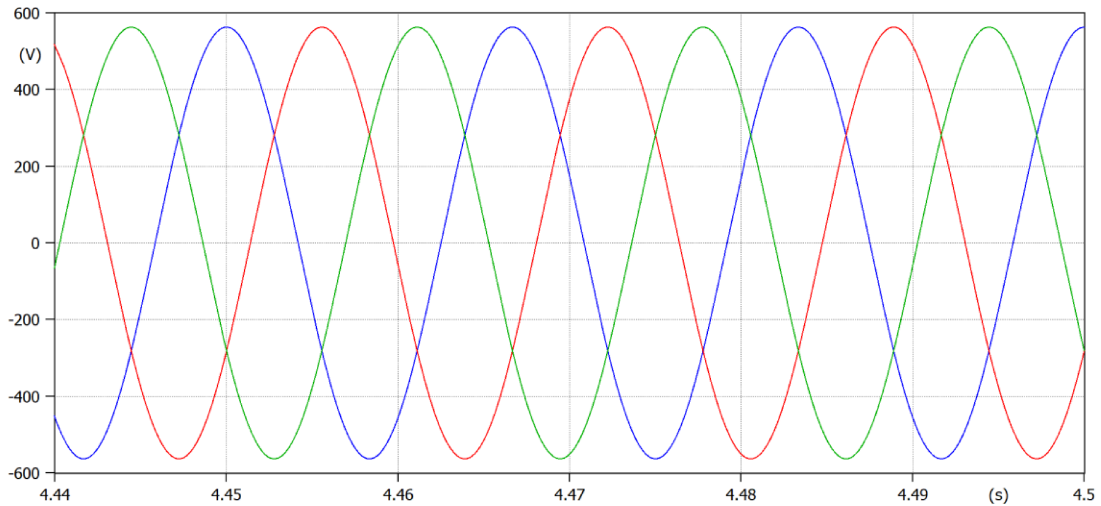


Figura 5.73 – Forma de onda da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.

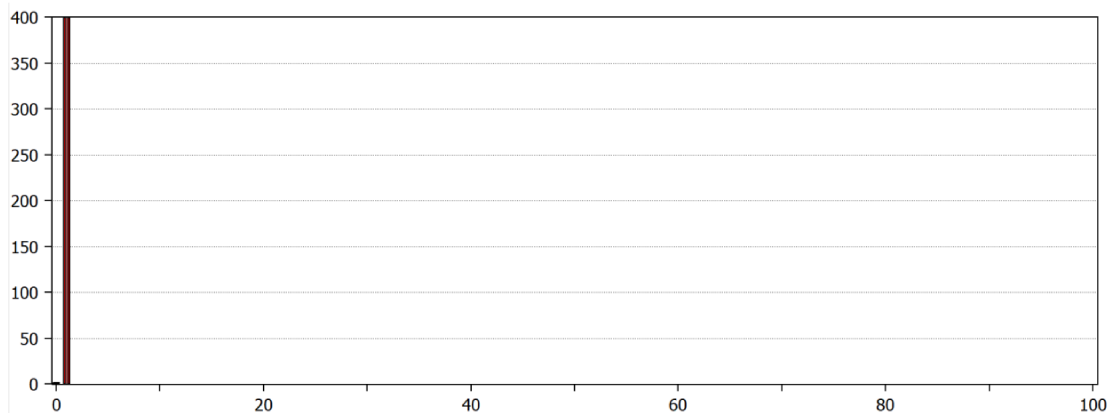


Figura 5.74 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 690V do AE05-CGE02 – com filtro.

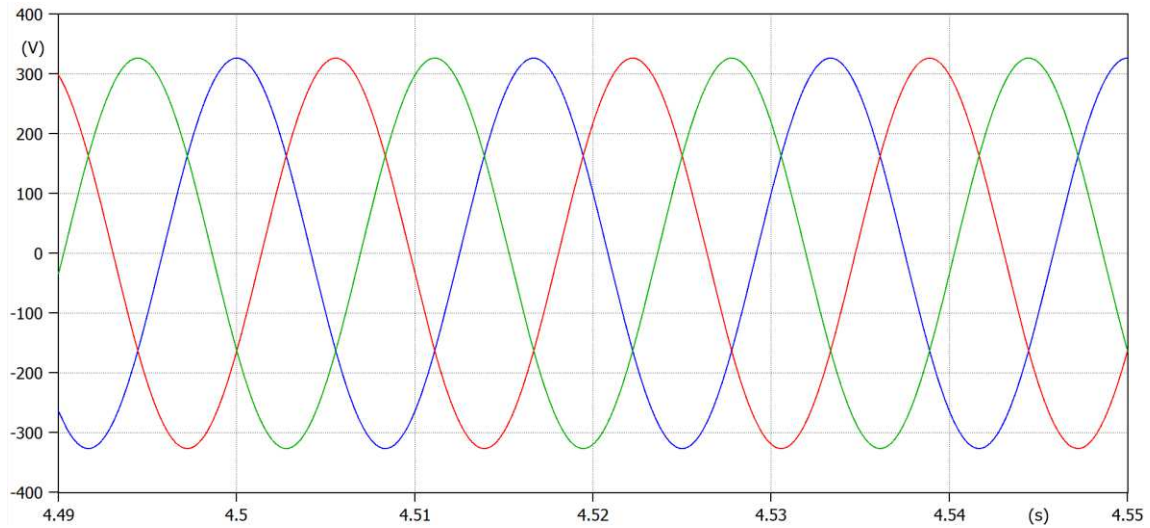


Figura 5.75 – Forma de onda da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.

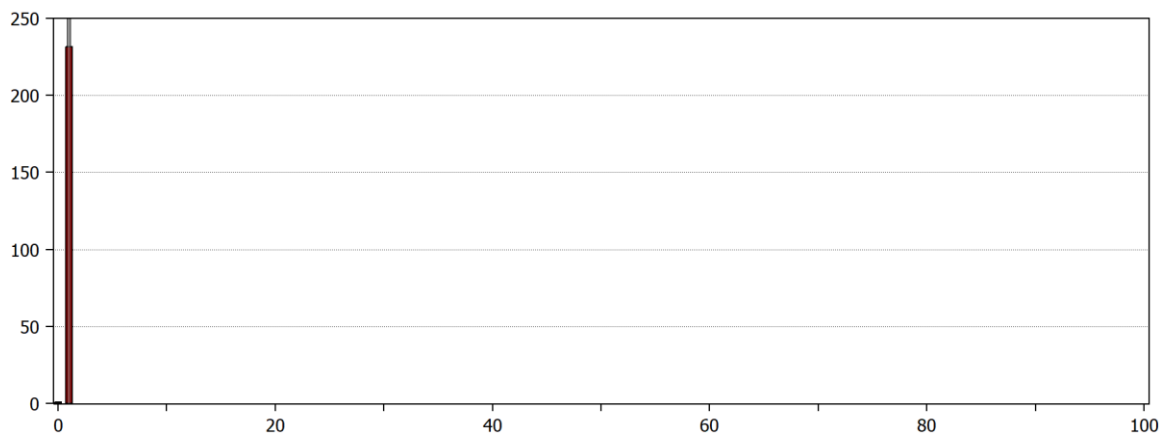


Figura 5.76 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 400V do AE05-CGE02 – com filtro.

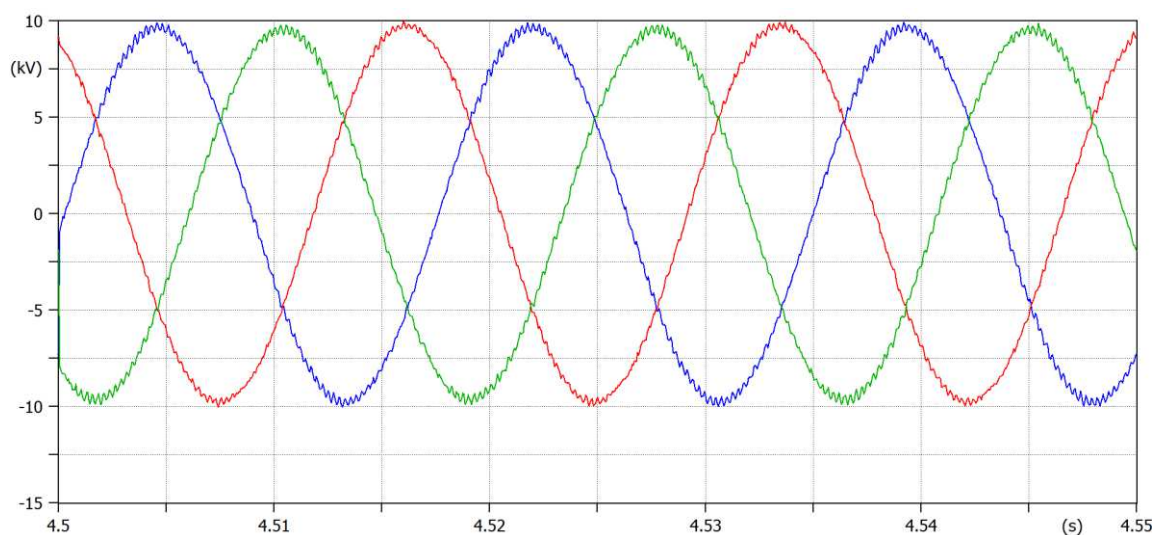


Figura 5.77 – Forma de onda da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.

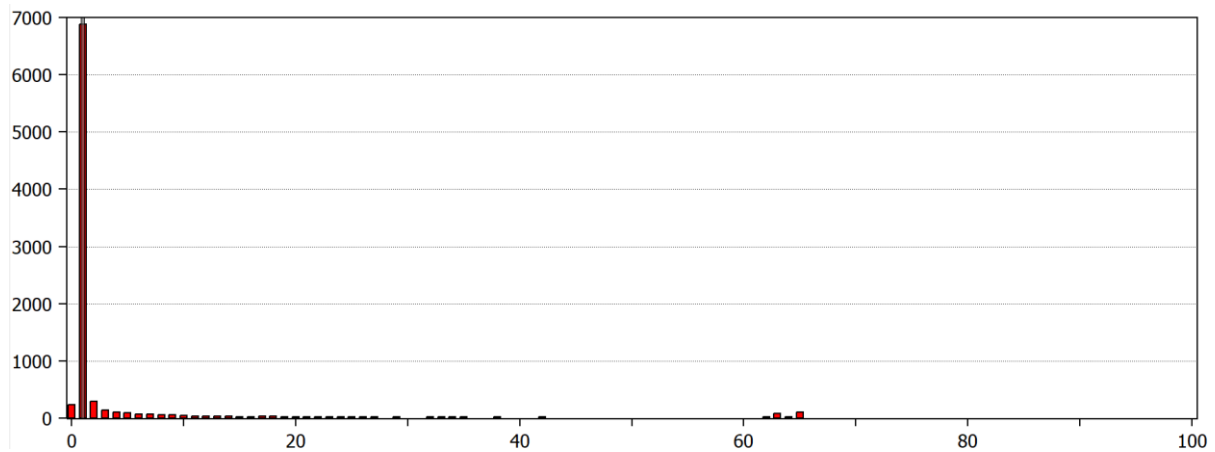


Figura 5.78 – Espectro harmônico da tensão da fase A em 12kV do AE05-CGE02 – com filtro.

De posse de ambas soluções ativas apresentadas, nota-se melhores resultados na compensação das distorções, não apenas em uma ordem de interesse, contudo em toda a banda de cobertura dos equipamentos implementados. Quanto aos custos envolvidos, um filtro ativo em baixa tensão para atender tal demanda custa em torno de R\$0,5MM a unidade, como por exemplo o fabricado pela Schneider (*Filtro Ativo PCSP 300A 380-480V IP00 PCSP300D5IP00 – Schneider*).

No caso da alternativa 2, esta consiste em uma alternativa de custo aproximadamente zero, contudo de complexidade elevada e invasiva, visto que é necessária uma atualização do controle dos conversores de forma complexa e engenhosa sem que haja alteração em sua capacidade de geração de energia.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo se propôs a apresentar o fenômeno da instabilidade harmônica no âmbito prático e propor alternativas de mitigação eficazes, utilizando-se, para tanto, a modelagem proposta e implementada. Dentre as alternativas implementadas tem-se as soluções passivas e as soluções ativas.

Do ponto de vista da complexidade, custo e engenharia envolvida, as soluções passivas são robustas e indicadas. Isto, partindo do princípio de que na análise histórica do fenômeno não há alteração das ordens harmônicas afetadas. Sendo assim, tal solução além de requerer um menor investimento se mostra eficaz na drenagem das distorções, promovendo uma melhoria relevante na operação dos aerogeradores, evitando queimas e aumentando suas vidas úteis.

Já avaliando simplesmente a eficácia técnica da solução, é possível se concluir que a filtragem ativa é a alternativa com melhor rendimento. Além de mitigar o distúrbio principal, tal alternativa pode compensar distorções harmônicas de forma dinâmica em uma banda de largura maior e pode auxiliar na compensação de reativo excedente das máquinas.

Todavia, tal alternativa apartada do aerogerador, ou seja, em paralelo com a região de defeito, ainda possui valor relevante quando comparada às demais soluções e a alternativa de alteração dos controladores para a operação como um filtro ativo para esta situação em análise não é factível, visto seu grau de violação da tecnologia da máquina e perda de garantia, manutenção e cobertura do fornecedor.

6. CONCLUSÕES

O presente capítulo sintetiza os aspectos gerais atrelados às análises conclusivas externadas nos capítulos precedentes.

Primeiramente, a pesquisa realizada traz à tona a instabilidade ressonante, fenômeno já conhecido no âmbito dos grandes sistemas de transmissão em corrente contínua (*HVDC*), contudo que se ampliou com os conversores modernos e tem se mostrado cada vez mais frequente em redes com introdução massiva de conversores e sistemas de geração que lançam mão de tal tecnologia.

Diante das constatações elucidadas, reconhece-se que esta pesquisa avança na direção de contribuir com a problemática da modelagem e análise do fenômeno da instabilidade ressonante, tendo em vista elucidar uma proposta de modelagem resumida e consistente de complexos eólicos no *ATPDraw*® para representação e estudo de fenômenos de alta-frequência, inclusive os de instabilidade.

Nesse contexto, visando ao atendimento dos propósitos aqui postos, no capítulo introdutório foram exploradas as generalidades acerca do fenômeno, com especial atenção às prováveis causas, efeitos e os casos relatados mundo afora.

A partir do levantamento bibliográfico realizado, no segundo capítulo foi realizado o nivelamento do leitor quanto a problemática foco da pesquisa.

Fundamentando-se nas constatações externadas no capítulo supramencionado, o capítulo 3 objetivou apresentar as estratégias de modelagem do parque eólico sendo essas, o modelo matemático detalhado e modelos resumidos.

No quarto capítulo foram conduzidos estudos computacionais com a finalidade de comparar os resultados providos pelas metodologias supramencionadas a fim de desenvolver um estudo aprofundado nos próximos capítulos, utilizando para tanto os modelos propostos.

O capítulo 5, em complemento às análises e estudos realizados anteriormente, trouxe um estudo de caso prático conduzido em um empreendimento situado no Brasil. Neste, mostra-se evidenciado problemas gerais no contexto das distorções harmônicas, incluindo a instabilidade ressonante, que foi a causa principal dos problemas verificados no parque. Após ilustração do fenômeno via campanha de medições foram propostas estratégias mitigatórias e estas foram analisadas à luz da eficácia técnica, econômica e aplicabilidade prática.

Tecido um panorama geral do trabalho, passamos a destacar os principais avanços no sentido de contribuição científica alcançados com esta tese de doutorado. Primeiramente, reconhece-se que este trabalho contribui com a temática das instabilidades ressonantes a medida que foram destacadas maneiras eficientes de se modelar, analisar e mitigar o fenômeno.

No que tange à modelagem, foram confrontadas distintas estratégias, a saber: modelo detalhado, modelo simplificado DAVM e modelo simplificado SFM. Os resultados de tais implementações, feitas a partir de dois estudos de casos, levam à conclusão de que as modelagens simplificadas (DAVM e SFM) podem ser consideradas eficazes para a representação de aerogeradores do tipo DFIG no contexto dos fenômenos de interações harmônicas. Sendo tal constatação de suma importância pelo fato de que modelos simplificados podem levar a equívocos grosseiros, não contemplando estes distúrbios de qualidade da energia, enquanto modelos detalhados de parques eólicos e aerogeradores tem-se por imperativo a necessidade de grandes esforços computacionais.

Do ponto de vista da análise do fenômeno, a investigação se ateve a confrontar os resultados de campanhas de medições em parque eólico brasileiro com os resultados alcançados via

modelagens computacionais e avaliar os resultados obtidos. De posse dos gráficos e ilustrações, fica constatada a oscilação harmônica em ordens não características e a necessidade de mitigação do fenômeno, visto que tal distúrbio acarreta o mal-funcionamento e até queima de equipamentos.

Dada a aderência dos resultados computacionais com os obtidos via medições, o estudo avaliou a melhor estratégia mitigatória para o fenômeno sob a ótica técnica, ou seja, quanto a eficiência do componente mitigador em eliminar o distúrbio, do ponto de vista financeiro e no âmbito da complexidade de implementação.

Quanto ao quesito técnico, fica evidente que ambas as estratégias avaliadas (filtros ativos e filtros passivos) são capazes de reduzir as distorções a valores não prejudiciais ao sistema. Contudo, a estratégia ativa é dinâmica, ou seja, atinge um *range* maior de ordens harmônicas sem necessidade de troca do equipamento, enquanto a estratégia passiva é estática e possibilita a mitigação apenas da ordem de interesse, sendo necessária a substituição ou adaptação do equipamento caso o *status quo* da rede elétrica seja alterado. Importante salientar também que o trabalho se limitou a avaliar filtros ativos em baixa tensão, uma vez que estes equipamentos em média tensão não são tão usuais na prática.

No contexto financeiro, em um primeiro momento, fica clara a vantagem de aplicação dos filtros passivos quando comparado aos filtros ativos, contudo, caso o histórico de medições indique mudanças na região de manifestação do distúrbio, a alternativa ativa pode se tornar mais viável. A adaptação do controle para atuação como filtro ativo, a princípio não implica em mudança de *hardware* e em sendo assim não possui custos relevantes. Todavia, dado o grau de complexidade da aplicação, provavelmente tal solução no mercado possuiria maior custo agregado.

Ainda, na perspectiva da complexidade de implementação, nota-se que tanto a estratégia passiva, quanto o equipamento de filtragem ativa possuem um grau mediano de complexidade, sendo necessário a investigação das ordens de interesse, capacidade de “filtragem” dos equipamentos (corrente, potência e tensão), bem como características de projeto. Já a estratégia que implica alteração no controle dos aerogeradores se mostra uma técnica mais invasiva e que requer maior grau de conhecimento do controle dos equipamentos a fim de não alterar as características de geração da máquina.

Somadas às ponderações destacadas anteriormente, como investigações futuras, o autor sugere:

- Aprofundar nas análises das instabilidades por meio do método de impedâncias, destacando as causas raízes;
- Testar outras estratégias de controle dos conversores capazes de mitigarem o fenômeno, como por exemplo, outras estratégias de sincronização com a rede (*PLL*), moduladores de pulsos (*PWMs*), controles de tensão e de corrente além de impedâncias virtuais para limitação das distorções.

REFERÊNCIAS.

- 1 "All Analysis - Analysis - IEA". IEA. <https://www.iea.org/analysis?type=report> (consult. 2023-04-15).
- 2 "Infográficos de Geração - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL," Apr 15, 2021. <https://www.aneel.gov.br/documents> (accessed Apr. 28, 2021).
- 3 "ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica". ABEEólica. <https://abeeolica.org.br/> (consult. 2023-04-15).
- 4 "Geração". Agência Nacional de Energia Elétrica. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao> (consult. 2023-04-15).
- 5 "Power BI Report - ANEEL". SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaWJlc4OGYyYjQ0YWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (consult. 2023-04-15).
- 6 "MATRIZ ENERGÉTICA". Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> (consult. 2023-04-15).
- 7 "Novas usinas em operação comercial no primeiro trimestre de 2023 somam 2,7 GW". Agência Nacional de Energia Elétrica. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/novas-usinas-em-operacao-comercial-no-primeiro-trimestre-de-2023-somam-2-7-gw> (consult. 2023-04-15).
- 8 "Balanço Energético Nacional 2024". EPE. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf (consult. 2024-08-13).
- 9 "Recorde verde: na Noruega, 80% dos carros novos em 2022 são elétricos". Um só Planeta. <https://umsoplaneta.globo.com/energia/noticia/2023/01/04/recorde-verde-na-noruega-80percent-dos-carros-novos-em-2022-sao-eletricos.ghtml> (consult. 2023-04-15).
- 10 "Projetos de Chamada Estratégica". Agência Nacional de Energia Elétrica. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/pesquisa-e-desenvolvimento/projetos-de-chamada-estrategica> (consult. 2023-04-15).
- 11 C. Li et al., "Optimal allocation of multi-type FACTS devices in power systems based on power flow entropy," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 173-180, June 2014. <https://doi.org/10.1007/s40565-014-0059-x>
- 12 S. Elphick, V. Gosbell, V. Smith, G. Drury and R. Barr, "Assessing network compliance for power quality performance," 2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Bucharest, Romania, 2014, pp. 317-321. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2014.6842918>
- 13 S. K. Rönnberg et al., "On waveform distortion in the frequency range of 2kHz-150kHz-Review and research challenges," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 150, pp. 1-10, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2017.04.032>
- 14 N. Ngwenya, A. F. Nnachi and B. T. Abe, "Switching Transient Analysis Of Capacitor Coupled Substation," 2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica, Nairobi, Kenya, 2020, pp. 1-5, doi:

10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219963.

<https://doi.org/10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219963>

15 J. Kwon et al., "Harmonic instability analysis of single-phase grid connected converter using harmonic state space (HSS) modeling method," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 52, no. 5, pp. 4188-4200, Sep./Oct. 2016. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2581154>

16 X. Kong, Y. Yuan, H. Huang, and Y. Wang, "Overview of the Instantaneous Reactive Power Theory in Three-Phase Systems," no. 4, pp. 2331-2336, 2015. <https://doi.org/10.1109/DRPT.2015.7432640>

17 C. Schweinsberg and J. Hanson, "Method for determining background distortion of a real MV-network based on measured data," 2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON), Kuala Lumpur, Malaysia, 2022, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/POWERCON53406.2022.9929898>

18 J. Sun, G. Wang, X. Du and H. Wang, "A Theory for Harmonics Created by Resonance in Converter-Grid Systems," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 34, no. 4, pp. 3025-3029, April 2019. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2869781>

19 J. Sun, "On the zero-crossing distortion in single-phase PFC converters," IEEE Trans. Power Electronics, vol. 19, no. 3, pp. 685-692, May 2004. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2004.826491>

20 H. Hu, Y. Shao, L. Tang, J. Ma, Z. He and S. Gao, "Overview of harmonic and resonance in railway electrification systems," IEEE Trans. Ind. Appl., early access, DOI 10.1109/TIA.2018.2813967

21 C. Buchhagen, M. Greve, A. Menze, and J. Jung, "Harmonic stability - practical experience of a TSO," in Proc. 2016 Wind Integration Workshop, pp. 1-6, Vienna, Nov. 2016.

22 H. Saad, Y. Fillion, S. Deschanvres, Y. Vernay, and S. Denetiere, "On resonances and harmonics in HVDC MMC station connected to ac grid," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 32, no. 3, pp. 1565 - 1573, June 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2648887>

23 I. Vieto, G. Li and J. Sun, "Behavior, modeling and damping of a new type of resonance involving type-III wind turbines," to be presented at IEEE COMPEL Workshop, Padua, Italy, June 2018. <https://doi.org/10.1109/COMPEL.2018.8460093>

24 R. Torquato, A. Arguello, and W. Freitas, "Practical Chart for Harmonic Resonance Assessment of DFIG-Based Wind Parks," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 35, no. 5, pp. 2233-2242, 2020. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.2964631>

25 N. Eghtedarpour, M. A. Karimi, and M. Tavakoli, "Harmonic resonance in power systems - A documented case," Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP, pp. 857-861, 2014. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2014.6842806>

26 N. Kaul and R. M. Mathur, "Solution to the problem of low order harmonic resonance from HVDC converters," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 4, pp. 1160-1167, Nov. 1990. <https://doi.org/10.1109/59.99366>

27 C. Li, "Unstable Operation of Photovoltaic Inverter from Field Experiences," 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, USA, 2018, pp. 1-1. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586409>

- 28 H. Tao, H. Hu, X. Zhu, K. Lei and Z. He, "High-Frequency Instability Evaluation in Railway System Considering Frequency-Coupling Dynamics," 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Beijing, China, 2019, pp. 1796-1800.<https://doi.org/10.1109/iSPEC48194.2019.8974855>
- 29 A. G. Priyanka and K. N. Shubhanga, "Rotor speed instability analysis of type-1 wind turbine generator," 2014 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Mumbai, India, 2014, pp. 1-6.<https://doi.org/10.1109/PEDES.2014.7041951>
- 30 M. Cheah-Mane, Jun Liang, N. Jenkins and L. Sainz, "Electrical resonance instability study in HVDC-connected Offshore Wind Power Plants," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.<https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741889>
- 31 J. C. Hernández-Ramírez, J. Segundo, F. Martínez-Cárdenas and E. Barocio, "Harmonic linear time invariant modeling of grid-connected parallel inverters-based microgrids," 2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, Mexico, 2017, pp. 1-6.<https://doi.org/10.1109/ROPEC.2017.8261634>
- 32 D. Shmilovitz, "On the definition of total harmonic distortion and its effect on measurement interpretation," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 1, pp. 526-528, Jan. 2005.<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.839744>
- 33 A. Sangwongwanich and F. Blaabjerg, "Interharmonics Reduction in Photovoltaic Systems with Random Sampling MPPT Technique," 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Baltimore, MD, USA, 2019, pp. 4760-4765.<https://doi.org/10.1109/ECCE.2019.8912741>
- 34 "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," in IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) , vol., no., pp.1-29, 11 June 2014.<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>
- 35 C. P. Steinmetz, "On the Law of Hysteresis," in Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol. IX, no. 1, pp. 1-64, Jan. 1892.<https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1892.5570437>
- 36 Z. Zainal, S. P. Ang, M. A. Salam, P. J. Weira and R. Goh, "Impacts of nonlinear loads on a 11 kV distribution network," 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Hong Kong, China, 2014, pp. 1-5.<https://doi.org/10.1109/APPEEC.2014.7066179>
- 37 S. M. Merry and E. R. Taylor, "Overvoltages and Harmonics on EHV Systems," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-91, no. 6, pp. 2537-2544, Nov. 1972.<https://doi.org/10.1109/TPAS.1972.293433>
- 38 H. R. Chang, B. J. Baliga, J. W. Kretchmer and P. A. Piacente, "Insulated gate bipolar transistor (IGBT) with a trench gate structure," 1987 International Electron Devices Meeting, Washington, DC, USA, 1987, pp. 674-677.<https://doi.org/10.1109/IEDM.1987.191518>
- 39 D. J. Pileggi, N. H. Chandra and A. E. Emanuel, "Prediction of Harmonic Voltages in Distribution Systems," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1307-1315, March 1981.<https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316603>
- 40 D. J. Pileggi and A. E. Emanuel, "Field Experience with Harmonics Injecting Equipment in Distribution Networks," in IEEE Power Engineering Review, vol. PER-2, no. 8, pp. 51-52, Aug. 1982.<https://doi.org/10.1109/MPER.1982.5519770>

- 41 J. A. Orr, A. E. Emanuel and D. J. Pileggi, "Current Harmonics, Voltage Distortion, and Powers Associated with Electric Vehicle Battery Chargers Distributed on the Residential Power System," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-20, no. 4, pp. 727-734, July 1984. <https://doi.org/10.1109/TIA.1984.4504481>
- 42 N. G. Gagaoudakis and A. D. Georgopoulos, "Investigation of harmonics in relation to 150 kV capacitor banks at PPC's Philippi substation," 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.98EX227), Athens, Greece, 1998, pp. 825-830 vol.2. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.1998.760149>
- 43 J. Wang, G. Wang, Y. Kuang and Z. Tian, "Explorative research on harmonic transmission characteristics and corresponding measures of the UHV half-wavelength transmission lines," 2017 China International Electrical and Energy Conference (CIEEC), Beijing, China, 2017, pp. 360-364. <https://doi.org/10.1109/CIEEC.2017.8388474>
- 44 J. Reeve, J. A. Baron and P. C. S. Krishnaya, "A General Approach to Harmonic Current Generation by HVDC Converters," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, no. 7, pp. 989-995, July 1969. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1969.292497>
- 45 M. A. Knight and R. A. Torkildsen, "One-kVA, Three-Phase dc-ac Inverter with Digital Control," in IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, vol. AES-5, no. 6, pp. 989-995, Nov. 1969. <https://doi.org/10.1109/TAES.1969.309977>
- 46 J. Reeve and J. A. Baron, "Harmonic DC Line Voltages Arising from HVDC Power Conversion," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1619-1624, Sept. 1970. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1970.292809>
- 47 C. Panpean, K. Areerak and P. Santiprapan, "A Harmonic Voltage Elimination in Electric Railway System Using Series Active Power Filter," 2022 25th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Chiang Mai, Thailand, 2022, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/ICEMS56177.2022.9983452>
- 48 X. N. Yang, M. X. Han and H. Ding, "Non-characteristic harmonic analysis of double 12-pluse series converters based on modulation theory," 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjing, China, 2008, pp. 2091-2095. <https://doi.org/10.1109/DRPT.2008.4523754>
- 49 D. A. C. Luna, L. O. J. Legarda and J. L. D. Gómez, "Experimental Evaluation of a Back-to-Back Power Interface to Grid Integration of a Wind Turbine," 2016 International Conference on Mechatronics, Electronics and Automotive Engineering (ICMEAE), Cuernavaca, Mexico, 2016. <https://doi.org/10.1109/ICMEAE.2016.022>
- 50 B. Li, J. Hu, S. Zhou and D. Xu, "Hybrid back-to-back MMC system for variable speed AC machine drives," in CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 5, no. 2, pp. 114-125, June 2020. <https://doi.org/10.24295/CPSSTPEA.2020.00010>
- 51 C. -Y. Chang, S. -Y. Chan, J. -H. Teng and R. -C. Leou, "Harmonic current characteristic analysis for wind turbines," 2013 IEEE 10th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS), Kitakyushu, Japan, 2013, pp. 919-923. <https://doi.org/10.1109/PEDS.2013.6527149>
- 52 K. Van Reusel and S. Bronckers, "Summation rule for wind turbines' harmonics challenged by measurements," 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brazil, 2016, pp. 362-366. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2016.7783356>

- 53 R. J. Bravo, "Solar PV Power Plants Harmonics Impacts," 2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Denver, CO, USA, 2018, pp. 1-9.<https://doi.org/10.1109/TDC.2018.8440264>
- 54 Z. Emin, C. Jensen, and Ł. Kocewiak, Amplification of Harmonic Background Distortion in Wind Power Plants with Long High Voltage Connections. 2016.
- 55 R. Vazquez, M. A. Muñoz, M. Alonso, H. Amaris, and C. Alvarez, "Background harmonic distortion measurement at power networks with wind farms," *Renew. Energy Power Qual. J.*, pp. 873-878, May 2016.<https://doi.org/10.24084/repqj14.500>
- 56 I. Sefa, S. Ozdemir, H. Komurcugil, and N. Altin, "An enhanced lyapunov-function based control scheme for three-phase grid-tied VSI with LCL filter," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 504-513, 2019.<https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2833809>
- 57 H. Zhang and X. Wang, "A Closed-Loop Model for Stability Analysis of Grid-Connected Voltage-Source Converters," *Proc. - 2018 IEEE Int. Power Electron. Appl. Conf. Expo. PEAC 2018*.<https://doi.org/10.1109/PEAC.2018.8590662>
- 58 C. Yoon, X. Wang, F. M. F. Da Silva, C. L. Bak, and F. Blaabjerg, "Harmonic stability assessment for multi-paralleled, grid-connected inverters," *Proc. - 2014 Int. Power Electron. Appl. Conf. Expo. IEEE PEAC 2014*, pp. 1098-1103, 2014.<https://doi.org/10.1109/PEAC.2014.7038014>
- 59 X. Wang and F. Blaabjerg, "Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2858-2870, 2019.<https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2812712>
- 60 C. Li, "Unstable Operation of Photovoltaic Inverter from Field Experiences," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 2, pp. 1013-1015, 2018.<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2656020>
- 61 P. V4.5 and Type-3, "Type-3 Wind Turbine Model (v4.5)," vol. 1, pp. 1-51, 2018.
- 62 M. Cheah-Mane, L. Sainz, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, "Impedance-based analysis of harmonic instabilities in HVDC-connected Offshore Wind Power Plants," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 106, no. September 2018, pp. 420-431, 2019.<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.10.031>
- 63 H. Tao, H. Hu, X. Zhu, K. Lei, and Z. He, "A Multifrequency Model of Electric Locomotive for High-Frequency Instability Assessment," *IEEE Trans. Transp. Electrif.*, vol. 6, no. 1, pp. 241-256, 2020.<https://doi.org/10.1109/TTE.2019.2960886>
- 64 X. Zhou, Z. Fan, Y. Ma, Z. Gao, X. Zhang, and J. Zhang, "Research review on control strategies of energy storage inverter," *Proc. 30th Chinese Control Decis. Conf. CCDC 2018*, no. 50877053, pp. 4182-4187, 2018.<https://doi.org/10.1109/CCDC.2018.8407851>
- 65 L. A. Kraft and G. T. Heydt, "A Method to Analyze Voltage Resonance in Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 5, pp. 1033-1037, May 1984.<https://doi.org/10.1109/TPAS.1984.318708>
- 66 P. S. Bodger, G. D. Irwin and D. A. Woodford, "Controlling harmonic instability of HDVC links connected to weak AC systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 4, pp. 2039-2046, Oct. 1990.<https://doi.org/10.1109/61.103699>

- 67 N. Kaul and R. M. Mathur, "Solution to the problem of low order harmonic resonance from HVDC converters," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 4, pp. 1160-1167, Nov. 1990. <https://doi.org/10.1109/59.99366>
- 68 M. H. J. Bollen and K. Yang, "Harmonic aspects of wind power integration," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 1, no. 1, pp. 14-21, June 2013. <https://doi.org/10.1007/s40565-013-0001-7>
- 69 Y. Song, X. Wang and F. Blaabjerg, "High-Frequency Resonance Damping of DFIG-Based Wind Power System Under Weak Network," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 3, pp. 1927-1940, March 2017. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2555846>
- 70 E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang and C. L. Bak, "Harmonic Stability and Resonance Analysis in Large PMSG-Based Wind Power Plants," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 1, pp. 12-23, Jan. 2018. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2712098>
- 71 E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang and C. L. Bak, "Reducing Harmonic Instability and Resonance Problems in PMSG-Based Wind Farms," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 6, no. 1, pp. 73-83, March 2018. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2765460>
- 72 H. Fujita, T. Yamasaki and H. Akagi, "A hybrid active filter for damping of harmonic resonance in industrial power systems," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 15, no. 2, pp. 215-222, March 2000. <https://doi.org/10.1109/63.838093>
- 73 C. Buddingh, "Even harmonic resonance-an unusual problem," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 39, no. 4, pp. 1181-1186, July-Aug. 2003. <https://doi.org/10.1109/TIA.2003.814556>
- 74 Zhenyu Huang, Wilsun Xu and V. R. Dinavahi, "A practical harmonic resonance guideline for shunt capacitor applications," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 4, pp. 1382-1387, Oct. 2003. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.817726>
- 75 G. Atkinson-Hope and K. A. Folly, "Decision theory process for making a mitigation decision on harmonic resonance," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 3, pp. 1393-1399, July 2004. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.829142>
- 76 J. R. Rodriguez et al., "Resonances in a high-power active-front-end rectifier system," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 52, no. 2, pp. 482-488, April 2005. <https://doi.org/10.1109/TIE.2005.843907>
- 77 "The Latest in Clean Energy News | Renewable Energy News". Renewable Energy World. <https://www.renewableenergyworld.com> (consult. 2023-04-15).
- 78 M. H. J. Bollen and K. Yang, "Harmonic aspects of wind power integration," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 1, no. 1, pp. 14-21, June 2013. <https://doi.org/10.1007/s40565-013-0001-7>
- 79 Y. Song, X. Wang and F. Blaabjerg, "High-Frequency Resonance Damping of DFIG-Based Wind Power System Under Weak Network," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 3, pp. 1927-1940, March 2017. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2555846>
- 80 Y. Song and F. Blaabjerg, "Overview of DFIG-Based Wind Power System Resonances Under Weak Networks," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 6, pp. 4370-4394, June 2017. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2601643>

- 81 E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang and C. L. Bak, "Harmonic Stability and Resonance Analysis in Large PMSG-Based Wind Power Plants," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 1, pp. 12-23, Jan. 2018. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2712098>
- 82 R. Torquato, A. Arguello, and W. Freitas, "Practical Chart for Harmonic Resonance Assessment of DFIG-Based Wind Parks," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 35, no. 5, pp. 2233-2242, 2020. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.2964631>
- 83 N. Eghtedarpour, M. A. Karimi, and M. Tavakoli, "Harmonic resonance in power systems - A documented case," Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP, pp. 857-861, 2014. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2014.6842806>
- 84 Z. Li, H. Hu, L. Tang, Y. Wang, T. Zang, and Z. He, "Quantitative Severity Assessment and Sensitivity Analysis Under Uncertainty for Harmonic Resonance Amplification in Power Systems," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 35, no. 2, pp. 809-818, 2020. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2928565>
- 85 X. Lin et al., "Impact of Characteristic Harmonics on the Small-Signal Stability of LCC-HVDC Station," in 2020 4th International Conference on HVDC (HVDC), 2020, pp. 705-711. <https://doi.org/10.1109/HVDC50696.2020.9292813>
- 86 W. Cao, D. Fan, K. Liu, J. Zhao, L. Ruan, and X. Wu, "Harmonic Stability Assessment based on Global Admittance for Multi-Paralleled Grid-Connected VSIs using Modified Nyquist Criterion," 2018 Int. Power Electron. Conf. IPEC-Niigata - ECCE Asia 2018, pp. 3015-3019, 2018. <https://doi.org/10.23919/IPEC.2018.8507463>
- 87 "Reliability guideline: Forced oscillation monitoring & mitigation," North Amer. Electr. Rel. Corp., Atlanta, GA, USA, Tech. Rep., Sep. 2017. [Online]. Available: https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Reliability_Guideline_-_Forced_Oscillations_-_2017-07-31_-_FINAL.pdf.
- 88 V. B. Virulkar and G. V. Gotmare, "Sub-synchronous resonance in series compensated wind farm: A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 55, pp. 1010-1029, Mar. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.012>
- 89 IEEE Subsynchronous Resonance Working Group, "Reader's guide to subsynchronous resonance," IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, no. 1, pp. 150-157, Feb. 1992. <https://doi.org/10.1109/59.141698>
- 90 N. Johansson, L. Angquist, and H.-P. Nee, "A comparison of different frequency scanning methods for study of subsynchronous resonance," IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 1, pp. 356-363, Feb. 2011. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2046345>
- 91 V. B. Virulkar and G. V. Gotmare, "Sub-synchronous resonance in series compensated wind farm: A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 55, pp. 1010-1029, Mar. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.012>
- 92 J. Ballance and S. Goldberg, "Subsynchronous resonance in series compensated transmission lines," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-92, no. 5, pp. 1649-1658, Sep. 1973. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1973.293713>
- 93 M. Iravani, A. Chandhary, W. Giesbrecht, I. E. Hassan, A. Keri, K. Lee, J. Maftinez, A. Morched, B. Mork, M. Parmani, A. Sarshar, D. Shhirmohammadi, R. Walling, and D. Woodford, "Modelling and analysis guidelines for slow transients. Part I. Torsional oscillations; transient torques; turbine

- blade vibrations; fast bus transfer," IEEE Trans. Power Del., vol. 10, no. 4, pp. 1950-1955, Oct. 1995. <https://doi.org/10.1109/61.473358>
- 94 D. Sun, X. Xie, Y. Liu, K. Wang, and M. Ye, "Investigation of SSTI between practical MMC-based VSC-HVDC and adjacent turbogenerators through modal signal injection test," IEEE Trans. Power Del., vol. 32, no. 6, pp. 2432-2441, Dec. 2017.
- 95 M. Amin and M. Molinas, "Understanding the Origin of Oscillatory Phenomena Observed Between Wind Farms and HVdc Systems," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, no. 1, pp. 378-392, March 2017. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2016.2620378>
- 96 C. Yoon, X. Wang, F. M. F. Da Silva, C. L. Bak, and F. Blaabjerg, "Harmonic stability assessment for multi-paralleled, grid-connected inverters," Proc. - 2014 Int. Power Electron. Appl. Conf. Expo. IEEE PEAC 2014, pp. 1098-1103, 2014. <https://doi.org/10.1109/PEAC.2014.7038014>
- 97 C. Li, "Unstable Operation of Photovoltaic Inverter from Field Experiences," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 33, no. 2, pp. 1013-1015, 2018. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2656020>
- 98 P. V4.5 and Type-3, "Type-3 Wind Turbine Model (v4.5)," vol. 1, pp. 1-51, 2018.
- 99 M. Cheah-Mane, L. Sainz, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, "Impedance-based analysis of harmonic instabilities in HVDC-connected Offshore Wind Power Plants," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 106, no. September 2018, pp. 420-431, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.10.031>
- 100 R. Das, S. K. Pradhan and S. K. Pati, "An investigation of harmonics in grid connected DFIG-WT experiencing transmission faults," 2018 Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP), Bhubaneswar, India, 2018, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/ICSESP.2018.8376689>
- 101 L. Sainz, M. Cheah-Mane, L. Monjo, J. Liang, and O. Gomis-Bellmunt, "Positive-Net-Damping Stability Criterion in Grid-Connected VSC Systems," IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron., vol. 5, no. 4, pp. 1499-1512, 2017. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2707533>
- 102 L. Harnefors, "Modeling of Three-Phase Dynamic Systems Using Complex Transfer Functions and Transfer Matrices," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 54, no. 4, pp. 2239-2248, 2007. <https://doi.org/10.1109/TIE.2007.894769>
- 103 L. Harnefors, X. Wang, A. G. Yepes, and F. Blaabjerg, "Passivity-based stability assessment of grid-connected VSCs-An overview," IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron., vol. 4, no. 1, pp. 116-125, Mar. 2016. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2015.2490549>
- 104 L. Harnefors, R. Finger, X. Wang, H. Bai, and F. Blaabjerg, "VSC input-admittance modeling and analysis above the Nyquist frequency for passivity-based stability assessment," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 64, no. 8, pp. 6362-6370, Aug. 2017. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2677353>
- 105 D. Yang, X. Wang, and F. Blaabjerg, "Sideband harmonic instability of paralleled inverters with asynchronous carriers," IEEE Trans. Power Electron., vol. 33, no. 6, pp. 4571-4577, Jun. 2018. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2731313>
- 106 M. Lu, X. Wang, P. C. Loh, and F. Blaabjerg, "Resonance interaction of multiparallel grid-connected inverters with LCL filter," IEEE Trans. Power Electron., vol. 32, no. 2, pp. 894-899, Feb. 2017. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2585547>

- 107 H. du Toit Mouton, B. McGrath, D. G. Holmes, and R. H. Wilkinson, "One-dimensional spectral analysis of complex PWM waveforms using superposition," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 12, pp. 6762-6778, Dec. 2014. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2304677>
- 108 J. Kwon et al., "Harmonic instability analysis of single-phase grid connected converter using harmonic state space (HSS) modeling method," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 5, pp. 4188-4200, Sep./Oct. 2016. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2581154>
- 109 P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- 110 R. Middlebrook, "Input filter considerations in design and application of switching regulators," in *Proc. IEEE IAS*, 1976, pp. 366-382.
- 111 R. Middlebrook, "Input filter considerations in design and application of switching regulators," in *Proc. IEEE IAS*, 1976, pp. 366-382.
- 112 B. H. Cho and F. C. Y. Lee, "Modeling and analysis of spacecraft power systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 3, no. 1, pp. 44-54, Jan. 1988. <https://doi.org/10.1109/63.4330>
- 113 M. Belkhat, "Stability criteria for AC power systems with regulated loads," Ph.D. dissertation, Dept. Elect. Comput. Eng., Purdue Univ., West Lafayette, IN, USA, Dec. 1997. <https://doi.org/10.4271/981265>
- 114 P. M. Anderson, B. L. Agrawal, and J. E. Van Ness, *Subsynchronous Resonance in Power Systems*. New York, NY, USA: IEEE Press, 1990.
- 115 G. C. Verghese, I. J. Perez-Arriaga, and F. C. Schweppe, "Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part II: The dynamic stability problem," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 9, pp. 3126-3134, Sep. 1982. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317525>
- 116 J. A. Martinez, R. Walling, B. A. Mork, J. Martin-Arnedo, and D. Durbak, "Parameter determination for modeling system transients-Part III: Transformers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 3, pp. 2051-2062, 2005. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.848752>
- 117 S. Yanchenko and J. Meyer, "Harmonic emission of household devices in presence of typical voltage distortions," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015, 2015. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232518>
- 118 R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, Wiley-IEEE Press, 2011. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- 119 Hua Bai, C. Mi, *Transients of Modern Power Electronics*, Wiley, 2011.
- 120 H. K. Hoidalén, L. Prikler, F. Peñaloza, *Manual do Usuário - ATPDRAW 7.2*, 2020.
- 121 *Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, 2018.

- 122 "ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico". ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes> (consult. 2023-04-14).
- 123 "Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist)". Agência Nacional de Energia Elétrica. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-contenudos/procedimentos-regulatorios/prodist> (consult. 2023-04-14..
- 124 Carli, Miguel Pires de. "Identificação e Análise Das Inconsistências e Dos Critérios Conservadores Da Metodologia de Avaliação Do Desempenho Harmônico de Parques Eólicos No Brasil." SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (XXV SNPTEE). N.p., 2019. Print.
- 125 J. Arrillaga, B.C. Smith, N.R. Watson, A. R. Wood, "Power System Harmonic Analysis". John Wiley & Sons, 1997.<https://doi.org/10.1002/9781118878316>
- 126 J. A. Martinez and B. A. Mork, "Transformer modeling for low- and mid-frequency transients - a review," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 2, pp. 1625-1632, April 2005. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.833884>
- 127 J.R. Carson, Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell Syst. Tech. J. 5 (1926) 539-554.<https://doi.org/10.1002/j.1538-7305.1926.tb00122.x>
- 128 Hua Bai, C. Mi, Transients of Modern Power Electronics, Wiley, 2011.
- 129 B. Gustavsen, J. A. Martinez and D. Durbak, "Parameter determination for modeling system transients-Part II: Insulated cables," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 3, pp. 2045-2050, July 2005.<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.848774>
- 130 CIGRE TB 568. "Transformer Energization in Power Systems: A Study Guide", WG C4.307, February 2014.
- 131 ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. Power System Harmonics, Second Edition. Chichester: John Wiley & Sons, 2003. ISBN 0-470-85129-5.<https://doi.org/10.1002/0470871229>
- 132 ARRILLAGA, J. et al. AC System Modelling for a.c. Filter Design an Overview of Impedance Modelling. ÉLECTRA, Paris, n. 164, 1996.
- 133 "Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. I. Concepts, models, and simulation techniques," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 1, pp. 452-465, Jan. 1996.<https://doi.org/10.1109/61.484130>
- 134 DE CARLI, M. P, et al. Sistema de Transmissão do Rio Madeira: Modelagem da Resistência Harmônica dos Componentes do Sistema Elétrico de Potência para o Projeto de Filtros. Florianópolis: SNPTEE, 2011.
- 135 F. Bizzarri, A. Brambilla and F. Milano, "Simplified Model to Study the Induction Generator Effect of the Subsynchronous Resonance Phenomenon," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 33, no. 2, pp. 889-892, June 2018.<https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2799479>
- 136 H. Polinder, F. F. A. van der Pijl, G. J. de Vilder, and P. J. Tavner, "Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 21, no. 3, pp. 725-733, 2006.<https://doi.org/10.1109/TEC.2006.875476>

- 137 F. Bizzarri, A. Brambilla and F. Milano, "Simplified Model to Study the Induction Generator Effect of the Subsynchronous Resonance Phenomenon," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 33, no. 2, pp. 889-892, June 2018. <https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2799479>
- 138 E. Muljadi and C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 37, no. 1, pp. 240-246, Jan./Feb. 2001. <https://doi.org/10.1109/28.903156>
- 139 Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 8, pp. 1859-1875, 2009. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2017082>
- 140 F. Blaabjerg, F. Iov, T. Kerekes, and R. Teodorescu, "Trends in power electronics and control of renewable energy systems," in Proc. 14th Int. Power Electron. Motion Control Conf. EPE-PEMC, Ohrid, 2010, pp. K-1-K-19.42 CHAPTER 2 BASICS OF WIND POWER GENERATION SYSTEM. <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2010.5606696>
- 141 L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Blaabjerg, H. C. Christensen, U. Lindhard, and K. Eskildsen, "Generators and power electronics technology for wind turbines," in Proc. 27th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc., vol. 3, 2001, pp. 2000-2005. <https://doi.org/10.1109/IECON.2001.975598>
- 142 H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," IET Renew. Power Gen., vol. 2, no. 2, pp. 123-138, 2008. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20070044>
- 143 N. Amiri, S. Ebrahimi, and J. Jatskevich, "Efficient simulation of wind generation systems using voltage-behind-reactance model of doubly-fed induction generators and average-value model of switching converters," 2017 IEEE 1st Ukr. Conf. Electr. Comput. Eng. UKRCON 2017 - Proc., pp. 605-610, 2017. <https://doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100313>
- 144 Yazhou Lei, A. Mullane, G. Lightbody and R. Yacamini, "Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 1, pp. 257-264, March 2006. <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.847958>
- 145 A. Shahab, "Dynamic Average-Value Modeling of Doubly-Fed Induction Generator Wind Energy Conversion Systems" Master of Science Thesis, University of Manitoba, Copyright 2013.
- 146 N. Malcolm and R. K. Aggarwal, "Transient overvoltage study of an Island wind farm," 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Uxbridge, UK, 2012, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2012.6398450>
- 147 G. Abad and G. Iwanski, "Properties and control of a doubly fed induction machine," in Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Application. John Wiley & Sons, 2014. <https://doi.org/10.1002/9781118755525.ch10>
- 148 J. G. Slootweg, H. Polinder, and W. L. Kling, "Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 18, no. 4, pp. 516-524, 2003. <https://doi.org/10.1109/TEC.2003.816593>
- 149 R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation," Proc. IEE Proc. Electr. Power Appl., vol. 143, no. 3, pp. 231-241, October 1996. <https://doi.org/10.1049/ip-epa:19960454>

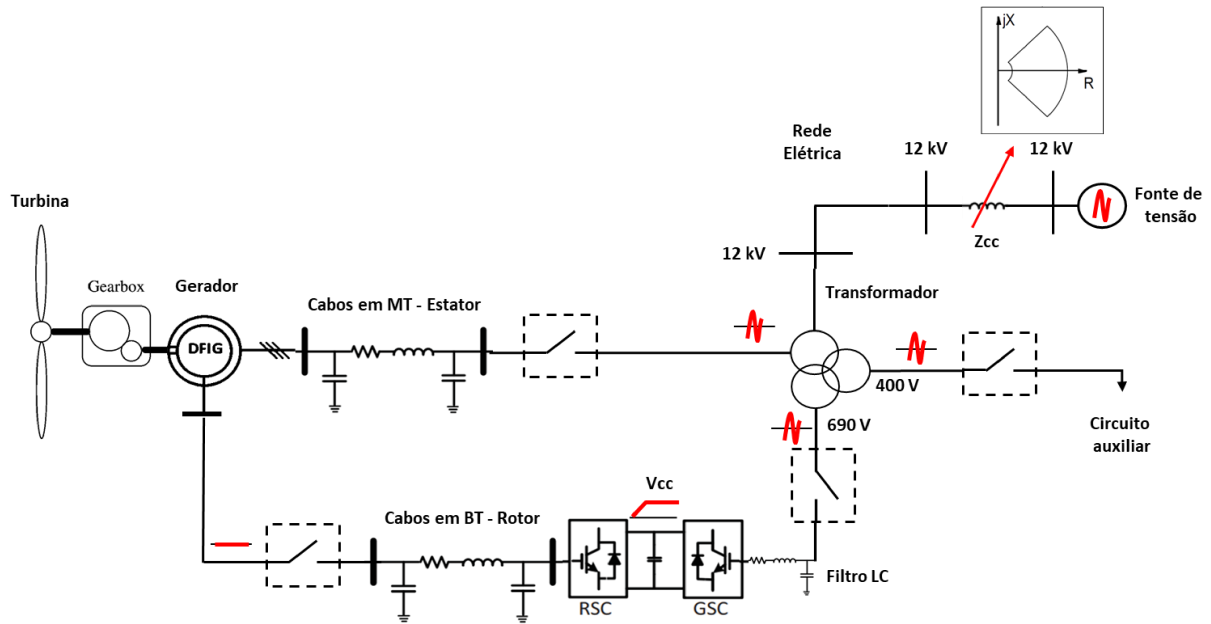
- 150 M. Tazil, V. Kumar, R. C. Bansal, S. Kong, Z. Y. Dong, W. Freitas, and H. D. Mathur, "Three-phase doubly fed induction generators: An overview," IET Electric Power Appl., vol. 4, no. 2, pp. 75-89, March 2010. <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2009.0071>
- 151 J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang and A. M. Gole, "Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 5, pp. 2287-2296, Oct. 2014. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2330518>
- 152 Hua Bai, C. Mi, Transients of Modern Power Electronics, Wiley, 2011.
- 153 K. J. Åström and B. Wittenmark. "Computer-Control Systems: Theory and Design". Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 3rd edition, 1997.
- 154 T. Basar, editor. Control Theory: Twenty-five Seminal Papers (1932-1981). IEEE Press, New York, 2001.
- 155 N. Sarma, P. M. Tuohy, J. M. Apsley, S. Djurović, Y. Wang "DFIG Stator Flux Oriented Control Scheme Execution for Test Facilities Utilising Commercial Converters," IET Renewable Power Generation (RPG) Journal, Volume 12, Issue 12, Pages 1366-1374, October 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5195>
- 156 R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation," Proc. IEE Proc. Electr. Power Appl., vol. 143, no. 3, pp. 231-241, October 1996. <https://doi.org/10.1049/ip-epa:19960454>
- 157 Yazhou Lei, A. Mullane, G. Lightbody and R. Yacamini, "Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 1, pp. 257-264, March 2006. <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.847958>
- 158 TRONCHA, Giordanni da Silva. Uma contribuição à aplicação dos filtros ativos em sistemas elétricos de potência. 2019. 157 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. <https://doi.org/10.14393/ufu.di.2019.319>

APÊNDICE A. ALGUNS TRABALHOS DESENVOLVIDOS ATÉ O MOMENTO.

Data de Publicação	Tipo	Assunto
2019	Artigo em Congresso	TRONCHA, G. S. ; FARIA NETO, H. J. ; ROSENTINO JÚNIOR, Arnaldo José Pereira ; SANTOS, I. N. . Power quality assessment studies of grid-connected photovoltaic farms: Impact study in the context of inter harmonic and voltage fluctuation phenomenon. In: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2019, São Paulo. Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2019.
2020	Artigo em Congresso	GREGORY, R. C. F. ; TRONCHA, G. S. ; GIANESINI, B. M. ; CHAVES, C. F. ; SANTOS, I. N. . Impact Studies of Connecting Tuned Harmonic Filters onto a Brazilian Wind Farm. In: International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2020, Granada/Espanha. International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2020.
2020	Artigo em Periódico	GREGORY, R. C. F. ; TRONCHA, G. S. ; GIANESINI, B. M. ; CHAVES, C. F. ; SANTOS, I. N. . Impact Studies of Connecting Tuned Harmonic Filters onto a Brazilian Wind Farm. RENEWABLE ENERGY & POWER QUALITY JOURNAL (RE&PQJ), v. 18, p. 562-567, 2020.
2021	Artigo em Congresso	TRONCHA, G. S. ; SANTOS, I. N. ; BONELLI, A. F. . Interações Harmônicas em Sistemas com Elevada Penetração de Conversores Eletrônicos Modernos: Estado da Arte e Novos Desafios. In: XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - XIV CBQEE, 2021. XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - XIV CBQEE, 2021.

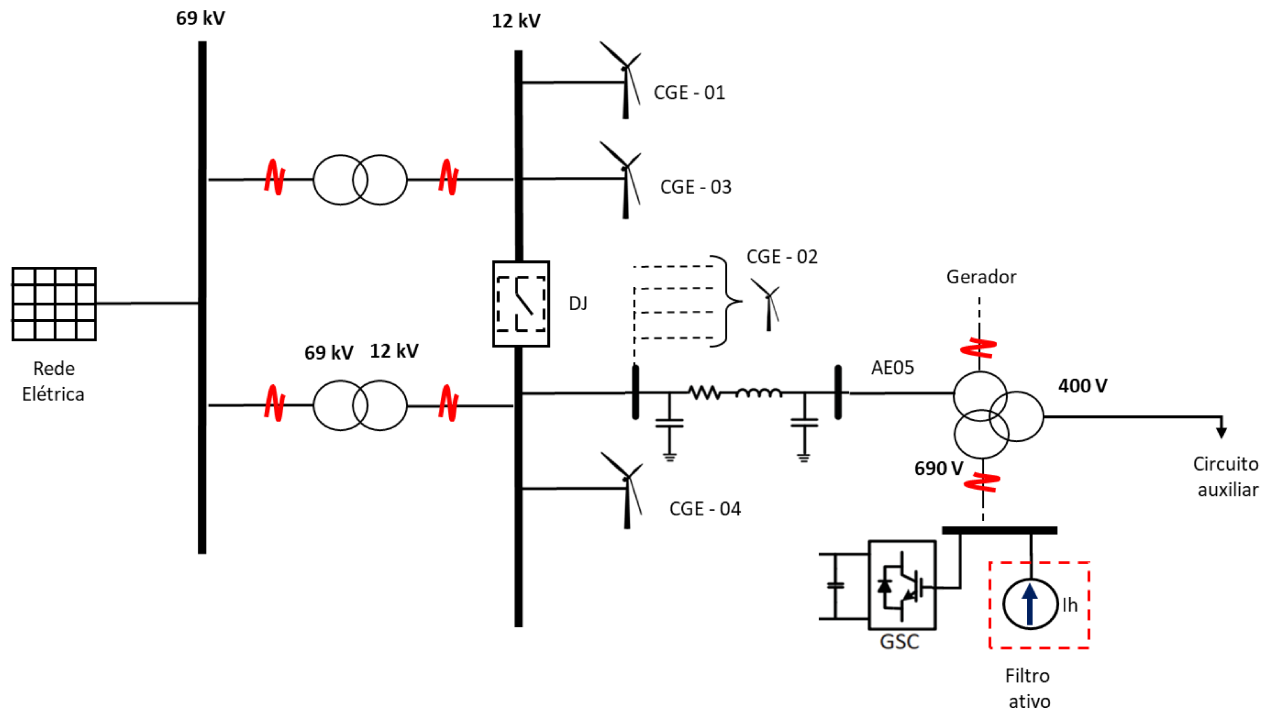
2021/2023	Depósito de Patente	SANTOS, I. N.; SANTOS, A. C. ; OLIVEIRA, J. C. ; GREGORY, R. C. F. ; TRONCHA, G. S. ; AZEVEDO JUNIOR, C. R. ; GIANESINI, B. M. ; BONELLI, A. F. ; VACIOTO, E. M. ; BONELLI, M. L. ; CHAVES, C. F. . Sistema para Aplicação do Método da Impedância Dominante (MID), e, Equipamento para Obtenção da Impedância Dominante. 2021, Brasil. Patente: Privilégio de Inovação. Número do registro: BR1020210189100, título: "Sistema para Aplicação do Método da Impedância Dominante (MID), e, Equipamento para Obtenção da Impedância Dominante" , Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Depósito: 22/09/2021
2022	Artigo em Congresso	SANTOS, I. N.; GIANESINI, B. M. ; TRONCHA, G. S. ; GREGORY, R. C. F. ; AZEVEDO JUNIOR, C. R. ; BRITO, V. H. F. . Application of a Methodology for Determining Voltage Harmonic Contributions in a Low-Voltage Busbar. In: CIGRE Paris Session 2022, 2022, Paris. CIGRE Paris Session 2022, 2022.
2022	Artigo em Periódico	TRONCHA, G. S. ; SANTOS, I. N. . MULTI-FREQUENCY HARMONIC MODEL OF DFIG-BASED WIND FARMS FOR HARMONIC EMISSION AND HARMONIC STABILITY STUDIES. REVISTA ELETRÔNICA DE POTÊNCIA, v. 27, p. 291-303, 2022.
2022	Artigo em Periódico	TRONCHA, G. S. ; SANTOS, I. N. ; BONELLI, A. F. . Instabilidades harmônicas: um fenômeno cada dia mais presente na rede elétrica. O SETOR ELÉTRICO, v. 185, p. 60, 2022.

APÊNDICE B. TOPOLOGIA DO AEROGERADOR

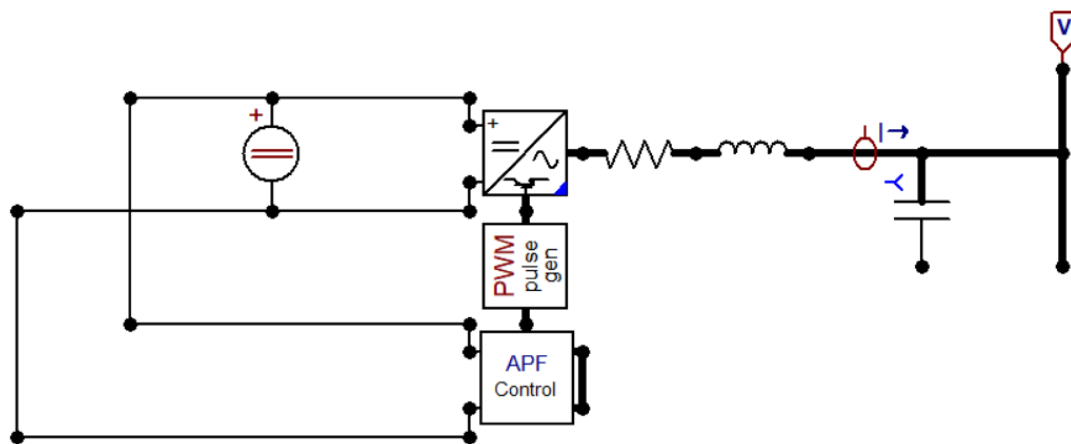


Topologia de Aerogerador Tipo III implementado

APÊNDICE C. PARÂMETROS DO FILTRO ATIVO



Ponto de conexão do filtro ativo implementado



Arranjo do filtro ativo implementado

Parâmetros do filtro ativo implementado

V_{FF}	690V
F_s	10kHz
Freq_Fund	60Hz
Reator CA	15mH
Capacitor CC	3000uF
V_{CC_REF}	750V
P_{CC}	150kW
Controle do elo CC	$K_{pd} = -4$; $k_{pi} = 0,016$
Controle do elo CA	$K_{pd} = 2$; $k_{pi} = 1$