



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E  
DE COMPUTAÇÃO



# **Modelagem e Análise de Impacto Harmônico de um Gerador de Indução do tipo Gaiola de Esquilo Interconectado à Rede Elétrica e Acionado por um Regulador Eletromagnético de Frequência**

**Juliano Costa Leal da Silva**

Orientador: Prof. Dr.-Ing. Manoel Firmino de Medeiros Júnior

**Tese de Doutorado** apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Número de ordem PPgEEC: D302  
Natal, Rio Grande do Norte, Setembro de 2021

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN  
Sistema de Bibliotecas - SISBI

Catálogo de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Central Zila Mamede

Silva, Juliano Costa Leal da.

Modelagem e análise de impacto harmônico de um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo interconectado à rede elétrica e acionado por um regulador eletromagnético de frequência / Juliano Costa Leal da Silva. - 2022.

84 f.: il.

Tese (doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Natal, RN, 2022.

Orientador: Dr.-Ing Manoel Firmino de Medeiros Júnior.

1. Regulador eletromagnético de frequência - Tese. 2. Qualidade de energia elétrica - Tese. 3. Análise de distorção harmônica - Tese. I. Medeiros Júnior, Dr. - Ing. Manoel Firmino de. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.3

# **Modelagem e Análise de Impacto Harmônico de um Gerador de Indução do tipo Gaiola de Esquilo Interconectado à Rede Elétrica e Acionado por um Regulador Eletromagnético de Frequência**

**Juliano Costa Leal da Silva**

Tese de Doutorado

---

Prof. Dr.-Ing. Manoel Firmino de Medeiros Júnior (presidente) . . . . . UFRN

---

Prof. Dr. José Tavares de Oliveira (externo ao programa) . . . . . UFRN

---

Prof. Dr. Ricardo Ferreira Pinheiro (externo ao programa) . . . . . UFRN

---

Prof. Dr. Damásio Fernandes Júnior (externo à instituição) . . . . . UFCG

---

Prof. Dr. Thales Augusto de Oliveira Ramos (externo à instituição) . . . . . IFRN



*Toda nossa ciência, comparada com  
a realidade, é primitiva e infantil e,  
no entanto, é a coisa mais preciosa  
que temos (Albert Einstein)*



---

# Agradecimentos

---

Este trabalho de pesquisa não teria sido desenvolvido sem a ajuda de pessoas que contribuíram de alguma forma e à sua maneira, na sua elaboração.

À minha esposa, Roana d'Ávila, pelo amor, paciência e apoio em todos os momentos.

À minha família por todo o suporte.

Ao orientador, Prof<sup>o</sup> Manoel Firmino por sua orientação, compreensão e acolhimento no grupo de pesquisa.

Ao Prof<sup>o</sup> Thales Ramos, cuja tese serviu de base para este trabalho. Gratidão por toda a sua disposição em ajudar, pelo seu apoio e pela sua confiança.

Aos parceiros do laboratório, especialmente os professores Arthur Salgado e Ricardo Piniheiro pelas contribuições.

Ao IFRN pela possibilidade de cursar o doutorado sob afastamento total das atividades docentes.

À CAPES pelo suporte financeiro.

À Niko, meu cachorro, pelo companheirismo e fidelidade.

Aos meus amigos que estão e sempre estiveram comigo nesta jornada, e todos aqueles que, direta ou indiretamente, cooperaram com este trabalho, sobretudo aqueles que foram capazes de um gesto de compreensão e solidariedade, e marcaram de maneira especial para a concretização dos resultados obtidos.



---

# Resumo

---

A análise da qualidade da energia elétrica é uma questão essencial na integração de fontes distribuídas de energia. Devido ao aumento da penetração de tais fontes interligadas à rede elétrica, empregando conversores de potência, novos limites das perturbações harmônicas são regulados por normas técnicas. Este trabalho tem como objetivo analisar a qualidade da energia elétrica de um sistema de energia eólica interligado à rede elétrica. Esse sistema é baseado em um Gerador de Indução tipo Gaiola de Esquilo (GIGE), e acionado por um Regulador Eletromagnético de Frequência (REF). O modelo harmônico de regime permanente do REF é desenvolvido a partir do referencial estacionário, conforme a modelagem da máquina de indução convencional. Assim, é possível analisar as perturbações harmônicas ocorridas nas grandezas elétricas e mecânicas devido ao inversor de tensão de armadura do REF. A conexão elétrica entre o REF e o GIGE é inexistente, e os resultados demonstram que a inércia inerente do sistema contribui para a mitigação do conteúdo harmônico no lado da rede, oriundo do chaveamento do conversor. Além dos resultados de regime permanente, a distorção nominal total (DNT), que inclui os componentes harmônicos e inter-harmônicos, foi calculada e apresentou melhor desempenho em comparação com o padrão IEEE 1547-2018 e com dados reais, extraídos de um único Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA). O desempenho harmônico do sistema proposto foi avaliado levando em consideração o impacto da impedância equivalente de Thévenin da rede elétrica no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

**Palavras-chave:** Regulador Eletromagnético de Frequência (REF); qualidade de energia elétrica; harmônicos e inter-harmônicos; Gerador de Indução tipo Gaiola de Esquilo (GIGE); rede fraca.



---

# Abstract

---

The power quality analysis is an essential issue in the integration of distributed energy resources to the grid. Recent standards regulate the harmonics disturbances due to the increasing penetration of intermittent energy sources interconnected with the grid employing power converters. This paper aims to analyze the power quality of an interconnected wind turbine system based on a Squirrel Cage Induction Generator (SCIG) driven by an Electromagnetic Frequency Regulator (EFR). The steady state of the EFR harmonic model is developed in the stationary frame based on the conventional induction generator modeling, which allows the study of the harmonic disturbances in the electrical and mechanical variables due to the PWM inverter of the EFR's armature voltage. There is no electrical connection between the EFR and SCIG, and the results show that the inherent system inertia contributes to the mitigation of the harmonic content at the grid side generated by the switching. In addition to the steady-state results, the Total Rated Distortion (TRD), which considers the harmonics and interharmonics components, was computed and presented a good performance compared to the IEEE 1547 standard and real data extracted of a single Doubly Fed Induction Generator (DFIG). Finally, the harmonic performance of the proposed system was evaluated considering the impact of the equivalent Thevenin impedance of the grid at the Point of Common Coupling (PCC).

**Keywords:** Electromagnetic Frequency Regulator (EFR); power quality; harmonics; Squirrel Cage Induction Generator (SCIG); weak grid.



---

# Sumário

---

<b>Sumário</b>	<b>i</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>iii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>iv</b>
<b>Lista de Símbolos e Abreviaturas</b>	<b>vii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Topologias de aerogeradores . . . . .	2
1.2 Distorção Harmônica . . . . .	5
1.3 Indicadores de desempenho harmônico . . . . .	6
1.3.1 IEEE Std 519-2014 . . . . .	6
1.3.2 EN 50160 . . . . .	7
1.3.3 IEC 6100 . . . . .	9
1.3.4 ANEEL . . . . .	10
1.3.5 IEEE 1547-2018 . . . . .	11
1.4 Organização do Trabalho de Tese . . . . .	12
<b>2 Revisão Bibliográfica</b>	<b>14</b>
2.1 Objetivos . . . . .	17
2.2 Contribuições . . . . .	18
<b>3 Fundamentação teórica</b>	<b>21</b>
3.1 Turbina Eólica . . . . .	21
3.2 Inversor e estratégia de modulação PWM . . . . .	23
3.3 Teoria $p - q$ incluindo as componentes harmônicas . . . . .	24
3.3.1 Transformação para o referencial síncrono $dq0$ . . . . .	28
3.4 Modelo harmônico do GIDA . . . . .	32
3.5 Síntese do Capítulo . . . . .	34

<b>4</b>	<b>Modelo Harmônico do REF</b>	<b>35</b>
4.1	Descrição do sistema e modelagem matemática . . . . .	35
4.1.1	Potência elétrica e comportamento mecânico . . . . .	40
4.1.2	Descrição do sistema e controle de extração da máxima potência .	43
4.2	Síntese do Capítulo . . . . .	44
<b>5</b>	<b>Resultados e discussões</b>	<b>46</b>
5.1	Caso de teste 1: Análise harmônica de um GIGE de 2 MW conectado à rede e acionado por um REF . . . . .	46
5.1.1	Torque eletromagnético e resposta mecânica . . . . .	49
5.1.2	Impacto das componentes harmônicas da armadura do REF no lado do PAC . . . . .	51
5.2	Caso de teste 2: Índices de qualidade e estudo comparativo . . . . .	51
<b>6</b>	<b>Conclusão e trabalhos futuros</b>	<b>56</b>
	<b>Referências bibliográficas</b>	<b>58</b>

---

# Lista de Figuras

---

1.1	Representação esquemática do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA). . . . .	3
1.2	Representação esquemática do Gerador Síncrono a Ímãs Permanentes (GSIP). . . . .	4
2.1	Desenho ilustrativo do sistema proposto para análise de qualidade de energia. . . . .	17
3.1	Curvas de coeficiente de potência em função da relação de velocidades e ângulos das pás. . . . .	22
3.2	Representação ilustrativa de uma máquina elétrica trifásica. (a) distribuição das bobinas e direção da rotação do rotor; (b) vetores de tensão em $abc$ ( $v_a$ , $v_b$ e $v_c$ ) e vetores de tensão em $dq$ , ( $v_d$ e $v_q$ ). . . . .	28
3.3	Relações espaciais entre o referencial estacionário $\alpha\beta$ ; referencial estacionário do rotor $\alpha\beta^r$ ; referencial síncrono da fundamental $dq^+$ , e referenciais síncronos harmônicos $(dq)^{5-}$ e $(dq)^{7+}$ do GIDA. . . . .	33
4.1	GIGE conectado à rede elétrica e acionado pelo REF. . . . .	36
4.2	Circuito equivalente do REF no referencial síncrono $dq^+$ : (a) $d^+$ e (b) $q^+$ . . . . .	37
5.1	(a) Tensão de polo aplicada aos enrolamentos de armadura do REF ( $V_{s,a}^{efr}$ ). (b) Corrente de linha na fase $a$ da armadura do REF ( $I_{s,a}^{efr}$ ). (c) Espectro de frequência de $V_{s,a}^{efr}$ . (d) Espectro de frequência de $I_{s,a}^{efr}$ . (e) Ampliação das componentes harmônicas de baixa ordem de $I_{s,a}^{efr}$ . . . . .	48
5.2	Espectro em frequência das correntes do REF em $dq^+$ . (a) Armadura $I_{s,d}^+$ (azul) e $I_{s,q}^+$ (vermelho). (b) Rotor $I_{r,d}^+$ (azul) e $I_{r,q}^+$ (vermelho). . . . .	49
5.3	Regime permanente das variáveis eletromecânicas para $W_s = 11$ m/s. (a) Potência ativa instantânea ( $P_e$ ) e potência de referência ( $P_e^*$ ). (b) Torque mecânico ( $T_{er}$ ) e torque de referência ( $T_{er}^*$ ). (c) Velocidade mecânica e ( $w_m$ ) e velocidade mecânica de referência ( $w_m^*$ ). (d) Espectro de frequência do torque mecânico. . . . .	50

5.4	(a) Correntes estatóricas do GIGE $I_{s,dq}^+$ em $dq^+$ . (b) Espectro da fase $a$ na corrente do estator no referencial síncrono (c) $I_{s,dq}^+$ . (d) Espectro da corrente estatórica da fase $a$ no referencial natural $I_a^{PAC}$ . . . . .	52
5.5	(a) Tensões harmônicas individuais em comparação com o GIDA considerando as harmônicas da frequência fundamental da rede (60 Hz). (b) Correntes harmônicas individuais em comparação com o GIDA considerando as harmônicas da frequência fundamental da rede (60 Hz). (c) Ordem harmônicas individuais sem a componente fundamental da rede (60 Hz) e Padrão IEEE1547-2018. . . . .	54
5.6	Análise de distorção versus velocidade do vento ( $W_s$ ) para diferentes condições da impedância de Thévenin da rede. (a) Máxima Distorção Harmônica Individual ( $IHD_{I,max}\%$ ). (b) Distorção Nominal Total ( $DNT_I\%$ ). . . . .	55

---

# Lista de Tabelas

---

1.1	Limites de distorção de corrente harmônica máxima em porcentagem de $I_L$ para sistemas de distribuição gerais (120V-69kV) - IEEE 519-2014. . .	7
1.2	Limites de distorção de corrente harmônica máxima em porcentagem de $I_L$ para sistemas de subtransmissão gerais (69001 V- 161000 V) - IEEE 519-2014. . . . .	7
1.3	Limites de distorção de corrente harmônica máxima em porcentagem de $I_L$ para sistemas de transmissão gerais (> 161 kV), geração distribuída e cogeração - IEEE 519-2014. . . . .	8
1.4	Limites de distorção de tensão - IEEE 519-2014. . . . .	8
1.5	Limites das tensões harmônicas individuais - EN 50160. . . . .	8
1.6	Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de corrente- IEC 61000-3-2. . . . .	9
1.7	Limites individuais de distorções harmônicas de corrente em porcentagem da fundamental. . . . .	10
1.8	Valores de referência globais das distorções harmônicas totais- ANEEL. .	10
1.9	Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão - ANEEL. . . . .	11
1.10	Limites de distorção de harmônicos ímpares de corrente em porcentagem da corrente nominal do GD - IEEE 1547-2018. . . . .	12
1.11	Limites de distorção de harmônicos pares de corrente em porcentagem da corrente nominal do GD - IEEE 1547-2018. . . . .	12
2.1	Síntese das contribuições dos trabalho relevantes relacionadas ao trabalho.	19
4.1	REF, GIGE e parâmetros do sistema. . . . .	45
5.1	Valores aproximados das componentes CC das correntes de armadura e rotor do REF. Fonte: Autoria própria. . . . .	49

5.2	Relação entre a velocidade do vento ( $W_s$ ); frequência fundamental do REF ( $f_i$ ); Máximas correntes harmônicas ou inter-harmônicas no PAC ( $I_{h,max}$ ); Componente $cc$ da potência eletromagnética ( $P_{e,dc}$ ); Distorção Nominal Total (DNT-%) da corrente de armadura do REF, da tensão e corrente no PAC. Fonte: Autoria própria. . . . .	53
-----	---	----



---

# Lista de Símbolos e Abreviaturas

---

$P_{wt}$	Potência mecânica da turbina eólica
$\rho$	Densidade do ar
$A_{wt}$	Área das pás das turbina
$R$	Raio da pá
$C_p$	Coefficiente de potência da turbina
$W_s$	Velocidade do vento
$\lambda$	Relção de velocidade na ponta da pá <i>Tip-Speed Ratio</i>
$\omega_t$	Velocidade angular da turbina
$\beta$	Ângulo de <i>pitch</i> das pás
$T_t$	Torque mecânico da turbina
$\omega_a$	Velocidade angular da armadura do REF
$T_a$	Torque mecânica da armadura do REF
$f_{st}$	Frequência de chaveamento do inversor
$f_i$	Frequência fundamental do inversor
$f_{ind,s}$	Frequências totais originadas pelo chaveamento do inversor
$f_{sg}$	Frequência da rede
$v_a^*, v_b^*, v_c^*$	Tensões de referência PWM
$v_{a0}^*, v_{b0}^*, v_{c0}^*$	Tensões de referência PWM otimizadas
$v_h^*$	Tensão de referência auxiliar
$\mu$	Fator de distribuição da modulação PWM otimizada
$\omega_s$	Velocidade angular elétrica da armadura
$\omega_m$	Velocidade angular mecânica no rotor do REF
$\omega_r$	Velocidade angular referente ao escorregamento
$s_{efr}$	Escorregamento do REF
$dq^+$	Referencial síncrono fundamental positivo
$V_{s,d}^+, V_{s,q}^+$	Tensão em $d$ e $q$ em $dq^+$ da armadura do REF
$V_{r,d}^+, V_{r,q}^+$	Tensão em $d$ e $q$ em $dq^+$ do rotor do REF
$I_{s,d}^+, I_{s,q}^+$	Corrente em $d$ e $q$ em $dq^+$ da armadura do REF
$I_{r,d}^+, I_{r,q}^+$	Corrente em $d$ e $q$ em $dq^+$ do rotor do REF
$\lambda_{s,d}^+, \lambda_{s,q}^+$	Fluxo em $d$ e $q$ em $dq^+$ da armadura do REF
$\lambda_{r,d}^+, \lambda_{r,q}^+$	Fluxo em $d$ e $q$ em $dq^+$ do rotor do REF
$r_s$	Resistência de armadura do REF
$r_r$	Resistência de rotor do REF
$L_{sl}$	Indutância de dispersão dos enrolamentos de armadura do REF

$h$	Ordem harmônica
$s_{h,efr}$	Escorregamentos harmônicos do REF
$f_{h,s,dq}^+, f_{h,r,dq}^+$	Componentes harmônicas da armadura e rotor do REF em $dq^+$
$S$	Potência instantânea trifásica na armadura do REF
$P_s$	Potência ativa trifásica instantânea na armadura do REF
$Q_s$	Potência reativa trifásica instantânea na armadura do REF
$P_e$	Potência inst. eletromagnética trifásica na armadura do REF
$P_{cc}, P_{6n,c}, P_{6n,s}, P_{12n,c}, P_{12n,s}$	Coefficientes da potência trifásica ativa instantânea do REF
$Q_{cc}, Q_{6n,c}, Q_{6n,s}, Q_{12n,c}, Q_{12n,s}$	Coefficientes da potência trifásica reativa instantânea do REF
$P_{e,cc}, P_{e,6n,c}, P_{e,6n,s}, P_{e,12n,c}, P_{e,12n,s}$	Coefficientes da potência trifásica eletromagnética instantânea do REF
$T_{er}$	Torque eletromagnético desenvolvido
$T_a$	Torque mecânico na armadura do REF
$T_m$	Torque mecânico no rotor do REF
$J_t$	Inércia da turbina somada à inércia da armadura girante do REF
$J_m$	Somatório da inércia do REF com a inércia do rotor do GIGE
$K_d$	Constante de fricção do rotor
$K_{dt}$	Constante de fricção da turbina
$T_g^*$	Referência do torque eletromagnético no GIGE
$g_b$	Relação de transmissão ( <i>gearbox reatio</i> )
$\omega_{sg}$	Frequência angular síncrona do estator do GIGE
$r_{rg}$	Resistência de enrolamento do GIGE
$X_{rg}$	Reatância de enrolamento do GIGE
$V_{sg}$	Tensão de fase da rede aplicada ao estator do GIGE
$X_{mg}$	Reatância de magnetização do GIGE
$s^*$	Escorregamento de referência do GIGE
$P$	Número de pares de polos do REF
$P_g$	Número de pares de polos do GIGE
$\omega_a^*$	Velocidade de referência da armadura

$Z_{th,1}, Z_{th,2}$	Impedância de <i>Thevenin</i> da rede 1 e 2, respectivamente
$R_{th,1}, R_{th,2}$	Resistência de <i>Thevenin</i> da rede 1 e 2, respectivamente
$L_{th,1}, L_{th,2}$	Indutância de <i>Thevenin</i> da rede 1 e 2, respectivamente
$I_{h,max}$	Máxima corrente harmônica ou inter-harmônica no lado do PAC
$I_{rated}$	Corrente nominal
$DNT$	Distorção Nominal Total, incluindo os inter-harmônicos
$IHD_{H,h}$	Distorção Harmônica Individual da variável sob análise
$H_h$	Componente harmônica individual da variável sob análise
$H_1$	Componente fundamental da variável sob análise
$V_{s,a}^{REF}$	Tensão na fase $a$ da armadura do REF
$I_{s,a}^{REF}$	Corrente na fase $a$ da armadura do REF
$V_a^{PAC}$	Tensão na fase $a$ do PAC
$I_a^{PAC}$	Corrente na fase $a$ do PAC

---

# Capítulo 1

## Introdução

---

A estrutura do Sistema Elétrico de Potência (SEP) tradicional é baseada na geração centralizada de energia elétrica, e de grande porte, cuja energia é transportada por meio de longas linhas de transmissão. A energia é então transferida aos consumidores por meio de linhas de distribuição que são interconectadas ao sistema de transmissão. Boa parte destas unidades de geração são altamente dependentes dos combustíveis fósseis, da energia nuclear, ou de grandes centrais hidroelétricas. No Brasil, por exemplo, o SEP é baseado primariamente na geração hidroelétrica, com aproximadamente 77% da capacidade instalada (BEN, 2021). Neste tipo de geração, são utilizados geradores síncronos acoplados mecanicamente a uma turbina que é movimentada sob a ação da energia cinética das águas. Devido a energia potencial armazenada nos reservatórios de água, a geração hidroelétrica o ajuste de tensão e frequência pode facilmente ser regulada de acordo com a demanda.

Nas últimas décadas, o SEP vem passando por mudanças no seu modelo, tendo em vista o aumento no nível de penetração da geração distribuída (GD), tais como aerogeradores, geradores fotovoltaicos, células de combustível e biodigestores. A crescente inserção das fontes renováveis de energia na forma de GD tem contribuído para a redução das emissões de carbono, possibilitado uma geração mais diversificada e descentralizada, minimizando os custos de transmissão, as perdas elétricas envolvidas e resultando em um aumento da sua eficiência. Dentre as fontes renováveis de energia, a geração fotovoltaica e a eólica têm crescido por conta da redução progressiva dos custos tecnológicos e pela adoção de incentivos fiscais. No Brasil, a potência instalada de unidades eólicas correspondeu a 6,7% da capacidade instalada total da geração de energia elétrica nacional no ano de 2021 (BEN, 2021). Com relação aos sistemas fotovoltaicos (PV) (do inglês, *Photovoltaic*), o Brasil ainda possui uma pequena participação dessa fonte na sua matriz energética. No entanto, a expectativa é que ocorra um crescimento desse tipo de geração nos próximos anos, incentivado pela redução nos preços e facilidades no financiamento

(de Sousa Stilpen & Cheng 2015).

Neste novo modelo do SEP, com a inserção de unidades de GD, é possível agregar características de flexibilidade e inteligência, normalmente denominada de rede elétrica inteligente (do inglês, *smart grid*). Segundo este novo modelo, as unidades de GD podem oferecer suporte à rede elétrica pela aproximação da geração aos centros consumidores, contribuindo para a redução de investimentos na transmissão e distribuição, compensação de reativos e regulação de tensão.

## 1.1 Topologias de aerogeradores

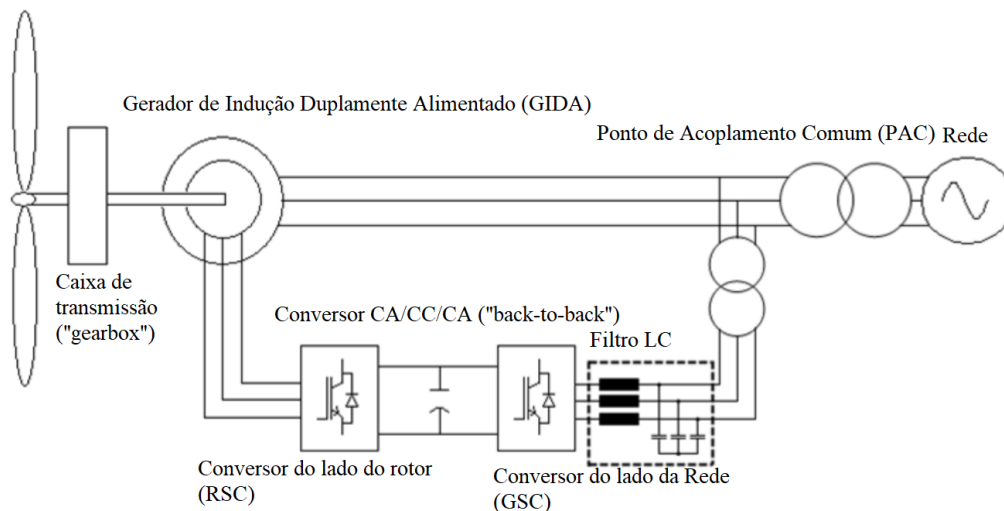
Desde o início do desenvolvimento dos aerogeradores modernos em 1957, o principal conceito aerodinâmico empregado tem sido o da turbina de eixo horizontal de três pás, interconectado à rede elétrica CA. Desde então, muitos conceitos diferentes têm sido desenvolvidos e aplicados com aerogeradores na ordem de potência de kW até MW. Desde 1993, alguns fabricantes têm substituídos os geradores assíncronos tradicionais por geradores síncronos, enquanto outros fabricantes têm introduzido o gerador assíncrono com rotor bobinado. Além disso, o desenvolvimento da indústria eletro-eletrônica permitiu a inclusão de conversores de potência, introduzindo novos conceitos de controle de aerogeradores, conhecidos como velocidade variável. O objetivo desta seção é descrever, sucintamente, os principais tipos de aerogeradores sob uma perspectiva técnica, destacando o desempenho harmônico das topologias atuais diante do avanço tecnológico.

Geradores de turbinas eólicas (TEs) têm sido comumente desenvolvidos com base em máquinas síncronas ou assíncronas. Eles são agrupados em Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa (TEVF) ou Turbinas Eólicas de Velocidade Variável (TEVV) e classificados em quatro tipos diferentes com base em sua tecnologia, cada um com suas vantagens e desvantagens (García-Sánchez et al. 2020). As topologias amplamente utilizadas de TEVFs são o Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (GIGE) e o Gerador de Indução com Rotor Bobinado (GIRB). Por outro lado, os TEVVs empregam comumente o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA) e o Gerador Síncrono com Imãs Permanentes (GSIP). As topologias TEVF funcionam na mesma velocidade de rotação, enquanto que as topologias TEVV podem alterar sua velocidade para seguir o ponto de potência ótimo para cada velocidade do vento. Para atingir essa estratégia de controle, as TEVVs utilizam um conversor de potência parcial ou total e, em contraste com as TEVFs, são conectadas diretamente à rede. Por exemplo, no GIDA, no máximo 30% da potência gerada é processada pelo conversor de potência parcial, enquanto para o GSIP toda a potência gerada é processada pelo conversor completo.

Das oito tecnologias existentes atualmente no mercado (Pereira et al., 2010), as mais empregadas são as de velocidade variável, sendo o GIDA (Figura 1.1) e o GSIP (Figura 1.2) as que têm maior destaque, e são listadas a seguir.

- O GIDA (no inglês DFIG – “Doubly Fed Induction Generator”) é a topologia que, na última década, apresentou um rápido crescimento, em capacidade de potência e volume de mercado. A máquina é um gerador de indução com rotor bobinado. O enrolamento de estator é ligado diretamente à rede elétrica enquanto que o de rotor é conectado através de conversores estáticos, com potência parcial da máquina, na topologia “back-to-back”. Ver Figura 1.1. Essa tecnologia funciona com velocidade variável, mas ainda necessita da caixa de transmissão para conectar a turbina ao gerador;

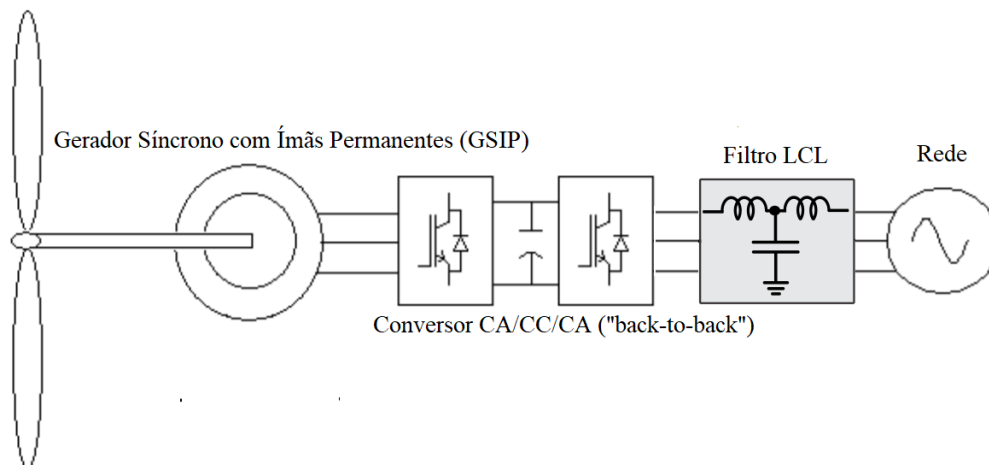
Figura 1.1: Representação esquemática do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA).



Fonte: Adaptado de (Liu et al., 2017).

- A tecnologia a conversor pleno emprega um gerador síncrono, que pode ter um circuito de excitação com rotor bobinado (no inglês, WRSG – “Wound Rotor Synchronous Generator”) ou possuir ímãs permanentes como no caso do GSIP (no inglês, PMSG – “Permanent Magnet Synchronous Generator”). Ver Figura 1.2. Os conversores estáticos também são empregados na topologia “back-to-back”, mas estes possuem a potência plena do sistema. Essa topologia pode ser empregada com ou sem a caixa de transmissão, dependendo do projeto da máquina, e funciona com velocidade variável.

Figura 1.2: Representação esquemática do Gerador Síncrono a Ímãs Permanentes (GSIP).



Fonte: Adaptado de (Liu et al., 2017).

Um dos problemas mais relevantes de qualidade da energia elétrica é controlar a distorção de tensão e corrente no PAC conforme determinado por normas nacionais e internacionais, indicadas mais adiante na Seção 1.3. As topologias citadas acima empregam conversores estáticos e possibilitam o total controle das potências ativa e reativa da máquina, e ambas requerem soluções passivas ou ativas para mitigar os harmônicos ao se conectarem com a rede no PAC. Em conversores com Modulação por Largura de Pulso, ou PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*), tem-se a injeção de interharmônicos em casos de geração de pulsos de forma digital e em decorrência de tempo morto (Leon and Solsona, 2013), (Zhang et al., 2014). No caso do GIDA a potência processada pelo conversor de potência é limitada a 30% da potência total do aerogerador, fato que contribui na injeção de harmônicos na rede. Além disso, como possui dois circuitos de alimentação (rotor e estator), há outros harmônicos injetados na rede incluindo a presença de harmônicos não característicos e de ordens não inteiras ou racionais, constituindo os interharmônicos. Isso decorre do fato de haver reflexão de harmônicos entre o estator e o rotor, e da presença de harmônicos espaciais que dependem do escorregamento da máquina, que geralmente é um valor fracionário. No caso do GSIP, como toda a potência do aerogerador é processada pelo conversor, supõe-se que, em tese, há uma perturbação harmônica ainda maior que no caso do GIDA. Para a operação adequada do GSIP, é necessário o uso de filtros passivos de interconexão, além de técnicas de controle mais avançadas, como as empregadas em filtros ativos de potência. Tais fatores são utilizados como justificativa para a comparação do desempenho harmônico da topologia com o Regulador Eletromagnético de Frequência

(REF) e com o GIDA neste trabalho de Tese.

## **1.2 Distorção Harmônica**

Um dos elementos fundamentais em estudos de qualidade da energia consiste na análise de distorção harmônica das grandezas elétricas. Estes componentes são definidos como o conteúdo de um sinal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência real do sistema. Por outro lado, os interharmônicos se definem como componentes de um sinal em frequências múltiplas não inteiras da fundamental (Testa et al., 2007). Estes possuem amplitude menor que os harmônicos e também resultam em problemas na qualidade da energia, porém, geralmente são distintos daqueles causados pelos harmônicos (Macedo Junior, 2009).

Diante desse cenário, existe uma necessidade crescente de análise e mitigação de harmônicos e interharmônicos em aerogeradores, pois as tecnologias mais utilizadas empregam conversores de potência e estes são as principais fontes de harmônicos. Correntes harmônicas injetadas na rede podem interagir com as impedâncias do sistema elétrico, resultando em ressonâncias, sobrecorrentes e sobretensões danosas aos equipamentos e ao sistema elétrico como um todo. Como efeitos decorrentes das componentes harmônicas na rede elétrica, pode-se ressaltar:

- Amplificação dos níveis harmônicos já existentes, devido a ressonâncias série ou paralelo;
- Interferências em equipamentos de comunicação e instrumentação eletrônica;
- Redução da vida útil dos sistemas elétricos;
- Funcionamento indevido de componentes da rede tais como equipamentos de proteção;
- Emissão de ruídos audíveis;
- Redução na eficiência da geração, transmissão e utilização da energia elétrica;
- Aumento do aquecimento devido ao crescimento das perdas no ferro e cobre nas frequências harmônicas;
- Conjugados frenantes e/ou pulsantes na máquina elétrica.

Todos esses fatores listados comprometem o aerogerador e o sistema elétrico e podem reduzir sua vida útil. Portanto, para a avaliação efetiva do desempenho harmônico do conjunto é importante sua análise, observando-se seus limites de acordo com os padrões requeridos nos indicadores de desempenho.

### 1.3 Indicadores de desempenho harmônico

O aumento crescente da interconexão de GDs bem como o aumento de cargas não-lineares são responsáveis também pelo aumento de distorções harmônicas nos sistemas de potência. Desse modo, surgiu a necessidade de regulamentações com normativas referentes aos limites aceitáveis de distorções no sistema. Com o intuito de se regulamentar e garantir que os níveis excessivos de harmônicos não danifiquem os sistemas elétricos, algumas normas e recomendações foram criadas em âmbito internacional e nacional. Internacionalmente pode-se citar a recomendação IEEE-519-2014, a EN 50160, a série IEC 61000 que trata de compatibilidade eletromagnética e a série IEC 61400, relacionada à conexão de aerogeradores à rede elétrica, e a recomendação específica para a geração distribuída, IEEE 1547-2018. Em âmbito nacional, têm-se os Procedimentos de Rede (PROREDE ONS) e os Procedimentos de Distribuição (PRODIST ANEEL). Para redes de até 230 kV, o PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2014) apresenta níveis de referência para distorções harmônicas de tensão. Em níveis superiores de tensão, o PROREDE Submódulo 2.8 (ONS, 2010a) apresenta limites de harmônicos de tensão. Nesta seção são apresentados tais documentos normativos relacionados aos distúrbios harmônicos e à justificativa da norma utilizada neste trabalho.

#### 1.3.1 IEEE Std 519-2014

A norma IEEE 519-2014 é referente a todos os tipos de carga não-lineares, incluindo os conversores estáticos de potência. A norma descreve e fornece um guia com recomendações envolvendo o controle de harmônicos e compensação do fator de potência desses conversores. Além disso, estabelece limites de distorções de corrente para consumidores individuais de energia elétrica e o seu fornecimento junto à concessionária. Tais limites são estabelecidos de acordo com a impedância de curto-circuito do sistema com o objetivo de limitar em 3% a máxima distorção de tensão em cada componente de frequência e, em 5%, a THD (do inglês *Total Harmonic Distortion*) de corrente. Vale salientar que tais limites são considerados a partir da TDD (do inglês *Total Demand Distortion*) que é definida como a distorção harmônica de corrente, em porcentagem, da máxima demanda

da corrente de carga no intervalo de 15 ou 30 minutos. Nas Tabelas 1.1, 1.2 e 1.3 são apresentados os limites máximos de harmônicos de corrente baseados na razão entre a corrente da carga e da corrente de curto-circuito disponível. A taxa  $I_{SC}/I_L$  é a razão entre a corrente de curto circuito e a máxima corrente fundamental de carga no PAC.

Tabela 1.1: Limites de distorção de corrente harmônica máxima em porcentagem de  $I_L$  para sistemas de distribuição gerais (120V-69kV) - IEEE 519-2014.

$I_{SC}/I_L$	Ordem Harmônica $h$					TDD (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 1.2: Limites de distorção de corrente harmônica máxima em porcentagem de  $I_L$  para sistemas de subtransmissão gerais (69001 V- 161000 V) - IEEE 519-2014.

$I_{SC}/I_L$	Ordem Harmônica $h$					TDD(%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	
< 20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0

Fonte: Autoria própria.

Os limites listados na Tabela 1.4 podem ser usados para o projeto do sistema como valores extremos em condições normais. Para transitórios os limites podem ser excedidos em 50%.

### 1.3.2 EN 50160

A norma EN 50160 fornece os principais parâmetros de tensão e as respectivas margens de perturbações permitidas no PAC do cliente em sistemas de distribuição de energia elétrica de Baixa Tensão (BT) e média tensão (MT), para condições normais de funcio-

Tabela 1.3: Limites de distorção de corrente harmônica máxima em porcentagem de  $I_L$  para sistemas de transmissão gerais ( $> 161$  kV), geração distribuída e cogeração - IEEE 519-2014.

$I_{SC}/I_L$	Ordem Harmônica $h$					TDD (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	
$< 25$	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
$25 < 50$	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
$\geq 50$	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Fonte: Autoria própria.

Tabela 1.4: Limites de distorção de tensão - IEEE 519-2014.

Tensão no PAC	Distorção individual de tensão (%)	THD (%)
$\leq 1,0$ kV	5,0	8,0
1001V até 69 kV	3,0	5,0
69001V até 161kV	1,5	2,5
$>161001$ V	1,0	1,5

Fonte: Autoria própria.

namento. Entre esses parâmetros estão os limites de distorção harmônica de tensão, estabelecidos em porcentagem da tensão fundamental. Na Tabela 1.5 são apresentados os limites de harmônicos de tensão. A THD da tensão de fornecimento incluindo todos os harmônicos até a 40<sup>a</sup> harmônica não deve exceder em 8 %.

Tabela 1.5: Limites das tensões harmônicas individuais - EN 50160.

Harmônicos ímpares				Harmônicos pares	
Não múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Ordem $h$	Tensão relativa (%)	Ordem $h$	Tensão relativa (%)	Ordem $h$	Tensão relativa (%)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6...24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

Fonte: Autoria própria.

### 1.3.3 IEC 6100

A IEC (do inglês *International Electrotechnical Commission*) é uma entidade internacional, que gera recomendações técnicas na área da eletricidade. As normas IEC estão separadas em diversas publicações, e as partes 2 e 3 são específicas para o desempenho harmônico, designadas como série EN 61000. A norma IEC 61000-3-2 refere-se às limitações das harmônicas de corrente injetadas na rede pública de alimentação. Aplica-se a equipamentos elétricos e eletrônicos que tenham uma corrente de entrada de até 16 A por fase, conectados a uma rede pública de BT alternada, com tensão fase-neutro entre 220 e 240 V. Para níveis inferiores, tais limites não foram estabelecidos. A norma IEC 61000-3-4 é aplicável a qualquer equipamento elétrico ou eletrônico, cuja corrente de entrada seja maior que 16 A. Sua tensão de alimentação deve ser menor que 240 V para equipamentos monofásicos ou menor que 600 V para equipamentos trifásicos. Na Tabela 1.6 são apresentados os limites para os valores de harmônicos de corrente de acordo com a IEC 61000-3-2. Os limites impostos pela norma são aplicáveis a equipamentos que operam com potência de até 600 W. Na Tabela 1.7 apresentam-se os limites individuais de corrente para cada harmônico, que estão normalizados em relação à fundamental.

Tabela 1.6: Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de corrente- IEC 61000-3-2.

Ordem Harmônica $h$	Distorção Harmônica Individual de Corrente (%)				
	Classe A	Classe B	Classe C	Classe D	
Ímpares	3	2,3	3,45	30xFP	3,4
	5	1,14	1,71	10	1,9
	7	0,77	1,115	7	1,0
	9	0,4	0,6	5	0,5
	11	0,33	0,495	3	0,35
	13	0,21	0,315	3	0,296
	$15 \leq h \leq 39$	$0,15 \times 15/h$	$0,225 \times 15/h$	3	$3,86/h$
Pares	2	1,08	1,62	2	-
	4	0,43	0,645	-	-
	6	0,3	0,45	-	-
	$8 \leq h \leq 40$	$0,23 \times 8/h$	$0,354 \times 8/h$	-	-

Fonte: Autoria própria.

Tabela 1.7: Limites individuais de distorções harmônicas de corrente em porcentagem da fundamental.

Ordem Harmônica $h$	Harmônico admissível $I_h/I_1$ %	Ordem Harmônica $h$	Harmônico admissível $I_h/I_1$ %
3	21,6	21	$\leq 0,6$
5	10,7	23	0,9
7	7,2	25	0,8
9	3,88	27	$\leq 0,6$
11	3,1	29	0,7
13	2	31	0,7
15	0,7	33	$\leq 0,6$
17	1,2	-	-
19	1,1	Sempre	$\leq 8/h$ ou $\leq 0,6$

Fonte: Autoria própria.

### 1.3.4 ANEEL

As normas internacionais são utilizadas como base para uma regulamentação mais globalizada, e os países fazem ajustes individuais para adequá-las às prioridades nacionais. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica no sistema elétrico nacional no documento "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST" [Módulo 8 *Qualidade da Energia Elétrica 2010*]. Na Tabela 1.8 são apresentados os valores de referência estabelecidos pela ANEEL para as distorções harmônicas totais da tensão de fornecimento. Tais valores são importantes para referenciar o planejamento elétrico no quesito de qualidade de energia elétrica. A Tabela 1.9 apresenta os valores das distorções harmônicas individuais que também devem ser obedecidos.

Tabela 1.8: Valores de referência globais das distorções harmônicas totais- ANEEL.

Tensão nominal do barramento CA	THD (%)
$V_N \leq 1$ kV	10,0
$1$ kV $\leq V_N \leq 13,8$ kV	8,0
$13,8$ kV $\leq V_N \leq 69$ kV	6,0
$69$ kV $\leq V_N \leq 230$ kV	3,0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 1.9: Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão - ANEEL.

Harmônica $h$	Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)				
	$V_N \leq 1\text{kV}$	$1\text{kV} \leq V_N \leq 13,8\text{kV}$	$13,8\text{kV} \leq V_N \leq 69\text{kV}$	$69\text{kV} \leq V_N \leq 230\text{kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	>4	1	0,5	0,5	0,5

Fonte: Autoria própria.

### 1.3.5 IEEE 1547-2018

O padrão IEEE 1547-2018 (IEEE 2018) foi estabelecido devido à expansão das fontes distribuídas e é usado como uma boa indicação da qualidade de energia elétrica de um GD interconectado à rede. A distorção máxima de corrente par e ímpar em porcentagem da corrente nominal, inter-harmônicas e a taxa de distorção nominal de corrente total (DNT) no PAC não devem exceder os limites estabelecidos pela norma, conforme indicado nas Tabelas 1.10 e 1.11, respectivamente.

O conceito de DNT foi introduzido nessa norma e utilizado em vez do TDD em (IEEE 2014), pois inclui as distorções harmônicas pares e ímpares além das inter-harmônicas, como calculado em (1.1) e limitado a um máximo de 5%, (ver Tabela 1.10) ,

$$\%DNT_I = \frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_{rated}} \times 100\%, \quad (1.1)$$

Tabela 1.10: Limites de distorção de harmônicos ímpares de corrente em porcentagem da corrente nominal do GD - IEEE 1547-2018.

$h$	Ordem harmônica ímpar $h$					DNT (%)
	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
%	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 1.11: Limites de distorção de harmônicos pares de corrente em porcentagem da corrente nominal do GD - IEEE 1547-2018.

$h$	Ordem harmônica par $h$				$8 \leq h < 50$
	$h = 2$	$h = 4$	$h = 6$		
%	1,0	2,0	3,0	Faixa igual à especificada na Tabela 1.10	

Fonte: Autoria própria.

em que  $I_{rms}^2$  representa o valor quadrático da corrente do gerador distribuído, incluindo todos os componentes de frequência;  $I_1$  corresponde ao componente de corrente fundamental  $rms$ ; e  $I_{rated}$  é a capacidade de corrente nominal do GD no PAC. Por ser a norma mais recente, incluir o peso dos inter-harmônicos no cálculo das distorções harmônicas e ser específico para inter-operabilidade de fontes distribuídas interconectadas à rede elétrica, os indicadores contidos na norma IEEE 1547-2018 são utilizados para avaliar o desempenho harmônico da estrutura proposta neste trabalho.

## 1.4 Organização do Trabalho de Tese

Este trabalho está subdividido em quatro capítulos principais. No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte, no qual são destacados os pontos relevantes dos trabalhos relacionados, e qual a contribuição desta Tese. No capítulo 3 são descritos, inicialmente, os modelos matemáticos da turbina e do inversor. Em seguida, é apresentada a teoria  $p - q$  de forma sucinta. Finalmente, o modelo harmônico do GIDA é apresentado com base na teoria  $p - q$  no referencial síncrono. No Capítulo 4, é fornecido o modelo genérico dos harmônicos em regime permanente do REF. Primeiro, o modelo matemático é desenvolvido no referencial síncrono  $dq^+$  na frequência fundamental do inversor. A seguir, são descritas as expressões derivadas de potências e torque, considerando as componentes harmônicas no REF. A partir das equações, é possível avaliar o impacto nas tensões e

correntes de armadura e de rotor do REF, perturbações de torque e velocidade no acoplamento mecânico entre o eixo do REF e o eixo do GIGE; e o reflexo dessas perturbações nas variáveis elétricas no estator do GIGE. No Capítulo 5, é realizada a análise harmônica, com base nos modelos desenvolvidos, dos resultados de regime permanente das variáveis elétricas e mecânicas de um GIGE de 2,0 MW conectado à uma rede elétrica de 13,8 kV por meio de um transformador de acoplamento, e por último, são comparados os índices de qualidade de energia baseados na norma IEEE 1547-2018, parâmetros coletados de um caso real com um GIDA e o impacto da impedância da rede no desempenho do conteúdo harmônico no PAC.

---

## Capítulo 2

### Revisão Bibliográfica

---

Nos últimos anos, tem ocorrido uma elevação no nível de penetração de sistemas de geração por fontes de energia renováveis no Sistema Elétrico de Potência (SEP). Devido à maior controlabilidade dos conversores de potência, eles têm sido amplamente utilizados para processar a energia gerada por essas fontes. Porém, a inserção de unidades de GD que utilizam fontes renováveis de energia como geração eólica e PV, tem resultado em novos desafios relativos a: qualidade da energia elétrica, controle do fluxo de potência, estabilidade e proteção inteligente. Tais desafios decorrem da não-despachabilidade em potência dessas fontes, da ausência de inércia do sistema de interconexão, problemas de estabilidade de tensão ou frequência, e das componentes harmônicas inseridas na rede elétrica decorrentes do seu processo de modulação e comando (Wang & Anderson 2021). Para garantir a estabilidade do SEP, têm sido propostas modificações nas regulamentações como nas normas citadas no Capítulo 1. Além disso, novas estratégias de controle, supervisão e proteção têm sido desenvolvidas, tais como: técnicas de controle robusto, novos métodos de detecção de faltas e proteção, inserção de mecanismos de inércia, e a integração de sistemas de armazenamento de energia elétrica.

Aplicações de armazenamento de energia têm sido propostas para mitigar o efeito intermitente, controle de frequência primária e regulação de despacho de energia (Pazmiño et al. 2021) e (Amin et al. 2021). No entanto, tais tecnologias aumentam a complexidade devido à adição de dispositivos de armazenamento de energia distribuídos, como baterias, *flywheels* e supercapacitores. Outras soluções têm sido propostas para emular a inércia através de estratégias de controle utilizando conversores de potência, mas estão limitadas às restrições operacionais do conversor (Yao et al. 2017). Outra desvantagem da interconexão com a rede de um conversor de energia é a emissão de harmônicas gerada pelo processo de chaveamento, no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) com a rede local. Esses efeitos são ainda mais acentuados em GDs baseados em fontes intermitentes, GDs interconectados com malhas fracas, ou causados por cargas não lineares locais no

PAC (Lumbreras et al. 2020). Para mitigar tais distorções harmônicas, vários estudos têm sido propostos, usando filtros passivos como as configurações L, LC e LCL (Kalmbach et al. 2020); usando filtros ativos (Hoon et al. 2017); ou sistemas de armazenamento de energia (Das et al. 2019).

Muitas estratégias de controle foram desenvolvidas para mitigar harmônicos em TEVVs (Yao et al. 2013) e (Khan et al. 2019). O trabalho em (Hu et al. 2011) propõe um modelo matemático e uma estratégia de controle para o GIDA em condições de desequilíbrio e distorções na tensão da rede no PAC. O controlador de corrente consiste em um regulador PI e um compensador ressonante de frequência dupla, sintonizado duas e seis vezes a frequência da rede, projetado para regular os componentes harmônicos fundamental, de quinta e de sétima ordem. Outra estratégia de controle otimizada considerando distúrbios harmônicos na rede, incluindo os componentes inter-harmônicos é detalhado em (Pang et al. 2020). Conforme discutido em (Djurović & Williamson 2010), as distorções elétricas GIDA geram distúrbios em variáveis mecânicas vistas como ondulações de velocidade, que também são inversamente proporcionais à constante de inércia. Além disso, cada harmônico de alimentação dá origem a uma frequência harmônica de corrente correspondente no rotor do gerador e cria um conjunto de correntes inter-harmônicas. Uma tendência semelhante pode ser observada no sinal de torque, em que vários torques pulsantes adicionais surgem da presença de cada harmônico na tensão de alimentação. Conforme detalhado em (Liao et al. 2003), se essas oscilações não forem removidas no GIDA, a largura de banda da malha de controle deve ser limitada para fornecer atenuação suficiente das componentes oscilatórias para mitigar perturbações na corrente referência.

Em (Xu et al. 2012), um modelo matemático de GIDA é proposto no referencial estacionário positivo fundamental,  $dq^+$ , especificamente para os componentes de quinta e sétima ordem dos harmônicos na tensão da rede, adicionado a resultados experimentais de distorções nas correntes do estator e do rotor, nas oscilações nas potências ativa e reativa, bem como no torque eletromagnético no estator. Em (Fan et al. 2010), uma plataforma de ensaios é desenvolvida para a análise de harmônicos do GIDA, inserindo condições não-senoidais no rotor, desequilíbrios no estator, e os torques resultantes produzidos por essas interações entre o estator e os harmônicos do rotor. Em (Hernández-Mayoral et al. 2020), uma análise harmônica no domínio da frequência é desenvolvida com validação experimental usando uma plataforma conectada à rede do GIDA de 3 kW, com análise até 25ª ordem harmônica .

Os resultados apresentados em (Beleiu et al. 2020) comprovam que os harmônicos do estator injetados no motor de indução convencional afetam a qualidade da energia nas variáveis elétricas, bem como a presença de oscilações significativas na parte mecânica

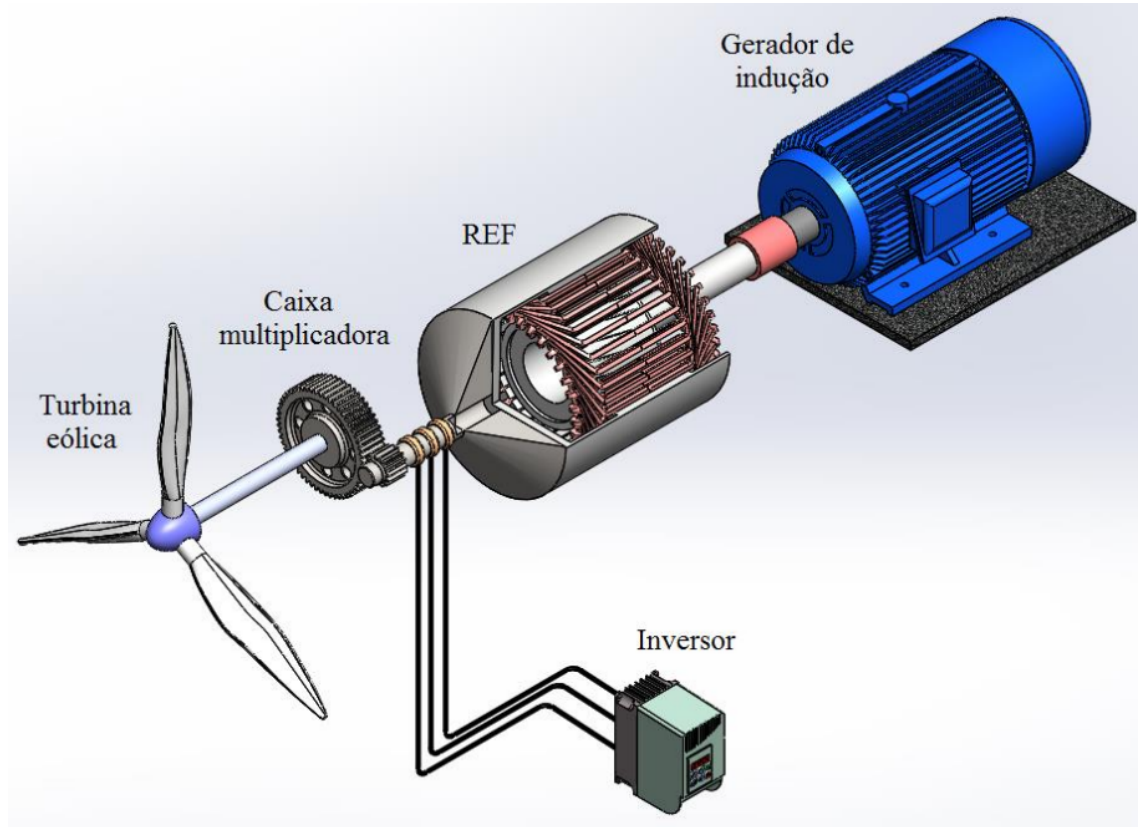
do sistema de acionamento. Em (García et al. 2018), um novo modelo é desenvolvido usando modelagem de circuito harmônico para análise de distorção harmônica de um gerador de indução em gaiola. A vantagem do modelo proposto é um método de solução mais simples do que o domínio harmônico dinâmico, pois ele resolve equações algébricas ao invés de equações diferenciais no espaço de estados.

Outras soluções TEVVs foram desenvolvidas para evitar dispositivos conversores de energia conectados diretamente à rede elétrica, visando o aumento natural da inércia do sistema e diminuição do conteúdo harmônico, bem como a consequente redução da complexidade inerente da adição de controladores e filtros passivos. Por exemplo, em (You et al. 2013) é proposto um "Acoplador Eletromagnético"(AE) para o acionamento do gerador síncrono conectado ao barramento de 690 V. No trabalho (You et al. 2013) verifica-se um bom desempenho do AE com relação à capacidade de suporte à falhas (do inglês "*Fault Ride-Through*"). Por outro lado, em (You et al. 2014) demonstra-se que o AE possui um melhor desempenho na regulação de frequência do que o GIDA E GSIP, já que ambos têm baixa inércia natural, sendo necessário emula-la por estratégias de controle específicas.

O Regulador de Frequência Eletromagnética (REF), cuja patente foi concedida em (Pinheiro et al., 2021) é uma topologia semelhante ao AE, e consiste em uma máquina de indução com o rotor em gaiola de esquilo e uma armadura rotativa dotada de um enrolamento trifásico que pode ser alimentado por uma fonte secundária (Vitor Silva et al. 2015) (Silva, Pinheiro, Salazar & Fernandes 2015), (Silva, Pinheiro, Salazar, Júnior & Fernandes 2015). Por ser baseado em uma máquina de indução, é possível trabalhar com a velocidade variável de vento, mantendo-se constante a velocidade de saída, no eixo da máquina. Em síntese, o REF é considerado um acoplador eletromagnético entre eixos mecânicos girantes com diferentes velocidades. Um inversor de frequência é usado para ajustar a corrente elétrica injetada na armadura e, através do campo girante produzido, regular a velocidade angular na referência desejada. Pelo fato de não utilizar um conversor de potência conectado diretamente à rede elétrica e pela inclusão de uma máquina elétrica entre a turbina e o gerador, o REF aumenta a resposta inercial do sistema de geração eólica. Em (Silva, Pinheiro, Salazar, Júnior & Fernandes 2015) a modelagem matemática do REF é apresentada, e a estratégia de regulação da velocidade no eixo de saída do REF, acoplado ao eixo do gerador síncrono é validada através de resultados de simulação e experimentais em diferentes condições de vento, incluindo o cálculo da eficiência do sistema na operação de regime permanente. A regulação de um GIGE conectado à rede elétrica e acionado pelo REF para rastreamento de referência do ponto de máxima potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking-MPPT*), de acordo com a velocidade angular va-

riável da turbina eólica é proposto em (Ramos et al. 2019), cujo sistema é representado esquematicamente na Figura 2.1. Em (Ramos et al. 2019), o inversor foi modelado como uma fonte de tensão senoidal, pois o objetivo da investigação era a validação da estratégia de controle otimizada.

Figura 2.1: Desenho ilustrativo do sistema proposto para análise de qualidade de energia.



Fonte: (Ramos et al. 2019)

## 2.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo analisar o efeito dos componentes harmônicos originados da injeção de correntes de armadura não-senoidais resultante da operação do inversor. Como se trata de um estudo de regime permanente, distorções decorrentes das oscilações da velocidade do vento na potência gerada pela turbina não serão consideradas. Este caso não é exatamente igual às condições reais, mas é considerado para analisar os efeitos independentes de distorções originadas por oscilações mecânicas e distorções na parte elétrica. Uma descrição geral do sistema é apresentada primeiro para, em seguida,

desenvolver a modelagem das componentes no referencial síncrono. As fontes harmônicas aqui consideradas são apenas as características herdadas do processo de chaveamento do inversor. As tensões e correntes na armadura, não-senoidais, são decompostas em componentes harmônicos e suas sequências correspondentes são identificadas. Em seguida, os harmônicos induzidos no rotor do REF são analisados e calculados, a partir dos quais são encontrados os torques e as velocidades mecânicas angulares produzidas por essas interações entre os componentes harmônicos do estator e do rotor. Além disso, os índices de qualidade de energia são verificados no lado da rede para análise da influência do conversor no PAC.

## 2.2 Contribuições

A principal contribuição deste trabalho é a modelagem das perturbações harmônicas e a análise de resposta do REF, incluindo os subsistemas elétricos e mecânicos, uma vez que o tema em questão não foi abordado nos trabalhos anteriores relacionados (Vitor Silva et al. 2015), (You et al. 2013), (Ramos et al. 2019), (You et al. 2014), (Patriota 2020), indicado sinteticamente na Tabela 2.1. A partir do modelo matemático é possível analisar os componentes harmônicos e as oscilações da potência ativa, reativa e do torque eletromagnético quando a tensão da armadura do REF é distorcida com harmônicos característicos do inversor. Os modelos permitem o estudo das distorções harmônicas e dos índices de qualidade de energia refletidos no lado do PAC de um Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (GIGE) acionado por um REF, cujos enrolamentos de armadura são excitados pelo inversor. Além disso, alguns resultados comprovam a correlação entre condição de rede e a taxa de distorção harmônica no PAC. Uma contribuição subsequente deste trabalho é a comparação dos resultados obtidos utilizando o sistema proposto com a norma IEEE-1547-2018, que regulamenta os índices de qualidade de energia na interconexão dos GDs com a rede convencional. Por fim, o uso de um caso de dados reais coletados de distorções harmônicas do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA) no PAC é utilizado como elemento de comparação com o GIGE acionado pelo REF, já que ambos são de velocidade variável e baseados no gerador de indução convencional.

Na Tabela 2.1 estão sintetizados os temas das principais contribuições dos trabalhos relacionados ao tema desta Tese.

Em relação à divulgação dos resultados obtidos desta Tese, o artigo de periódico (da Silva et al. 2021) foi publicado.

- da Silva, J.C.L.; Ramos, T.; Medeiros Júnior, M.F. Modeling and Harmonic Im-

Tabela 2.1: Síntese das contribuições dos trabalho relevantes relacionadas ao trabalho.

Referência	Modelagem	Controle	Aplicações	Análise de qualidade
(You et al. 2013)	✓	✓	-	-
(You et al. 2014)	✓	✓	✓	-
(Vitor Silva et al. 2015)	✓	✓	✓	-
(Ramos et al. 2019)	✓	✓	✓	-
(Patriota 2020)	✓	✓	✓	-
<b>(da Silva et al. 2021)</b>	✓	-	✓	✓

Fonte: Autoria própria.

Modelagem - objetivo do trabalho referente à modelagem matemática da máquina elétrica; Controle - objetivo referente à proposição de novas técnicas de controle; Aplicações - resultados comprovados com simulação e/ou aplicação de um caso real da estrutura proposta; Análise da qualidade - objetivo do trabalho referente ao estudo de qualidade de energia elétrica;

pact Mitigation of Grid-Connected SCIG Driven by an Electromagnetic Frequency Regulator. *Energies* 2021, 14, 4524. <https://doi.org/10.3390/en14154524>

Outros artigos foram produzidos durante o doutorado e abordam aspectos não só relacionados aos harmônicos nos sistemas de conversão de energia eólica, tema desta Tese, mas também outras questões relacionadas a qualidade de energia nesses sistemas, como a questão da comparação de desempenho harmônico de conversores estáticos. Os artigos são listados abaixo, do mais recente até o mais antigo.

- Nolasco, Diego H.S. ; Costa, Flavio B. ; Palmeira, Eduardo S. ; Alves, Denis K. ; Bedregal, Benjamín R.C. ; Rocha, Thiago O.A. ; Ribeiro, Ricardo L.A. ; Silva, Juliano C.L. . Wavelet-fuzzy power quality diagnosis system with inference method based on overlap functions: Case study in an AC microgrid. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, v. 85, p. 284-294, 2019.
- Silva, J. C. L.; Ribeiro, R. L. A. ; Rocha, T. O. A. ; Costa, F. B. . Estratégia de Controle Cooperativo para Unidades de Geração Distribuídas Integradas a Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica. In: *Seminário de Eletrônica e Potência e Controle (SEPOC)*, 2018, Santa Maria - RS.
- Aquino, R. R. ; Silva, J. C. L. ; Ribeiro, R. L. A. ; Rocha, T. O. A. . Análise do Acoplamento de Potência na Integração de Geração Distribuída em Microrredes CA. In: *Seminário de Eletrônica e Potência e Controle (SEPOC)*, 2018, Santa Maria - RS.

- Silva, J. C. L.; Nascimento, T. F. ; Rocha, T. O. A. ; Ribeiro, R. L. A. . Plataforma para Estudos de Sistemas de Conversão Empregados na Interconexão de Unidades de Cogeração Eólica com a Rede Elétrica. In: Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2018.
- Acevedo Bueno, Diego A. ; Leal da Silva, Juliano C. ; Da Silva, Edison Roberto C.; Vitorino, Montie A. Five-level reduced hybrid inverter with coupled inductors. In: 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2017, Cincinnati. p. 5273.
- da Silva, Juliano C. L.; Monteiro, Roana d'Ávila S. M. Four and five level hybrid inverters with reduced number of components and low harmonic content. In: 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017, Florianopolis. 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017.

---

# Capítulo 3

## Fundamentação teórica

---

Neste capítulo é apresentada uma descrição dos modelos matemáticos bem consolidados na literatura, e que serão utilizados para melhor entendimento do sistema proposto. Inicialmente é realizada a descrição da conversão do vento por meio da turbina eólica, seguida da técnica de controle e modulação do inversor do REF e, por último, o equacionamento dos harmônicos de um GIDA no referencial síncrono, com base na teoria  $p - q$ . Tais equações serão utilizadas como referência para o desenvolvimento do modelo harmônico do REF no próximo capítulo.

### 3.1 Turbina Eólica

O modelo matemático da turbina eólica (3.1) descreve a relação entre a velocidade do vento e a potência mecânica extraída do vento (García et al. 2018), (Kolesnik & Kuperman 2017),

$$\begin{cases} P_{wt} = \frac{1}{2} \rho A_{wt} W_s^3 C_p(\lambda_p, \beta), \\ \lambda_p = \frac{\omega_t R}{W_s}, \end{cases} \quad (3.1)$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar;  $A_{wt} = \pi R^2$  a área das pás da turbina;  $C_p$  o coeficiente de potência, que descreve o desempenho aerodinâmico da turbina e é função da relação velocidade da ponta da pá ( $\lambda_p$ ) e a velocidade do vento ( $W_s$ ) e o passo-pá ( $\beta$ ). Na fórmula da relação da velocidade de ponta,  $\omega_t$  é a velocidade angular da turbina.  $C_p$  pode ser obtido em (3.2) e tem um valor máximo teórico igual a 0,593 de acordo com o limite de Betz

(Ackermann 2005) (ver Figura 3.1).

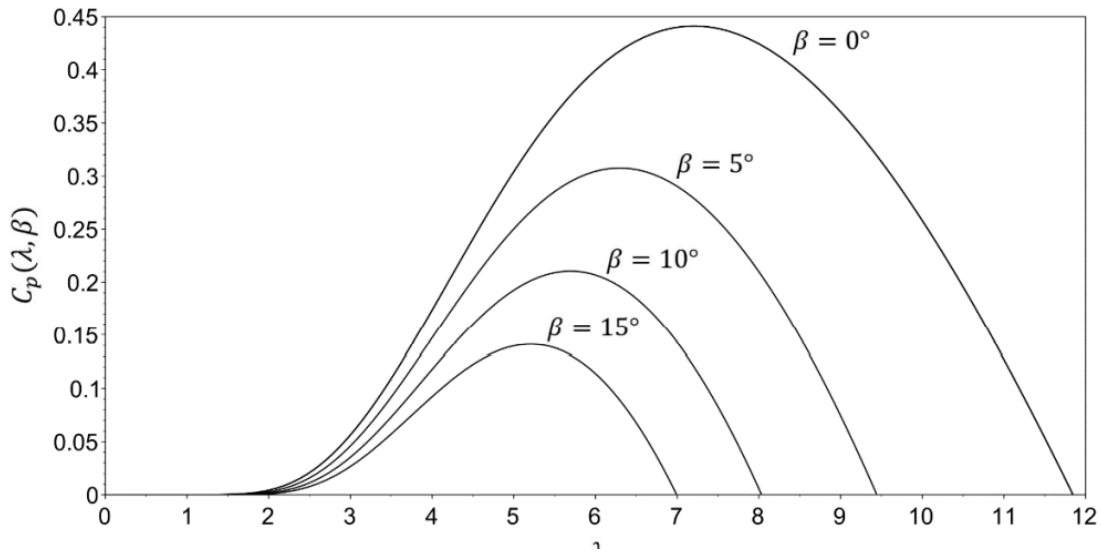
$$\begin{cases} C_p(\lambda_p, \beta) = 0.73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.02\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}}, \\ \lambda_i = \left( \frac{1}{\lambda_p - 0.02\beta} + \frac{0.003}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}, \end{cases} \quad (3.2)$$

O torque mecânico produzido pela turbina eólica (Ramos et al. 2019) pode ser obtido em (3.3) como

$$T_t = \frac{P_{wt}}{w_t} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{C_p(\lambda_p, \beta)}{\lambda_p} W_s^2. \quad (3.3)$$

Uma caixa multiplicadora de velocidade é usada para reduzir o torque na saída da turbina

Figura 3.1: Curvas de coeficiente de potência em função da relação de velocidades e ângulos das pás.



Fonte: (Ramos et. al, 2019).

eólica. Este componente é definido por (3.4) como

$$gb = \frac{\omega_a}{\omega_t} = \frac{T_t}{T_a}. \quad (3.4)$$

onde  $T_t$  é o torque da turbina, e  $\omega_a$  e  $T_a$  são a velocidade angular e o torque da armadura do REF no lado de alta velocidade da caixa de engrenagens, respectivamente.

## 3.2 Inversor e estratégia de modulação PWM

O conversor estático regula a frequência e a amplitude da tensão aplicada aos enrolamentos da armadura do REF, geralmente por uma estratégia de Modulação por Largura de Pulso (do inglês *Pulse Width Modulation- PWM*). Esses harmônicos consistem em espectros locais centrados em múltiplos da frequência de chaveamento ( $f_{st}$ ) com bandas laterais em múltiplos da frequência de referência fundamental do inversor ( $\pm f_i$ ). Portanto, as frequências resultantes do efeito de comutação  $f_{ind,s}$  aparecem no espectro de tensão e corrente dos enrolamentos da armadura REF e são descritas por (3.5), (Mohan et al. 2002),

$$f_{ind,s} = |lf_{st} \pm mf_i|; l = 0, 1, 2, 3, \dots, m = 0, 1, 2, 3, \dots, \quad (3.5)$$

os valores dos índices  $l$  e  $m$  dos harmônicos resultantes dependem de vários fatores, como a técnica PWM usada, a topologia do conversor e o esquema de comutação. Neste trabalho foi utilizado um inversor trifásico convencional de dois níveis com modulação PWM otimizada, aumentando a região linear e evitando distorções extras na tensão de saída devido à sobremodulação. Além disso, o tempo morto de chaveamento não foi considerado, o que poderia resultar em harmônicos adicionais de baixa ordem. Nesta estratégia, as tensões de referência  $v_a^*$ ,  $v_b^*$  e  $v_c^*$  são adicionadas a uma variável de tensão auxiliar ( $v_h^*$ ) em (3.6)-(3.8) para obter uma forma de onda PWM otimizada.

$$v_{a0}^* = v_a^* + v_h^*, \quad (3.6)$$

$$v_{b0}^* = v_b^* + v_h^*, \quad (3.7)$$

$$v_{c0}^* = v_c^* + v_h^*, \quad (3.8)$$

com

$$v_h^* = V_{CC}(\mu - 0,5) + (\mu - 1)V_{max} - \mu V_{min}, \quad (3.9)$$

em que  $v_{a0}^*$ ,  $v_{b0}^*$  e  $v_{c0}^*$  são as tensões de referência atualizadas para comparação com o sinal triangular e gerar os pulsos de chaveamento;  $V_{max} = \max\{v_a^*, v_b^*, v_c^*\}$  e  $V_{min} = \min\{v_a^*, v_b^*, v_c^*\}$ ; e  $\mu$  é o fator de distribuição e determina o intervalo de tempo da roda livre distribuído ao longo do período de comutação. Neste trabalho,  $\mu = 0,5$  é escolhido a fim de gerar uma forma de onda de tensão de referência simétrica que represente a menor THD (Jacobina et al. 2001). Além disso, observa-se que  $v_h^*$  é adicionado igualmente em todas as fases de tensão de referência e, portanto, é eliminado na composição das tensões de linha ( $v_{ab}^*$ ,  $v_{bc}^*$  e  $v_{ca}^*$ ).

### 3.3 Teoria $p - q$ incluindo as componentes harmônicas

O modelo utilizado para avaliar as distorções harmônicas pode ser representado nos três referenciais (natural ou  $abc$ , síncrono ou  $dq$  e estacionário ou  $\alpha\beta 0$ ), com base nas transformações de referencial de Clark e Park. A partir dessas transformações o cálculo das potências pode ser feito com base na teoria das potências instantâneas ou teoria  $p - q$  (Akagi et al. 2017).

No caso geral de um sistema trifásico desbalanceado e com harmônicos, as tensões são dadas por 3.10,

$$v_k(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2}V_{kn} \text{sen}(\omega_n t + \phi'_{kn}) \quad k = a, b, c. \quad (3.10)$$

A teoria da potência ativa e reativa foi generalizada utilizando a série de Fourier em conjunto com a decomposição em componentes simétricas para tratar um sistema que contém distorções e desbalanceamentos. Para determinar as componentes simétricas de um conjunto de tensões de sequência zero, positiva e negativa utiliza-se 3.11,

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{n0} \\ \mathbf{V}_{n+} \\ \mathbf{V}_{n-} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 0 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{an} \\ \mathbf{V}_{bn} \\ \mathbf{V}_{cn} \end{bmatrix}, \quad (3.11)$$

em que as grandezas com letras em maiúsculo e negrito são empregadas para representar os fasores e  $a = e^{j2\pi/3}$ . A transformação inversa de 3.11 é dada por 3.12,

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{an} \\ \mathbf{V}_{bn} \\ \mathbf{V}_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 0 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{n0} \\ \mathbf{V}_{n+} \\ \mathbf{V}_{n-} \end{bmatrix}. \quad (3.12)$$

Reescrevendo as equações no domínio do tempo para o  $n$ -ésimo termo da série de Fourier,

$$v_{an}(t) = \sqrt{2}[V_{n0} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n0}) + V_{n+} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n+}) + V_{n-} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n-})], \quad (3.13)$$

$$v_{bn}(t) = \sqrt{2}[V_{n0} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n0}) + V_{n+} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n+} - \frac{2\pi}{3}) + V_{n-} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n-} + \frac{2\pi}{3})], \quad (3.14)$$

$$v_{cn}(t) = \sqrt{2}[V_{n0} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n0}) + V_{n+} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n+} + \frac{2\pi}{3}) + V_{n-} \text{sen}(\omega_n t + \phi_{n-} - \frac{2\pi}{3})]. \quad (3.15)$$

Tais equações também podem ser aplicadas nas correntes de um sistema trifásico. Na

teoria  $p - q$ , um conjunto de potências instantâneas é definido no domínio do tempo em sistemas trifásicos. Nessa teoria é utilizada a transformação  $\alpha\beta 0$ , também conhecida como transformada de Clark, que consiste em uma matriz de transformação linear entre tensões e correntes trifásicas para o referencial estacionário, no domínio do tempo. A transformação de Clark separa a componente homopolar da tensão e corrente nas fases  $abc$ . Vale salientar que em sistemas trifásicos balanceados as componentes homopolares são nulas, de modo que as tensões e correntes em  $abc$  podem ser representadas por tensões e correntes em  $\alpha\beta$ , sem perda de qualquer informação. A transformação das tensões e correntes do referencial natural para o referencial estacionário são dadas por 3.16 e 3.17, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Os eixos das fases  $abc$  são defasados espacialemente em  $120^\circ$  entre si, enquanto os eixos  $\alpha\beta$  são ortogonais. A transformada de Clarke foi estabelecida de tal forma que o eixo  $\alpha$  é paralelo ao eixo  $a$ , enquanto o eixo  $\beta$  está em uma direção em que os vetores de corrente e tensão giram no mesmo sentido no referencial natural. A potência instantânea trifásica nos eixos  $abc$  é tradicionalmente definida por 3.18.

$$p_t(t) = v_a(t)i_a(t) + v_b(t)i_b(t) + v_c(t)i_c(t), \quad (3.18)$$

Aplicando as transformações de 3.16 e 3.17 em 3.13, 3.14 e 3.15, obtêm-se as tensões em 3.19, 3.20 e 3.21,

$$v_0 = \sum_{n=1}^{\infty} -\sqrt{6}V_{0n}\text{sen}(\omega_n t + \phi_n), \quad (3.19)$$

$$v_\alpha = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{n+}\text{sen}(\omega_n t + \phi_{n+}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{n-}\text{sen}(\omega_n t + \phi_{n-}), \quad (3.20)$$

$$v_\beta = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{n+}\text{cos}(\omega_n t + \phi_{n+}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{n-}\text{cos}(\omega_n t + \phi_{n-}), \quad (3.21)$$

e correntes em 3.22, 3.23 e 3.24,

$$i_0 = \sum_{m=1}^{\infty} -\sqrt{6}I_{m0}\text{sen}(\omega_n t + \delta_{m0}), \quad (3.22)$$

$$i_\alpha = \sum_{m=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{m+}\text{sen}(\omega_n t + \delta_{m+}) + \sum_{m=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{m-}\text{sen}(\omega_n t + \delta_{m-}), \quad (3.23)$$

$$i_\beta = \sum_{m=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{m+}\text{cos}(\omega_n t + \delta_{m+}) + \sum_{m=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{m-}\text{cos}(\omega_n t + \delta_{m-}), \quad (3.24)$$

As potências ativa  $p$ , reativa  $q$  e de sequência zero  $p_0$ , são dadas por 3.25,

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}, \quad (3.25)$$

a potência instantânea trifásica ativa (3.18) nos eixos  $\alpha\beta 0$  é dada por 3.26,

$$p_t = v_0 i_0 + v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta = p_0 + p. \quad (3.26)$$

Na teoria  $p-q$  também é definida a potência instantânea imaginária, que corresponde ao cálculo da potência reativa dada por 3.27,

$$q = v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta. \quad (3.27)$$

A potência reativa instantânea existe nas fases individualmente mas não contribui para a potência ativa instantânea. Em (Akagi et al. 2017) a potência reativa  $q$  foi denominada volt-ampère imaginário. Em um sistema trifásico sem distorções as potências ativa e reativa são grandezas constantes, por estarem em sincronia com o ângulo utilizado na transformação de Park. No entanto, sob condições de perturbações harmônicas e de desbalanceamento,  $p_0$ ,  $p$  e  $q$  são compostas por: componentes constantes, representadas por  $\bar{p}_0$ ,  $\bar{p}$  e  $\bar{q}$  e grandezas oscilatórias relativas às harmônicas, representadas por  $\tilde{p}_0$ ,  $\tilde{p}$  e  $\tilde{q}$  em 3.28. Sendo assim, a análise dos harmônicos se torna simples, pois a componente fundamental, cujo valor é contínuo, é facilmente identificada com relação aos harmônicos, com

grandezas alternadas.

$$\begin{aligned}
 \underbrace{p_0}_{cc+ca} &= \underbrace{\bar{p}_0}_{cc} + \underbrace{\tilde{p}_0}_{ca}, \\
 \underbrace{p}_{cc+ca} &= \underbrace{\bar{p}}_{cc} + \underbrace{\tilde{p}}_{ca}, \\
 \underbrace{q}_{cc+ca} &= \underbrace{\bar{q}}_{cc} + \underbrace{\tilde{q}}_{ca},
 \end{aligned} \tag{3.28}$$

substituindo 3.19, 3.20 e 3.21 e 3.22, 3.23 e 3.24 em 3.28, é possível expandir as expressões de  $p_0$ ,  $p$  e  $q$  conforme as seguintes equações.

$$\bar{p}_0 = 3 \sum_{n=1}^{\infty} [V_{0n+} I_{0n+} \cos(\phi_{n0} - \delta_{m0})] \tag{3.29}$$

$$\begin{aligned}
 \tilde{p}_0 = 3 \sum_{m \neq n} \sum_{n=1}^{\infty} \{ & [V_{n0} I_{m0} \cos(\omega_n - \omega_m)t + \phi_{n0} - \delta_{m0}] + \\
 & - [V_{n0} I_{m0} \cos(\omega_m + \omega_n)t + \phi_{n0} + \delta_{m0}] \}
 \end{aligned} \tag{3.30}$$

$$\bar{p} = 3 \sum_{n=1}^{\infty} [V_{n+} I_{n+} \cos(\phi_{n+} - \delta_{m+}) + V_{n-} I_{n-} \cos(\phi_{n-} - \delta_{m-})] \tag{3.31}$$

$$\begin{aligned}
 \tilde{p} = 3 \sum_{m \neq n} \sum_{n=1}^{\infty} \{ & [V_{n+} I_{m+} \cos(\omega_n - \omega_m)t + \phi_{n+} - \delta_{m+}] + \\
 & + [V_{n-} I_{m-} \cos(\omega_m - \omega_n)t + \phi_{n-} - \delta_{m-}] + \\
 & + [V_{n+} I_{m-} \cos(\omega_m + \omega_n)t + \phi_{n+} - \delta_{m-}] + \\
 & + [V_{n-} I_{m+} \cos(\omega_n + \omega_m)t + \phi_{n-} - \delta_{m+}] \}
 \end{aligned} \tag{3.32}$$

$$\bar{q} = 3 \sum_{n=1}^{\infty} [V_{n+} I_{m+} \sin(\phi_{n+} - \delta_{m+}) - V_{n-} I_{m-} \sin(\phi_{n-} - \delta_{m-})] \tag{3.33}$$

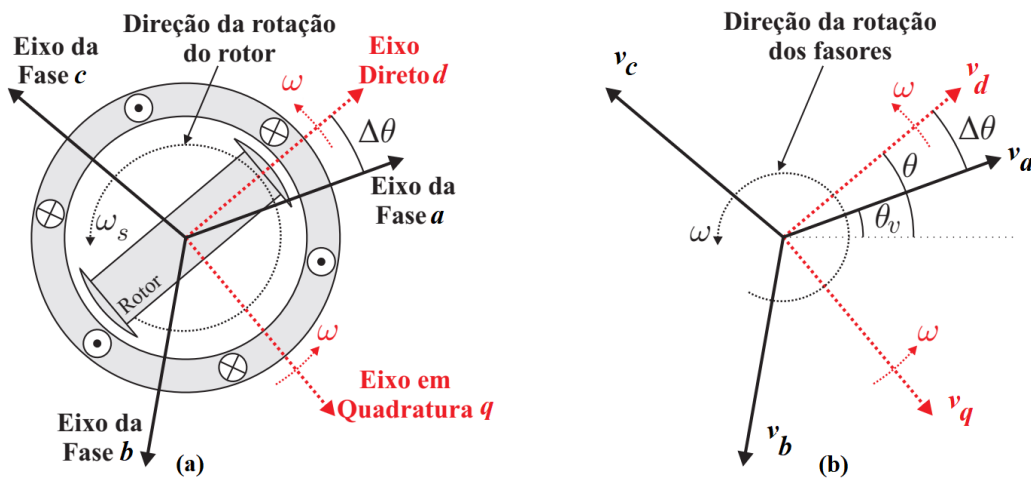
$$\begin{aligned}
\tilde{q} = 3 \sum_{m \neq n} \sum_{n=1}^{\infty} \{ & [V_{n+} I_{m+} \text{sen}(\omega_n - \omega_m)t + \phi_{n+} - \delta_{m+}] + \\
& + [V_{n-} I_{m-} \text{sen}(\omega_m - \omega_n)t + \phi_{n-} - \delta_{m-}] + \\
& + [V_{n+} I_{m-} \text{sen}(\omega_m + \omega_n)t + \phi_{n+} - \delta_{m-}] + \\
& + [V_{n-} I_{m+} \text{sen}(\omega_n + \omega_m)t + \phi_{n-} - \delta_{m+}] \}
\end{aligned} \tag{3.34}$$

A partir do equacionamento desenvolvido é possível notar o cruzamento de frequências e ângulos de fase a partir dos produtos das tensões e correntes com as componentes harmônicas.

### 3.3.1 Transformação para o referencial síncrono $dq0$

Em algumas aplicações, é conveniente usar um referencial que não esteja alinhado com o eixo da fase  $a$  como na transformação de Clarke. No caso da transformação para o referencial síncrono (do inglês *Synchronous Reference Frame - SRF*) ou transformada  $dq0$  é feita uma transformação de coordenadas do referencial  $abc$  para  $dq0$  (Figura 3.2). A transformação invariante em potência é dada por 3.35 para as tensões e 3.36 para as correntes.

Figura 3.2: Representação ilustrativa de uma máquina elétrica trifásica. (a) distribuição das bobinas e direção da rotação do rotor; (b) vetores de tensão em  $abc$  ( $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$ ) e vetores de tensão em  $dq$ , ( $v_d$  e  $v_q$ ).



Fonte: Adaptado de (Lopes, 2012).

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

cujos ângulo  $\theta$  é argumento da tensão ou corrente adotado no referencial natural. Considerando o sistema de tensões trifásicas de sequência positiva dadas por,

$$\begin{aligned} v_a &= V \cos(\omega t), \\ v_b &= V \cos(\omega t - 2\pi/3), \\ v_c &= V \cos(\omega t + 2\pi/3), \end{aligned} \quad (3.37)$$

considerando que não existe componente de sequência zero de tensão no sistema trifásico a três fios, só é necessário calcular as coordenadas  $d$  e  $q$  nas transformações. Aplicando a transformação  $dq0$  em 3.35, têm-se as seguintes expressões de  $v_d$  (3.38) e  $v_q$  (3.39),

$$\begin{aligned} v_d &= \sqrt{\frac{2}{3}} [V \cos(\theta) \cos(\omega t) + V \cos(\theta - 2\pi/3) \cos(\omega t - 2\pi/3) + \\ &\quad + V \cos(\theta + 2\pi/3) \cos(\omega t + 2\pi/3)], \end{aligned} \quad (3.38)$$

$$\begin{aligned} v_q &= -\sqrt{\frac{2}{3}} [V \text{sen}(\theta) \cos(\omega t) + V \text{sen}(\theta - 2\pi/3) \cos(\omega t - 2\pi/3) + \\ &\quad + V \text{sen}(\theta + 2\pi/3) \cos(\omega t + 2\pi/3)], \end{aligned} \quad (3.39)$$

utilizando a relação trigonométrica  $\cos(\alpha)\cos(\beta) = 0,5[\cos(\alpha - \beta) + \cos(\alpha + \beta)]$  em 3.38, tem-se 3.40; e a relação  $\text{sen}(\alpha)\cos(\beta) = 0,5[\text{sen}(\alpha - \beta) + \text{sen}(\alpha + \beta)]$  em 3.39, tem-se 3.41.

$$\begin{aligned} v_d &= \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{1}{2} [V \cos(\theta - \omega t) + V \cos(\theta + \omega t) + V \cos(\theta + \omega t + 2\pi/3) + \\ &\quad + V \cos(\theta + \omega t - 2\pi/3)], \end{aligned} \quad (3.40)$$

$$v_q = -\sqrt{\frac{2}{3}}\frac{1}{2}[V\text{sen}(\theta - \omega t) + V\text{sen}(\theta + \omega t) + V\text{sen}(\theta + \omega t + 2\pi/3) + V\text{sen}(\theta + \omega t - 2\pi/3)]. \quad (3.41)$$

Aplicando as relações trigonométricas  $\cos(\alpha) + \cos(\alpha + 2\pi/3) + \cos(\alpha - 2\pi/3) = 0$  e  $\text{sen}(\alpha) + \text{sen}(\alpha + 2\pi/3) + \text{sen}(\alpha - 2\pi/3) = 0$  em 3.40 e 3.41, tem-se, 3.42 e 3.43 respectivamente.

$$v_d = \sqrt{\frac{2}{3}}\frac{1}{2}[V\cos(\theta - \omega t)], \quad (3.42)$$

$$v_q = -\sqrt{\frac{2}{3}}\frac{1}{2}[V\text{sen}(\theta - \omega t)], \quad (3.43)$$

caso  $\theta = \omega t$ , os eixos giram em sincronismo com o vetor resultante da transformação de tal forma que  $v_d = \sqrt{\frac{3}{2}}V$  e  $v_q = 0$ . Caso  $\theta = \omega t + \pi/2$ , o vetor resultante da transformação está em sincronia com  $v_q$ , portanto  $v_q = -\sqrt{\frac{3}{2}}V$  e  $v_d = 0$ . Tal procedimento também pode ser aplicado para as correntes em 3.36, e a transformação de referencial facilita as estratégias de controle bem como a análise de harmônicos. Supondo que as tensões estejam distorcidas pela presença de um harmônico de ordem  $h$  que gera apenas componentes de sequência positiva ( $h = 7, 13, 19, \dots$ ).

$$\begin{aligned} v_a &= V\cos(\omega t) + kV\cos(h\omega t), \\ v_b &= V\cos(\omega t - 2\pi/3) + kV\cos(h\omega t - 2\pi/3), \\ v_c &= V\cos(\omega t + 2\pi/3) + kV\cos(h\omega t + 2\pi/3), \end{aligned} \quad (3.44)$$

em que a constante  $k$  representa o percentual de distorção harmônica inserido. Aplicando a transformação  $dq0$  em 3.44, tem-se 3.45 e 3.46, respectivamente.

$$v_d = \sqrt{\frac{2}{3}}[kV\cos(\theta)\cos(h\omega t) + kV\cos(\theta - 2\pi/3)\cos(h\omega t - 2\pi/3) + kV\cos(\theta + 2\pi/3)\cos(h\omega t + 2\pi/3)], \quad (3.45)$$

$$v_q = -\sqrt{\frac{2}{3}}[kV\text{sen}(\theta)\cos(h\omega t) + kV\text{sen}(\theta - 2\pi/3)\cos(h\omega t - 2\pi/3) + kV\text{sen}(\theta + 2\pi/3)\cos(h\omega t + 2\pi/3)], \quad (3.46)$$

aplicando novamente as relações trigonométricas utilizadas anteriormente temos 3.47 e 3.48, respectivamente,

$$v_d = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{3k}{2} [V \cos(h\theta - \omega t)], \quad (3.47)$$

$$v_q = -\sqrt{\frac{2}{3}} \frac{3k}{2} [V \sin(h\theta - \omega t)], \quad (3.48)$$

fazendo  $\theta = \omega t$  é possível notar que o resultado da transformação das componentes harmônicas para o referencial  $dq$  resultará em componentes oscilatórias (3.49) e (3.50), semelhante ao obtido no referencial estacionário.

$$v_d = \sqrt{\frac{3}{2}} [kV \cos((h-1)\omega t)], \quad (3.49)$$

$$v_q = \sqrt{\frac{3}{2}} [kV \sin((h-1)\omega t)]. \quad (3.50)$$

Em regime permanente, as componentes fundamentais de tensão e corrente de um sistema trifásico são transformadas em componentes constantes e seus harmônicos são transformados em componentes oscilatórias. Portanto, a transformação  $dq0$  possibilita o processo de análise e separação da componente fundamental de suas harmônicas. O princípio de análise de harmônicos em  $dq0$  será utilizado no equacionamento do modelo harmônico do REF no Capítulo 4.

Na teoria baseada na Potência Média SRF, as potências instantâneas são calculadas no referencial  $dq0$  orientado pelo vetor tensão. A potência ativa é obtida por meio do produto escalar dos vetores de tensão e corrente no referencial  $dq0$  orientado. A potência trifásica ativa em  $dq$  é calculada por 3.51,

$$p_t = v_d i_d + v_q i_q + v_0 i_0 = v_d i_d + v_0 i_0 = p_d + p_0 \quad (3.51)$$

e reativa por 3.52 por meio do produto vetorial dos vetores tensão e corrente em  $dq$ .

$$\begin{aligned} q_q &= -v_d i_q, \\ q_0 &= v_0 i_d - v_d i_0, \end{aligned} \quad (3.52)$$

em que  $v_{d0} = \sqrt{v_d^2 + v_0^2}$ . A potência  $q_q$  representa um intercâmbio de energia entre fontes

da rede, devido à circulação de corrente reativa e está relacionada às perdas. A potência  $q_0$  tem dois termos; um representa o intercâmbio de energia entre as fontes de tensões de sequência positiva e negativa (como consequência da circulação de correntes homopolares); o outro representa um intercâmbio de energia entre as fontes de tensão de sequência homopolar (como consequência da circulação de correntes de sequência positiva e negativa).

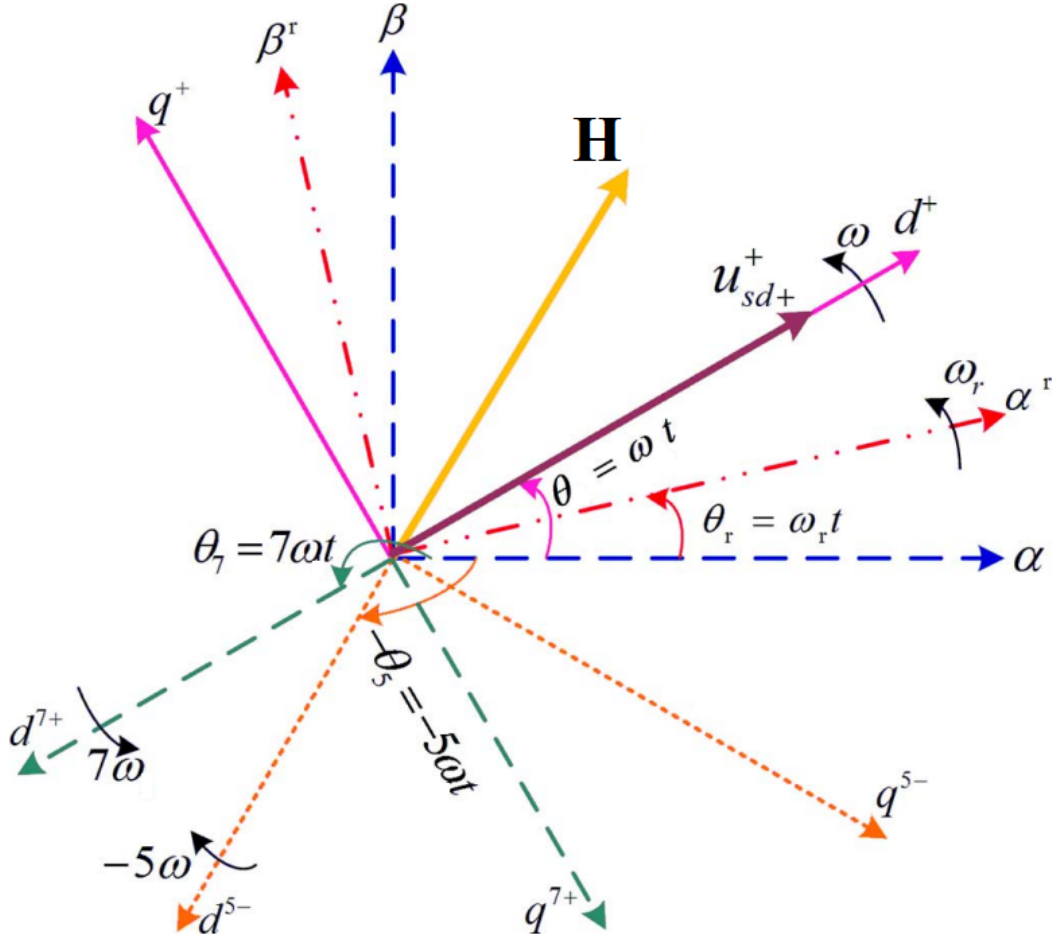
### 3.4 Modelo harmônico do GIDA

Na literatura existem vários tipos de modelos utilizados na avaliação de desempenho harmônico do GIDA seja no referencial natural, estacionário ou síncrono (Hu et al. 2011). O referencial síncrono é bastante utilizado por permitir o uso de controladores PI (*Proporcional-Integrativo*) e técnicas de filtragem passa-baixas, pois as componentes da frequência fundamental de tensão e corrente são grandezas contínuas nesse referencial. Para melhor entendimento do modelo harmônico do GIDA em  $dq$ , supõe-se que o sistema trifásico está balanceado, ou seja, não há componente de sequência zero, e apenas a 5<sup>a</sup> harmônica (sequência negativa) e a 7<sup>a</sup> harmônica (sequência positiva) são consideradas neste modelo (ver Figura 3.3). No referencial estacionário, a tensão, corrente e fluxo magnético, todos representados por  $\mathbf{H}$ , podem ser decompostos em componentes de sequência positiva referente à fundamental ( $+\omega$ ), e as componentes harmônicas  $-5\omega$  e  $+7\omega$ .

$$\begin{aligned} \mathbf{H}_{\alpha\beta}(t) &= \mathbf{H}_{\alpha\beta+}(t) + \mathbf{H}_{\alpha\beta5-}(t) + \mathbf{H}_{\alpha\beta7+}(t), \\ &= |\mathbf{H}_{\alpha\beta+}|e^{j(\omega t + \phi_+)} + |\mathbf{H}_{\alpha\beta5-}|e^{-j(5\omega t + \phi_5)} + |\mathbf{H}_{\alpha\beta7+}|e^{j(7\omega t + \phi_7)}, \end{aligned} \quad (3.53)$$

em que  $\phi_+$ ,  $\phi_5$  e  $\phi_7$  são as fases iniciais respectivas para a sequência positiva da fundamental e as componentes harmônicas  $-5\omega$  e  $+7\omega$ . Como ilustrado na Figura 3.3, o referencial síncrono positivo da fundamental  $dq^+$ , o eixo  $d^+$  está alinhado com a tensão de estator da fase  $a$ , na velocidade angular de  $\omega$ , enquanto que para os referenciais  $(dq)^{5-}$  e  $(dq)^{7+}$ , seus eixos  $d^{5-}$  e  $d^{7+}$  giram com velocidade angular de  $-5\omega$  e  $7\omega$ , respectivamente, com fase angular de  $-\theta_5$  e  $\theta_7$ , com relação ao eixo  $\alpha$ . A partir da análise vetorial aplicada à Figura 3.3, as transformações entre  $\alpha\beta$ ,  $(\alpha\beta)^r$ ,  $(dq)^+$ ,  $(dq)^{5-}$  e  $(dq)^{7+}$ , são dadas a seguir por 3.54, 3.55 e 3.56, em que  $\omega$  é a velocidade angular síncrona do estator

Figura 3.3: Relações espaciais entre o referencial estacionário  $\alpha\beta$ ; referencial estacionário do rotor  $\alpha^r\beta^r$ ; referencial síncrono da fundamental  $dq^+$ , e referenciais síncronos harmônicos  $(dq)^{5-}$  e  $(dq)^{7+}$  do GIDA.



Fonte: Adaptado de (Hu et al. 2011).

e  $\omega_r$  a velocidade angular do rotor.

$$\begin{aligned}\mathbf{H}_{dq}^+ &= \mathbf{H}_{\alpha\beta} e^{-j\omega t} \mathbf{H}_{dq}^{5-} = \mathbf{H}_{dq}^{7+} e^{j12\omega t}, \\ \mathbf{H}_{dq}^+ &= \mathbf{H}_{\alpha\beta}^r e^{-j(\omega-\omega_r)t},\end{aligned}\quad (3.54)$$

$$\begin{aligned}\mathbf{H}_{dq}^{5-} &= \mathbf{H}_{\alpha\beta} e^{j5\omega t} \mathbf{H}_{dq}^+ = \mathbf{H}_{dq}^{5-} e^{-j6\omega t}, \\ \mathbf{H}_{dq}^{5-} &= \mathbf{H}_{\alpha\beta}^r e^{j(5\omega+\omega_r)t},\end{aligned}\quad (3.55)$$

$$\begin{aligned}\mathbf{H}_{dq}^{7+} &= \mathbf{H}_{\alpha\beta} e^{-j7\omega t} \mathbf{H}_{dq}^+ = \mathbf{H}_{dq}^{7+} e^{j6\omega t}, \\ \mathbf{H}_{dq}^{7+} &= \mathbf{H}_{\alpha\beta}^r e^{-j(7\omega - \omega_r)t},\end{aligned}\quad (3.56)$$

em que os sobrescritos  $+$ ,  $5-$ ,  $7+$ , e  $r$  representam  $(dq)^+$ ,  $(dq)^{5-}$ ,  $(dq)^{7+}$  e  $(\alpha\beta)^r$  do rotor, respectivamente. De acordo com 3.53, 3.54, 3.55, 3.56 e a Figura 3.3, os vetores das correntes, tensões e fluxos tanto do estator quanto do rotor do GIDA, podem ser expressos em termos da sua sequência positiva fundamental e suas componentes harmônicas de  $-5\omega$  e  $7\omega$  no referencial síncrono  $dq^+$ , como em 3.57 e 3.58.

$$\begin{aligned}\mathbf{H}_{s,dq}^+ &= \mathbf{H}_{s,dq,+}^+ + \mathbf{H}_{s,dq,5-}^+ + \mathbf{H}_{s,dq,7+}^+ \\ \mathbf{H}_{s,dq}^+ &= \mathbf{H}_{s,dq,+}^+ + \mathbf{H}_{s,dq,5-}^{5-} e^{-j6\omega t} + \mathbf{H}_{s,dq,7+}^{7+} e^{j6\omega t},\end{aligned}\quad (3.57)$$

$$\begin{aligned}\mathbf{H}_{r,dq}^+ &= \mathbf{H}_{r,dq,+}^+ + \mathbf{H}_{r,dq,5-}^+ + \mathbf{H}_{r,dq,7+}^+ \\ \mathbf{H}_{r,dq}^+ &= \mathbf{H}_{r,dq,+}^+ + \mathbf{H}_{r,dq,5-}^{5-} e^{-j6\omega t} + \mathbf{H}_{r,dq,7+}^{7+} e^{j6\omega t},\end{aligned}\quad (3.58)$$

em que os os subscritos  $+$ ,  $5-$ , e  $7+$  representam as componentes da sequência positiva da fundamental e as harmônicas de  $-5\omega$ , e  $+7\omega$ , respectivamente.  $\mathbf{H}_{s,dq,5-}^{5-}$  e  $\mathbf{H}_{r,dq,5-}^{5-}$  referem-se aos valores da 5ª harmônica do estator e rotor, respectivamente.  $\mathbf{H}_{s,dq,7+}^{7+}$  e  $\mathbf{H}_{r,dq,7+}^{7+}$  referem-se aos valores da 7ª harmônica do estator e rotor, respectivamente.

### 3.5 Síntese do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os modelos matemáticos do sistema proposto. Inicialmente foi realizada a modelagem da turbina, seguida do modelo do inversor e a estratégia de modulação PWM otimizada. Para os modelos obtidos, foram apresentadas as equações referentes à análise harmônica do GIDA bem como a metodologia utilizada na literatura para determinar as componentes harmônicas no referencial síncrono, por meio da teoria  $p - q$ . No próximo capítulo serão discutidos os modelos harmônicos do REF com base na teoria discutida neste capítulo.

---

## Capítulo 4

# Modelo Harmônico do REF

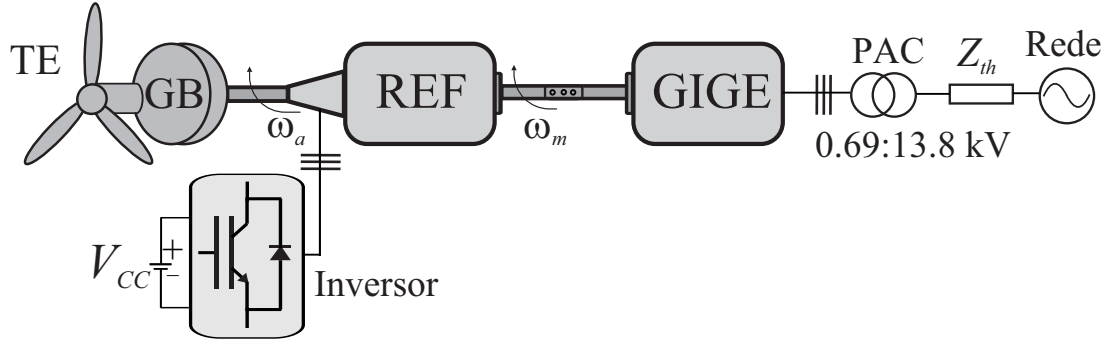
---

Neste capítulo é apresentada uma descrição dos modelos harmônicos do REF e do sistema de interconexão, já que o objetivo do trabalho consiste na análise do conteúdo harmônico proveniente do processo de chaveamento do conversor estático de potência. Inicialmente é realizada a modelagem no referencial síncrono seguida de uma síntese da técnica de controle empregada para obtenção dos resultados apresentados no próximo capítulo.

### 4.1 Descrição do sistema e modelagem matemática

O modelo genérico equivalente em regime permanente da máquina de indução no referencial síncrono  $dq^+$  é amplamente utilizado na literatura (Hu et al. 2011), (García et al. 2018), e a modelagem dos harmônicos do REF é discutida neste trabalho de Tese, a partir do modelo genérico adaptado. Supõe-se que uma unidade GD baseada em GIGE e acionada por um REF é interconectada ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) através da impedância de Thévenin equivalente ( $Z_{th}$ ) da rede de 13,8 kV como ilustrado na Figura 4.1. Todo o sistema é composto por uma turbina eólica conectada à caixa multiplicadora de velocidade, ou caixa de engrenagens, (do inglês, *gearbox-GB*), o REF, um inversor de potência trifásico conectado à armadura do REF através de anéis coletores, e um GIGE cujo rotor é mecanicamente acoplado ao rotor (gaiola) do REF. Os enrolamentos do estator do GIGE são conectados diretamente ao PAC por um transformador trifásico para ajustar os valores da tensão gerada às tensões da rede de distribuição (13,8 kV). A impedância do sistema consiste nas impedâncias do transformador e da rede. O transformador é modelado como ideal, sem saturação magnética e possuindo apenas um indutor em série ( $L_t$ ). Portanto, a indutância total do sistema é uma soma das indutâncias da rede ( $L_g$ ) e do transformador ( $L_{th} = L_g + L_t$ ). A rede é modelada como uma fonte de tensão trifásica ideal de 690 V e 60 Hz no lado de baixa tensão. As componentes harmônicas

Figura 4.1: GIGE conectado à rede elétrica e acionado pelo REF.



Fonte: Autoria própria.

nos enrolamentos da armadura REF têm suas origens nas tensões não-senoidais geradas pelo inversor. Esses harmônicos também induzem correntes nos enrolamentos do rotor e são influenciados pela respectiva sequência harmônica (positiva, negativa ou zero). Da mesma forma, a mesma análise pode ser feita para as induções harmônicas do rotor para o estator do GIGE. Em condições de tensão equilibrada e distorcida, nenhum componente de sequência zero é assumido, e apenas os harmônicos de sequência positiva  $(6n + 1)$  e negativa  $(6n - 1)$  com  $n = 1, 2, 3, \dots, h$ , das frequências são levados em consideração neste trabalho, pois são os mais usuais em sistemas elétricos conforme explicado em (García et al. 2018), (Beleiu et al. 2020). Portanto, para um estudo completo dos harmônicos e sua influência na qualidade da energia gerada no lado da rede, é importante um modelo adequado dessas induções que ocorrem nas máquinas elétricas do REF e do GIGE. A rotação do fluxo magnético induzido na armadura é a soma da velocidade angular das correntes do inversor ( $\omega_i$ ) com a velocidade mecânica da turbina no lado de alta velocidade da caixa de engrenagens ( $\omega_a$ ) já que ambos giram na mesma direção, definida pela sequência de fases nas correntes da armadura. A velocidade mecânica da turbina e a velocidade mecânica do eixo do rotor do REF ( $\omega_m$ ) são multiplicadas pelo número de pares de pólos da máquina para equivaler com a frequência angular das correntes elétricas dos enrolamentos da armadura, que são conectados por meio de anéis coletores à saída do inversor. Portanto, a velocidade angular elétrica absoluta da armadura ( $\omega_s$ ) pode ser definida por (4.1), para a componente da frequência fundamental do inversor, com  $P$  polos como,

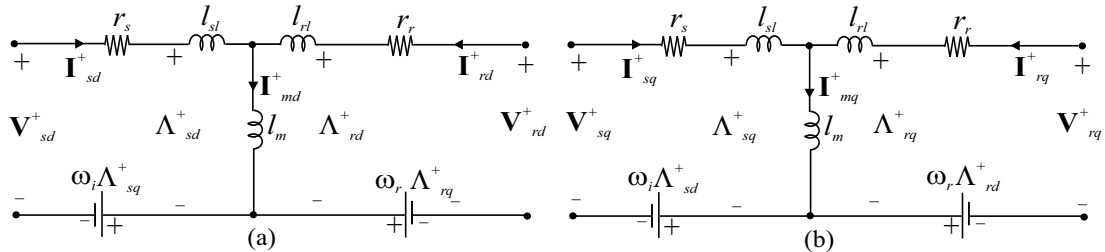
$$\omega_s = \left(\omega_i + \frac{P}{2}\omega_a\right), \quad (4.1)$$

e o escorregamento do REF ( $s_{ref}$ ) com relação à rotação do campo eletromagnético em relação ao rotor do REF e pode ser calculado por (4.2),

$$s_{ref} = \frac{\omega_s - \frac{P}{2}\omega_m}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s}. \quad (4.2)$$

em que  $\omega_r$  é a velocidade angular do escorregamento. O modelo elétrico do REF (Figura 4.2) consiste em um conjunto de equações semelhante ao das máquinas de indução em gaiola de esquilo. Conforme detalhado em (4.3) considera-se a velocidade elétrica relativa da armadura do REF (Khan et al. 2019) no referencial síncrono fundamental positivo ( $dq^+$ ). O sobrescrito  $+$  indica o referencial relacionado à frequência positiva fundamental ( $f_i$ ) da tensão aplicada à armadura  $V_{dq}^+$ . Embora a armadura do REF não seja estática, os subscritos  $s$  para as variáveis relativas à armadura e  $r$  para o rotor são usados para seguir a convenção amplamente utilizada na literatura (Hu et al. 2011).

Figura 4.2: Circuito equivalente do REF no referencial síncrono  $dq^+$ : (a)  $d^+$  e (b)  $q^+$ .



Fonte: Autoria própria.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{s,d}^+ \\ \mathbf{V}_{s,q}^+ \\ \mathbf{V}_{r,d}^+ \\ \mathbf{V}_{r,q}^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{s,d}^+ \\ \mathbf{I}_{s,q}^+ \\ \mathbf{I}_{r,d}^+ \\ \mathbf{I}_{r,q}^+ \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} 0 & -\omega_i & 0 & 0 \\ \omega_i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\omega_r \\ 0 & 0 & \omega_r & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{s,d}^+ \\ \lambda_{s,q}^+ \\ \lambda_{r,d}^+ \\ \lambda_{r,q}^+ \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{s,d}^+ \\ \lambda_{s,q}^+ \\ \lambda_{r,d}^+ \\ \lambda_{r,q}^+ \end{bmatrix}, \quad (4.3)$$

em que  $\mathbf{V}_{s,dq}^+$ ,  $\mathbf{I}_{s,dq}^+$  e  $\lambda_{s,dq}^+$  são a tensão, a corrente e o fluxo da armadura, respectivamente;  $\mathbf{V}_{r,dq}^+$ ,  $\mathbf{I}_{r,dq}^+$  e  $\lambda_{r,dq}^+$  são a tensão, a corrente e o fluxo do rotor, respectivamente, no referencial síncrono  $dq^+$ . Como ambas as máquinas elétricas são do tipo gaiola de esquilo, as tensões do rotor são  $\mathbf{V}_{r,dq}^+ = 0$ . Os fluxos elétricos em uma condição de estado

estacionário são definidas por (4.4),

$$\begin{bmatrix} \lambda_{s,d}^+ \\ \lambda_{s,q}^+ \\ \lambda_{r,d}^+ \\ \lambda_{r,q}^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{s,d}^+ \\ \mathbf{I}_{s,q}^+ \\ \mathbf{I}_{r,d}^+ \\ \mathbf{I}_{r,q}^+ \end{bmatrix}, \quad (4.4)$$

em que  $L_s = L_{sl} + L_m$  e  $L_r = L_{rl} + L_m$ . As correntes também podem ser calculadas por (4.5),

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{s,d}^+ \\ \mathbf{I}_{s,q}^+ \\ \mathbf{I}_{r,d}^+ \\ \mathbf{I}_{r,q}^+ \end{bmatrix} = \frac{1}{L_m^2 - L_s L_r} \begin{bmatrix} -L_r & 0 & L_m & 0 \\ 0 & -L_r & 0 & L_m \\ L_m & 0 & -L_s & 0 \\ 0 & L_m & 0 & -L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{s,d}^+ \\ \lambda_{s,q}^+ \\ \lambda_{r,d}^+ \\ \lambda_{r,q}^+ \end{bmatrix}. \quad (4.5)$$

Assumindo a tensão de referência do inversor alinhada com o eixo  $q^+$  no referencial  $dq^+$ , as equações podem ser simplificadas, com  $\mathbf{V}_{s,d}^+ = 0$  e  $\mathbf{V}_{s,q}^+ = -V_{max}$ , que corresponde a um sinal  $cc$  em  $dq^+$  com a frequência fundamental  $\omega_s$ . Incluindo a injeção harmônica de sequência positiva e negativa na armadura, a velocidade angular dos componentes harmônicos na armadura ( $\omega_{h,s}$ ) são calculados em (4.6),

$$\omega_{h,s} = (\pm h \omega_i + \frac{P}{2} \omega_a), \quad (4.6)$$

em que  $h$  é a ordem harmônica; o sinal  $+$  é usado para harmônicos de sequência positiva, representado por  $k+$  com ( $h = 7, 13, 19, \dots, 6n + 1$ ); e o sinal  $-$  para harmônicos de sequência negativa, representados por  $k-$  com ( $h = -5, -11, -17, \dots, -6n + 1$ ), para  $n = 1, 2, 3, \dots, x$ . Esta componente também produz escorregamentos harmônicos ( $s_{h,efr}$ ) definidos por (4.7),

$$s_{h,efr} = \frac{\omega_{h,s} - \frac{P}{2} \omega_m}{\omega_{h,s}} = \frac{\omega_{h,r}}{\omega_{h,s}}. \quad (4.7)$$

Como o controle REF é feito em  $dq^+$  com velocidade angular do campo da armadura ( $\omega_s$ ) e velocidade angular do rotor ( $\omega_r$ ) relacionadas à frequência fundamental do inversor ( $f_i$ ),  $I_{s,dq}^+$  e  $I_{r,dq}^+$  são componentes  $cc$  nesta referência, e os componentes harmônicos da corrente da armadura e do rotor são representados por vetores espaciais que giram, em  $dq^+$ , com frequência calculada em hertz por (4.8),

$$f_{h,s,dq}^+ = f_{h,r,dq}^+ = |f_{h,s} - f_s| = |f_{h,r} - f_r| = |(\pm h - 1)|f_i, \quad (4.8)$$

por exemplo, a 5ª harmônica na tensão da armadura é de sequência negativa, e de acordo com (4.8), esta componente de frequência é representada por  $f_{5,s,dq+}^+ = f_{5,r,dq+}^+ = | -5 - 1|f_i = 6f_i$  em  $dq^+$ . A 7ª harmônica é de sequência positiva e  $f_{7,s,dq+}^+ = f_{7,r,dq+}^+ = |7 - 1|f_i = 6f_i$ . Portanto, os componentes harmônicos no referencial  $dq^+$  se comportam como os componentes  $ca$  ( $\tilde{\mathbf{H}}_{h,dq+}$ ) oscilando em torno da frequência fundamental ( $\bar{\mathbf{H}}_{dq+}$ ) neste referencial, conforme representado por (4.9).

$$\underbrace{\mathbf{H}_{dq}^+}_{cc+ca} = \underbrace{\bar{\mathbf{H}}_{dq+}}_{cc} + \underbrace{\tilde{\mathbf{H}}_{h,dq+}}_{ca}, \quad (4.9)$$

em que o sobrescrito “+” representa o referencial síncrono fundamental  $dq^+$  e  $\mathbf{H}$  denota as variáveis sob análise, como as tensões de armadura e do rotor, correntes e fluxos. Esses vetores espaciais podem ser expressos, de forma genérica, em função de sua sequência fundamental positiva e de seus componentes harmônicos por uma transformação das variáveis de armadura e rotor em  $dq^+$  por (4.10) como detalhado em (Fan et al. 2010) e (Hu et al. 2011) para o caso do GIDA.

$$\begin{aligned} \underbrace{\mathbf{H}_{s,dq}^+}_{cc+ca} &= \underbrace{\mathbf{H}_{s,dq+}^+}_{cc} + \underbrace{\sum_{n=1}^x (\mathbf{H}_{s,dq,k-}^+ + \mathbf{H}_{s,dq,k+}^+)}_{ca}, \\ \underbrace{\mathbf{H}_{s,dq}^+}_{cc+ca} &= \underbrace{\mathbf{H}_{s,dq+}^+}_{cc} + \underbrace{\sum_{n=1}^x (\mathbf{H}_{s,dq,k-}^{k-} e^{-j6n\omega_i t} + \mathbf{H}_{s,dq,k+}^{k+} e^{j6n\omega_i t})}_{ca}, \end{aligned} \quad (4.10)$$

e para o rotor por (4.11),

$$\begin{aligned} \underbrace{\mathbf{H}_{r,dq}^+}_{cc+ca} &= \underbrace{\mathbf{H}_{r,dq+}^+}_{cc} + \underbrace{\sum_{n=1}^x (\mathbf{H}_{r,dq,k-}^+ + \mathbf{H}_{r,dq,k+}^+)}_{ca}, \\ \underbrace{\mathbf{H}_{r,dq}^+}_{cc+ca} &= \underbrace{\mathbf{H}_{r,dq+}^+}_{cc} + \underbrace{\sum_{n=1}^x (\mathbf{H}_{r,dq,k-}^{k-} e^{-j6n\omega_i t} + \mathbf{H}_{r,dq,k+}^{k+} e^{j6n\omega_i t})}_{ca}. \end{aligned} \quad (4.11)$$

em que  $x$  denota o número de harmônicos considerados para análise. Vale ressaltar que os componentes harmônicos de  $k+$  e  $k-$  oscilam nas frequências  $\pm 6n\omega_i$  no referencial  $dq^+$ .

### 4.1.1 Potência elétrica e comportamento mecânico

A potência trifásica instantânea pode ser calculada pelo circuito de armadura do REF por (4.12),

$$\begin{cases} S = P_s + jQ_s = 1,5\mathbf{V}_{s,dq}^+ \hat{\mathbf{I}}_{s,dq}^+, \\ P_s = 1,5\text{Re}\{\mathbf{V}_{s,dq}^+ \hat{\mathbf{I}}_{s,dq}^+\}, \\ Q_s = 1,5\text{Im}\{\mathbf{V}_{s,dq}^+ \hat{\mathbf{I}}_{s,dq}^+\}, \\ P_e = 1,5\text{Re}\{j\omega_i \lambda_{s,dq}^+ \times \hat{\mathbf{I}}_{s,dq}^+ + j\omega_r \lambda_{r,dq}^+ \times \hat{\mathbf{I}}_{r,dq}^+\}, \end{cases} \quad (4.12)$$

em que o sobrescrito  $\hat{\phantom{x}}$  representa o vetor conjugado,  $P_s$  é a potência ativa e  $Q_s$  a potência reativa da armadura do REF.  $P_e$  é a potência eletromagnética desenvolvida e é determinada pela interação entre os fluxos concatenados da armadura e do rotor. De acordo com (4.10), a tensão ( $\mathbf{V}_{s,dq}^+$ ) e a corrente ( $\hat{\mathbf{I}}_{s,dq}^+$ ) da armadura têm os mesmos componentes harmônicos, e podem ser expressos como (4.13) e (4.14) para o conjugado de corrente, respectivamente.

$$\mathbf{V}_{s,dq}^+ = \mathbf{V}_{s,dq^+}^+ + \sum_{n=1}^x (\mathbf{V}_{s,dq,k-}^{k-} e^{-j6n\omega t} + \mathbf{V}_{s,dq,k+}^{k+} e^{j6n\omega t}), \quad (4.13)$$

$$\hat{\mathbf{I}}_{s,dq}^+ = \mathbf{I}_{s,dq^+}^+ + \sum_{n=1}^x (\mathbf{I}_{s,dq,k-}^{k-} e^{j6n\omega t} + \mathbf{I}_{s,dq,k+}^{k+} e^{-j6n\omega t}). \quad (4.14)$$

Substituindo (4.13) e (4.14) em (4.12) e decompondo a potência instantânea total em componentes com a mesma velocidade angular, obtêm-se (4.15),

$$\begin{aligned} S_s = 1,5 \{ & \mathbf{V}_{s,dq}^+ \mathbf{I}_{s,dq}^+ + \sum_{n=1}^x [(\mathbf{V}_{s,dq,k-}^{k-} \mathbf{I}_{s,dq,k-}^{k-} + \mathbf{V}_{s,dq,k+}^{k+} \mathbf{I}_{s,dq,k+}^{k+}) + \\ & + (\mathbf{V}_{s,dq^+}^+ \mathbf{I}_{s,dq,k+}^{k+} + \mathbf{V}_{s,dq,k-}^{k-} \mathbf{I}_{s,dq^+}^+) e^{-j6n\omega t} + (\mathbf{V}_{s,dq^+}^+ \mathbf{I}_{s,dq,k-}^{k-} + \mathbf{V}_{s,dq,k+}^{k+} \mathbf{I}_{s,dq^+}^+) e^{j6n\omega t} + \\ & + (\mathbf{V}_{s,dq,k-}^{k-} \mathbf{I}_{s,dq,k+}^{k+}) e^{-j12n\omega t} + (\mathbf{V}_{s,dq,k+}^{k+} \mathbf{I}_{s,dq,k-}^{k-}) e^{j12n\omega t}] \}. \end{aligned} \quad (4.15)$$

Decompondo a potência total (4.15), a potência ativa pode ser simplificada por (4.16)

$$P_s = P_{s,cc} + \sum_{n=1}^x [P_{6n,c} \cos(6n\omega t) + P_{6n,s} \sin(6n\omega t) + P_{12n,c} \cos(12n\omega t) + P_{12n,s} \sin(12n\omega t)], \quad (4.16)$$

e a potência reativa por (4.17):

$$Q_s = Q_{s,cc} + \sum_{n=1}^x [Q_{6n,c} \cos(6n\omega_i t) + Q_{6n,s} \sin(6n\omega_i t) + Q_{12n,c} \cos(12n\omega_i t) + Q_{12n,s} \sin(12n\omega_i t)]. \quad (4.17)$$

Seguindo o mesmo procedimento das equações (4.16) e (4.17), a expressão simplificada da potência eletromagnética  $P_e$  (4.12) resulta em (4.18),

$$P_e = P_{e,cc} + \sum_{n=1}^x [P_{e,6n,c} \cos(6n\omega_i t) + P_{e,6n,s} \sin(6n\omega_i t) + P_{e,12n,c} \cos(12n\omega_i t) + P_{e,12n,s} \sin(12n\omega_i t)], \quad (4.18)$$

em que os coeficientes  $P_{s,cc}$ ,  $Q_{s,cc}$ ,  $P_{6n,c}$ ,  $P_{6n,s}$ ,  $Q_{6n,c}$ ,  $Q_{6n,s}$ ,  $P_{12n,c}$ ,  $P_{12n,s}$ ,  $Q_{12n,c}$ ,  $Q_{12n,s}$ ,  $P_{e,cc}$ ,  $P_{e,6n,c}$ ,  $P_{e,6n,s}$ ,  $P_{e,12n,c}$ , e  $P_{e,12n,s}$  em (4.16-4.18) são equacionados em 4.19 e 4.20, negligenciando a resistência da armadura  $r_s$ .

$$\begin{bmatrix} P_{s,cc} \\ Q_{s,cc} \\ P_{6n,c} \\ P_{6n,s} \\ Q_{6n,c} \\ Q_{6n,s} \\ P_{12n,c} \\ P_{12n,s} \\ Q_{12n,c} \\ Q_{12n,s} \end{bmatrix} = 1,5[A] \begin{bmatrix} I_{s,d+}^+ \\ I_{s,q+}^+ \\ I_{s,d,k-}^{k-} \\ I_{s,q,k-}^{k-} \\ I_{s,d,k+}^{k+} \\ I_{s,q,k+}^{k+} \end{bmatrix}, \quad (4.19)$$

em que,

$$[A] = \begin{bmatrix} V_{s,d+}^+ & V_{s,q+}^+ & V_{s,d,k-}^{k-} & V_{s,q,k-}^{k-} & V_{s,d,k+}^{k+} & V_{s,q,k+}^{k+} \\ V_{s,q+}^+ & -V_{s,d+}^+ & V_{s,q,k-}^{k-} & -V_{s,d,k-}^{k-} & V_{s,q,k+}^{k+} & -V_{s,d,k+}^{k+} \\ V_{s,d,k-}^{k-} + V_{s,d,k+}^{k+} & V_{s,q,k-}^{k-} + V_{s,q,k+}^{k+} & V_{s,d+}^+ & V_{s,q+}^+ & V_{s,d+}^+ & V_{s,q+}^+ \\ V_{s,q,k-}^{k-} - V_{s,q,k+}^{k+} & -V_{s,d,k-}^{k-} + V_{s,d,k+}^{k+} & -V_{s,q+}^+ & V_{s,d+}^+ & V_{s,q+}^+ & -V_{s,d+}^+ \\ V_{s,q,k-}^{k-} + V_{s,q,k+}^{k+} & -V_{s,d,k-}^{k-} - V_{s,d,k+}^{k+} & V_{s,q+}^+ & -V_{s,d+}^+ & V_{s,q+}^+ & -V_{s,d+}^+ \\ -V_{s,d,k-}^{k-} + V_{s,d,k+}^{k+} & -V_{s,q,k-}^{k-} + V_{s,q,k+}^{k+} & V_{s,d+}^+ & V_{s,q+}^+ & -V_{s,d+}^+ & -V_{s,q+}^+ \\ 0 & 0 & V_{s,d,k+}^{k+} & V_{s,q,k+}^{k+} & V_{s,d,k-}^{k-} & V_{s,q,k-}^{k-} \\ 0 & 0 & -V_{s,q,k+}^{k+} & V_{s,d,k+}^+ & V_{s,q,k-}^{k-} & -V_{s,d,k-}^{k-} \\ 0 & 0 & V_{s,q,k+}^{k+} & -V_{s,d,k+}^+ & V_{s,q,k-}^{k-} & -V_{s,d,k-}^{k-} \\ 0 & 0 & V_{s,d,k+}^{k+} & V_{s,q,k+}^+ & -V_{s,d,k-}^{k-} & -V_{s,q,k-}^{k-} \end{bmatrix},$$

$$\begin{bmatrix} P_{e,cc} \\ P_{e,6n,c} \\ P_{e,6n,s} \\ P_{e,12n,c} \\ P_{e,12n,s} \end{bmatrix} = 1,5\omega_r \frac{L_m}{L_s} [B] \begin{bmatrix} I_{r,d+}^+ \\ I_{r,q+}^+ \\ I_{r,d,k-}^{k-} \\ I_{r,q,k-}^{k-} \\ I_{r,d,k+}^{k+} \\ I_{r,q,k+}^{k+} \end{bmatrix}, \quad (4.20)$$

em que,

$$[B] = \begin{bmatrix} -\lambda_{s,q+}^+ & \lambda_{s,d+}^+ & -\lambda_{s,q,k-}^{k-} & \lambda_{s,d,k-}^{k-} & -\lambda_{s,q,k+}^{k+} & \lambda_{s,d,k+}^{k+} \\ -\lambda_{s,q,k-}^{k-} & -\lambda_{s,q,k+}^{k+} & \lambda_{s,d,k-}^{k-} & +\lambda_{s,d,k+}^{k+} & -\lambda_{s,q+}^+ & \lambda_{s,d+}^+ & -\lambda_{s,q+}^+ & \lambda_{s,d+}^+ \\ \lambda_{s,d,k-}^{k-} & -\lambda_{s,d,k+}^{k+} & \lambda_{s,q,k-}^{k-} & -\lambda_{s,q,k+}^{k+} & -\lambda_{s,d+}^+ & -\lambda_{s,q+}^+ & \lambda_{s,d+}^+ & \lambda_{s,q+}^+ \\ 0 & 0 & -\lambda_{s,q,k+}^{k+} & \lambda_{s,d,k+}^{k+} & -\lambda_{s,q,k-}^{k-} & \lambda_{s,d,k-}^{k-} & -\lambda_{s,q,k-}^{k-} & \lambda_{s,d,k-}^{k-} \\ 0 & 0 & -\lambda_{s,d,k+}^{k+} & -\lambda_{s,q,k+}^{k+} & \lambda_{s,d,k-}^{k-} & \lambda_{s,q,k-}^{k-} & \lambda_{s,d,k-}^{k-} & \lambda_{s,q,k-}^{k-} \end{bmatrix}.$$

O torque eletromagnético desenvolvido ( $T_{er}$ ) é determinado pela potência eletromagnética em (4.12) e obtido por (4.21). É importante notar que os harmônicos de sequência positiva contribuem para o torque no sentido desejado e os harmônicos de sequência negativa fornecem torque no sentido de contrário.

$$T_{er} = \frac{P_e}{\frac{\omega_m}{P}}. \quad (4.21)$$

Dois equações referentes à aceleração angular dinâmica são necessárias para o REF, uma vez que a armadura e o rotor são móveis. A armadura é acelerada pelo torque da turbina eólica ( $T_a$ ) no lado da alta velocidade da caixa de engrenagens e freada pelo torque eletromagnético ( $T_{er}$ ) do REF, que também é responsável pela aceleração do rotor. O rotor do REF é mecanicamente acoplado ao rotor do GIGE. Eles têm a mesma velocidade mecânica ( $\omega_m$ ) e torque eletromagnético  $T_a$ , em regime permanente. Seus escorregamentos apresentam sinais opostos, pois o REF apresenta funcionamento como motor ( $s_{ref} > 0$ ) em relação ao GIGE ( $s < 0$ ). A equação de equilíbrio que descreve a aceleração da armadura do REF pode ser escrita como,

$$J_t \frac{d\omega_a}{dt} = T_a - T_{er} - K_{dt} \omega_t, \quad (4.22)$$

em que  $J_t$  é a soma da inércia da turbina adicionada à armadura rotativa do REF no lado de alta velocidade da caixa de engrenagens e  $K_{dt}$  é o coeficiente de atrito da armadura. A equação de equilíbrio do rotor do REF é idêntica da máquina de indução convencional,

pois o torque eletromagnético acelera o rotor ( $T_{er}$ ), que é freado pelo torque mecânico ( $T_m$ ) no eixo do GIGE ,

$$J_m \frac{d\omega_m}{dt} = T_{er} - T_m - K_d \omega_m, \quad (4.23)$$

$J_m$  é a soma da inércia do rotor do REF com o rotor do gerador de indução, e  $K_d$  é o coeficiente de atrito do rotor. Em estado estacionário, o torque mecânico na armadura é igual ao torque disponível no eixo REF e igual ao torque eletromagnético do GIGE, mas com um valor negativo ( $T_a = T_m = T_{er} = -T_g$ ). De acordo com (4.13) e (4.14), os harmônicos na tensão de alimentação da armadura originarão correntes harmônicas em ambos os lados, da armadura e do rotor do REF. Devido às interações entre as forças magnetomotrizes estabelecidas pelas correntes da armadura e do rotor, existem harmônicos no torque eletromagnético (4.21) que levarão a perturbações de velocidade ( $\Delta\omega_m$ ), e que, por sua vez, podem gerar ruídos e vibrações indesejadas no eixo mecânico que se propagam para o GIGE. Porém, como o REF e o GIGE possuem inércia inerente ao seu acoplamento mecânico, espera-se a amortização natural dos harmônicos de alta ordem produzidos pelo inversor, devido à reduzida largura de banda imposta pelo momento de inércia do conjunto mecânico referente ao acoplamento entre os rotores (Liao et al. 2003).

#### 4.1.2 Descrição do sistema e controle de extração da máxima potência

Este trabalho considera o modo de controle ótimo uma vez que o valor de entrada da velocidade do vento está disponível e determina o valor de escorregamento ideal para atingir a operação de Rastreamento de Ponto de Potência Máxima (do inglês *Maximum Power Point Tracking* - MPPT). A estratégia completa é detalhada em (Ramos et al. 2019), mas é sintetizada neste trabalho para facilitar a análise proposta. O valor máximo de  $C_{p,max} \approx 0,441$ , correspondendo a  $\lambda_{opt} = 7,206$ , para  $\beta = 0^\circ$ . O torque desejado no eixo do gerador para cada velocidade do vento ( $W_s$ ) pode ser calculado a partir de (3.3) resultando em (4.24). O REF recebe uma velocidade variável  $\omega_a$  e faz a regulação da velocidade desejada no eixo  $\omega_m$ . Assim, ao conectar o GIGE ao eixo do rotor do REF, é possível controlar o torque do gerador através do escorregamento do GIGE, resolvendo a equação de segunda ordem em (4.25), e elegendo a raiz real com o menor valor absoluto, referente ao desempenho ótimo.

$$T_g^* = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{0.4441}{7.206} \frac{W_s^2}{g_b}, \quad (4.24)$$

$$a_1 s^{*2} + b_1 s^* + c_1 = 0, \quad (4.25)$$

em que  $a_1 = T_g^* \omega_{sg} [Re\{Z_{sg,eq}\} + (Im\{Z_{sg,eq}\} + X_{rg}^2)^2]$ ,  $b_1 = r_{rg}(2T_g^* \omega_{sg} Re\{Z_{sg,eq}\} - 3V_{sg,eq}^2)$ ,  $c_1 = T_g^* \omega_{sg} r_{rg}^2$ ;  $\omega_{sg}$  é a velocidade síncrona do estator;  $r_{rg}$  e  $X_{rg}$  são a resistência e a reatância dos enrolamentos do rotor do GIGE respectivamente;  $V_{sg,eq}$  e  $Z_{sg,eq}$  são calculadas por (4.26),

$$\begin{cases} V_{sg,eq} = \left| \frac{V_{sg} jX_{mg}}{r_{sg} + j(X_{sg} + X_{mg})} \right|, \\ Z_{sg,eq} = \frac{jX_{mg}(r_{sg} + jX_{sg})}{r_{sg} + j(X_{sg} + X_{mg})}, \end{cases} \quad (4.26)$$

em que  $V_{sg}$  é a tensão de fase da rede,  $X_{mg}$  é a reatância de magnetização, e  $X_{sg}$  é a reatância dos enrolamentos estatóricos do GIGE. A velocidade angular mecânica de referência  $\omega_m^*$  é determinada por (4.27), considerando o número de polos  $P_g$  do GIGE,

$$\omega_m^* = (1 - s^*) \omega_{sg} \frac{2}{P_g}, \quad (4.27)$$

e a referência da velocidade de armadura é determinada por (3.1) no lado de alta velocidade da caixa de engrenagens (3.4) para uma utilização ótima da potência eólica como calculada em (4.28).

$$\omega_a^* = \lambda_{opt} \frac{W_s g_b}{R}. \quad (4.28)$$

Finalmente, a frequência regulada pelo inversor  $f_i$  é determinada pelo controle escalar. Neste método, a velocidade mecânica é controlada indiretamente pelo inversor, ajustando a frequência das correntes elétricas na armadura do REF, conforme (4.2) explicado em (Ramos et al. 2019). Os parâmetros detalhados da configuração completa do sistema estão listados na Tabela 4.1 com base em parâmetros reais de uma turbina eólica e uma máquina de indução. O momento de inércia  $J$  pode ser obtido em termos da constante de inércia  $K$  por (4.29),

$$J = \frac{2K}{\omega_0^2} S_b, \quad (4.29)$$

em que  $\omega_0$  é a velocidade angular nominal em radianos mecânicos por segundo e  $S_b$  é a potência base em VA.

## 4.2 Síntese do Capítulo

Neste Capítulo foram apresentadas as equações do REF em regime permanente, incluindo a análise das componentes harmônicas provenientes do chaveamento do inversor,

Tabela 4.1: REF, GIGE e parâmetros do sistema.

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>REF e GIGE</b>	Número de polos ( $p$ )	4 polos
	Resistência de armadura ( $r_s$ )	0,005 p.u.
	Resistência rotórica ( $r_r$ )	0,005 p.u.
	Reatância de dispersão da armadura ( $X_{sl}$ )	0,092 p.u.
	Reatância de dispersão rotórica ( $X_{rl}$ )	0,1 p.u.
	Reatância mútua ( $X_m$ )	3,95 p.u.
	Constante de inércia ( $K_i$ )	0,5 s
<b>Turbina eólica</b>	Diâmetro ( $D$ )	90 m
	Razão da caixa de engrenagens ( $g_b$ )	100 -
	Velocidade nominal da turbina ( $n_{ts}$ )	18 RPM
	Velocidade nominal do vento ( $n_{ws}$ )	11 m/s
	Constante de inércia ( $K_{it}$ )	2,5 s
	Coeficiente de atrito ( $K_{dt}$ )	1,5 -
<b>Inversor</b>	Frequência de chaveamento ( $f_s$ )	7,2 kHz
	Tensão do barramento CC ( $V_{DC}$ )	1,13 kV
<b>Rede externa</b>	Tensão da rede ( $V_G$ )	690 V; $f_{sg} = 60$ Hz
	Potência nominal ( $S_G$ )	2 MVA
	Impedância de Thévenin 1 ( $Z_{th,1}$ )	$1,87 + j1,25$ m $\Omega$ .
	Impedância de Thévenin 2 ( $Z_{th,2}$ )	$127 + j18$ m $\Omega$ .

Fonte: Autoria própria.

com base na teoria  $p - q$ , e as perturbações originadas nas potências e no torque eletromagnético. No próximo Capítulo serão apresentados os resultados obtidos por meio de simulações computacionais.

---

# Capítulo 5

## Resultados e discussões

---

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos para as grandezas elétricas e mecânicas com base no modelo discutido e a análise de desempenho do conteúdo harmônico no PAC. Para generalizar os resultados, consideramos as seguintes condições operacionais para o estudo do comportamento de REF e do GIGE com a presença de harmônicos:

- Sistema de operação com entrada de velocidade do vento constante e o REF é operado com torque e velocidade constantes.
- A distribuição do enrolamento nas máquinas é senoidal, portanto não há tensões harmônicas espaciais. A tensão da rede é senoidal e balanceada no PAC.
- A saturação magnética e as perdas elétricas no inversor são desprezadas, e todas as derivadas iguais a zero com o sistema em regime permanente.
- Considerando o modelo harmônico do REF e GIGE no Capítulo 4, seguem-se os níveis de distorção harmônica das tensões e correntes da armadura do REF e das tensões e correntes do estator do GIGE, ou seja, as correntes no PAC. Além disso, são monitoradas a distorção nominal total (DNT) de tensões e correntes, considerando as inter-harmônicas no PAC, oscilações no torque eletromagnético e velocidade mecânica angular.

Antes da discussão dos resultados, é realizada uma breve descrição das condições de operação e simulação do sistema proposto.

### **5.1 Caso de teste 1: Análise harmônica de um GIGE de 2 MW conectado à rede e acionado por um REF**

Um programa de simulação foi desenvolvido usando a plataforma aberta Scilab, e um algoritmo trapezoidal de 2<sup>a</sup> ordem foi adotado para resolver as equações diferenciais

## 5.1. CASO DE TESTE 1: ANÁLISE HARMÔNICA DE UM GIGE DE 2 MW CONECTADO À REDE

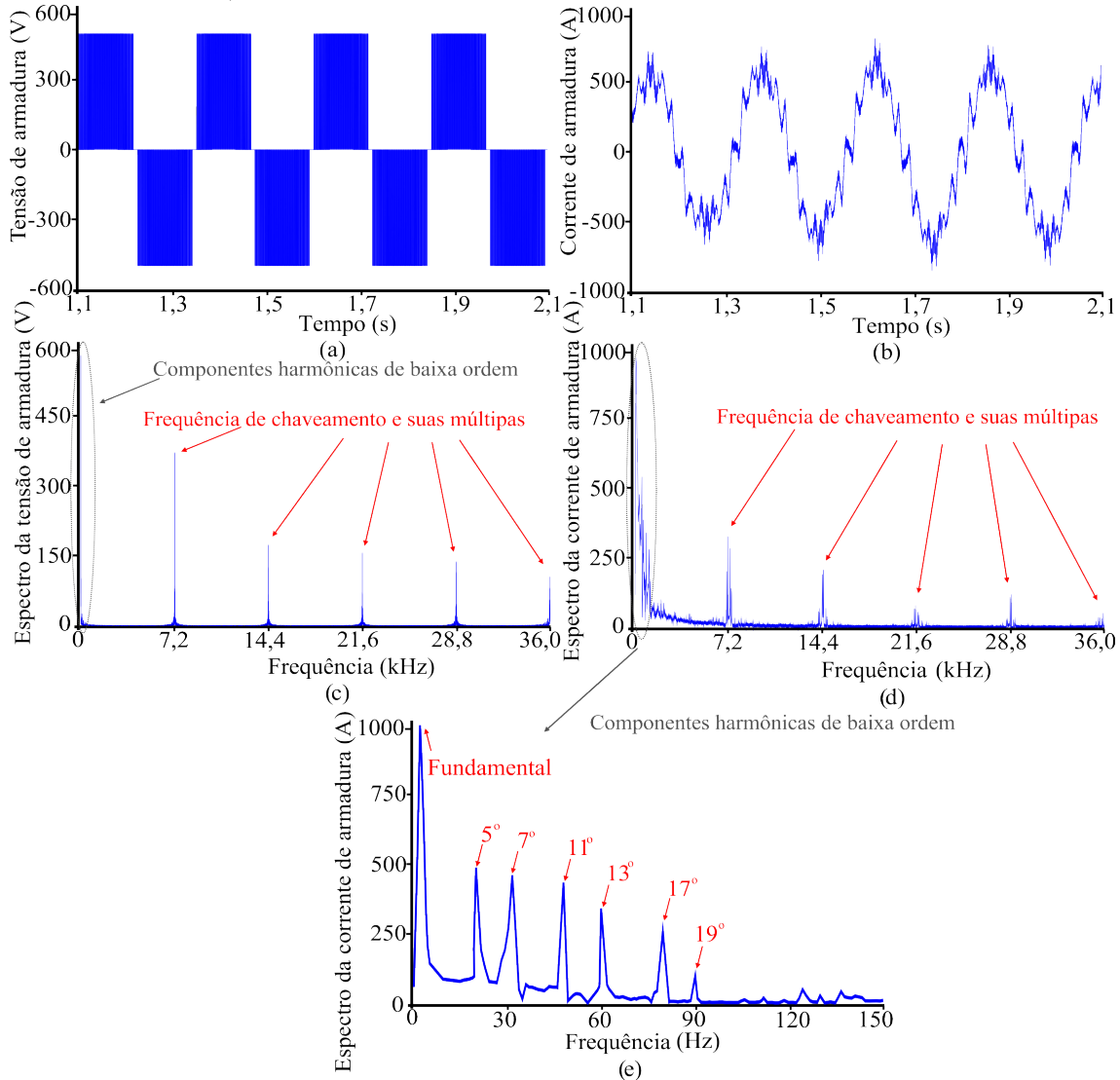
(4.3), (4.22), e (4.23) no domínio do tempo, com uma frequência de amostragem de 72,0 kHz. Esta foi escolhida por ser múltipla inteira da frequência fundamental da rede no PAC (60 Hz), evitando instabilidades numéricas no algoritmo. O método numérico e a simulação computacional foram desenvolvidos usando totalmente a linguagem nativa do Scilab sem o uso de nenhuma caixa de ferramentas. Para avaliar os componentes individuais dos harmônicos, o sistema foi simulado para fornecer a potência nominal de saída por uma velocidade do vento de  $W_s = 11,0$  m/s considerada como dados de entrada. Vale salientar que durante a operação normal de uma turbina eólica, o vento muda continuamente e, portanto, o escorregamento das máquinas pode variar da mesma forma. Para este caso, o escorregamento do GIGE é regulado para seu valor de referência de  $s^* = -0,011$ , que por (4.27) é igual a  $\omega_m^* = 190,53$  rad/s e  $T_g^* = 10,60$  kNm, no modo de operação MPPT. O inversor é regulado com amplitude de tensão de polo nominal de  $V_a = 563,38$  V (Figura 5.1.a) e frequência fundamental de  $f_i = 4,65$  Hz aplicada à armadura do REF. Para calcular a proporção entre a amplitude da componente harmônica em relação à sua fundamental, a Distorção Harmônica Individual (IHD, do inglês *Individual Harmonic Distortion*) é calculada pela razão entre o valor RMS de cada componente harmônico pelo componente fundamental, conforme definido por (5.1),

$$IHD_{H,h} = \frac{H_h}{H_1}, \quad (5.1)$$

em que  $h$  é a ordem harmônica e  $H$  representa a variável em análise, como tensão, corrente e torque.  $H_1$  é o componente fundamental no referencial natural e um nível  $cc$  no referencial síncrono  $dq^+$ . A corrente de linha da armadura na fase  $a$  é esboçada na Figura 5.1(b). Os harmônicos de ordem inferior em torno de  $f_i$  e os harmônicos de ordem superior nas tensões e correntes de armadura do espectro, localizados principalmente na frequência de chaveamento do inversor PWM de  $f_s = 7,2$  kHz e seus múltiplos, com as bandas laterais  $\pm m f_i$  são mostrados nas Figuras 5.1(c), (d). Na figura 5.1(e) é dado um destaque no espectro de baixa ordem da corrente de armadura do REF. A fundamental e algumas componentes harmônicas de sequência positiva e negativa destacadas são indicadas como 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup>, 13<sup>a</sup>, 17<sup>a</sup>, correspondendo a 23,25 Hz, 32,55 Hz, 51,15 Hz, 60,45 Hz e 79,05 Hz, respectivamente. Como esperado, tais frequências harmônicas predominantes ocorrem em  $|6n \pm 1|f_i$  com  $n = 1, 2, 3, 4, \dots$ , conhecidas como as harmônicas características do inversor.

Além da análise de frequência na Figura 5.1(e), o efeito das frequências harmônicas de ordem inferior na armadura do REF e nas correntes do rotor no referencial  $dq^+$  deve ser avaliado. As correntes harmônicas da armadura estabelecem campos magnéticos rota-

Figura 5.1: (a) Tensão de polo aplicada aos enrolamentos de armadura do REF ( $V_{s,a}^{efr}$ ). (b) Corrente de linha na fase  $a$  da armadura do REF ( $I_{s,a}^{efr}$ ). (c) Espectro de frequência de  $V_{s,a}^{efr}$ . (d) Espectro de frequência de  $I_{s,a}^{efr}$ . (e) Ampliação das componentes harmônicas de baixa ordem de  $I_{s,a}^{efr}$ .

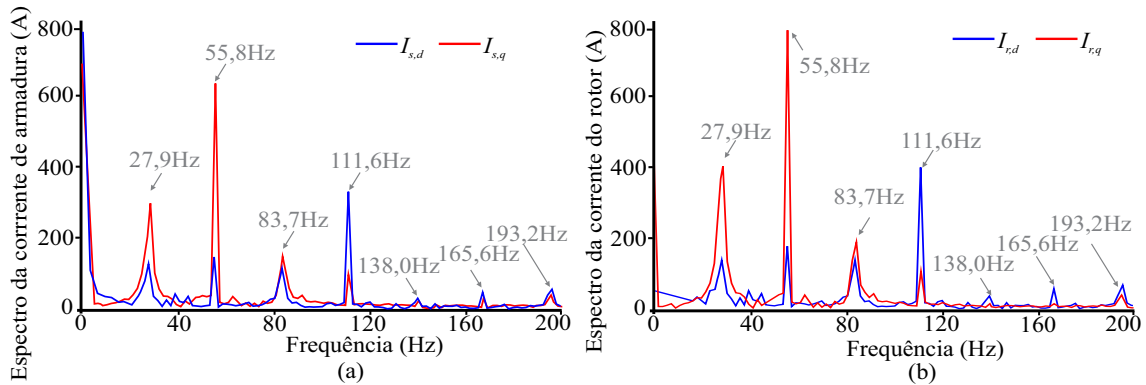


Fonte: Autoria própria.

tivos, induzindo frequências de correntes harmônicas no rotor do REF conforme indicado na Figura 5.2. Os vetores espaciais harmônicos de corrente do rotor têm velocidade angular definida por (4.8) em  $dq^+$ . O 5º harmônico é um componente de sequência negativa e seu vetor espacial tem velocidade angular correspondente a  $|f_5^-| = |f_7^+| = 6f_i = 27,9\text{Hz}$ . Da mesma forma,  $|f_{11}^-| = |f_{13}^+| = 12f_i = 55,8\text{Hz}$ ,  $|f_{17}^-| = |f_{19}^+| = 18f_i = 83,7\text{Hz}$ , etc. Isso explica a predominância dos harmônicos múltiplos de seis da frequência fundamental do

## 5.1. CASO DE TESTE 1: ANÁLISE HARMÔNICA DE UM GIGE DE 2 MW CONECTADO À REDE

Figura 5.2: Espectro em frequência das correntes do REF em  $dq^+$ . (a) Armadura  $I_{s,d}^+$  (azul) e  $I_{s,q}^+$  (vermelho). (b) Rotor  $I_{r,d}^+$  (azul) e  $I_{r,q}^+$  (vermelho).



Fonte: Autoria própria.

inversor na armadura  $dq^+$  e correntes do rotor do REF conforme se indica nas Figuras 5.2.a, b. Além disso, a principal diferença entre as correntes da armadura do REF e do rotor é observada na componente fundamental, correspondendo aos níveis  $cc$  no espectro de frequência. Conforme se mostra na Figura 5.2.a,b, cujos valores aproximados foram incluídos na Tabela 5.1, as correntes do rotor têm um componente fundamental inferior ao da armadura, e tal diferença pode ser explicada pelo aumento na resistência do rotor ( $r_r$ ) que, por sua vez, é inversamente proporcional ao escorregamento do REF conforme o modelo da Figura 4.2.

Tabela 5.1: Valores aproximados das componentes CC das correntes de armadura e rotor do REF. Fonte: Autoria própria.

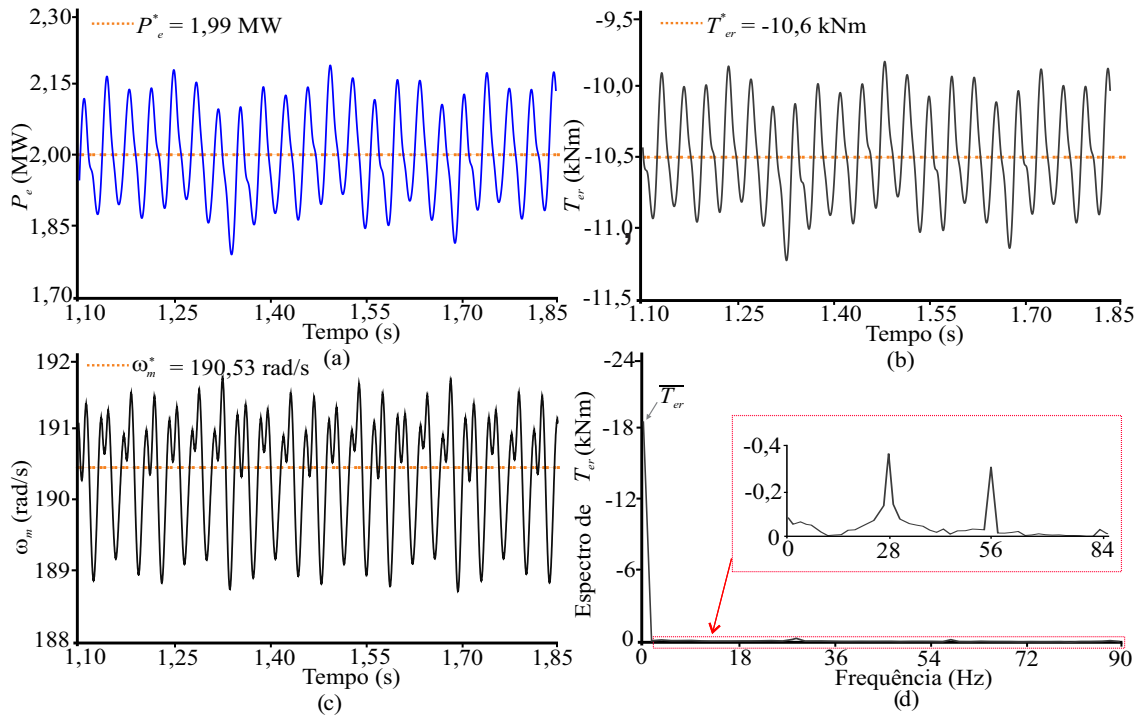
$I_{s,d,CC}^+$	$I_{s,q,CC}^+$	$I_{r,d,CC}^+$	$I_{r,q,CC}^+$
800 A	700 A	50 A	400 A

### 5.1.1 Torque eletromagnético e resposta mecânica

Em uma operação em regime permanente sem distorção harmônica, a potência eletromagnética, o torque e a velocidade mecânica têm um valor constante fornecido pela referência do controlador. Porém, devido aos harmônicos inseridos pelo inversor, componentes de harmônicos significativos aparecem e são observados como oscilações em torno dessas variáveis de referência, se indica na Figura 5.3. Conforme observado em (4.18) e (4.21) e pela análise da Figura 5.3, o acoplamento devido ao cruzamento entre harmônicos

produz harmônicos de sequência zero ímpar no nas grandezas eletromecânicas.

Figura 5.3: Regime permanente das variáveis eletromecânicas para  $W_s = 11$  m/s. (a) Potência ativa instantânea ( $P_e$ ) e potência de referência ( $P_e^*$ ). (b) Torque mecânico ( $T_{er}$ ) e torque de referência ( $T_{er}^*$ ). (c) Velocidade mecânica e ( $w_m$ ) e velocidade mecânica de referência ( $w_m^*$ ). (d) Espectro de frequência do torque mecânico.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 5.3 são esboçadas as oscilações nas grandezas eletromecânicas. Na Figura 5.3(a) mostram-se as oscilações de potência  $\Delta P_{el} \approx 160$  kW; na Figura 5.3(b) apresentam-se ondulações de torque de  $\Delta T_{er} \approx 500$  Nm e na Figura 5.3(c) ondulações de velocidade  $\Delta \omega_m \approx 1,5$  rad/s. A Figura 5.3(d) mostra que a componente direta é predominante no torque eletromagnético. No entanto, os harmônicos de ordem 6 e 12 são os principais componentes de suas oscilações, com  $IHD_{T_{er},6} = 2,2\%$  e  $IHD_{T_{er},12} = 1,6\%$  do nível  $cc$ , respectivamente. Essas ondulações de velocidade são, em última análise, refletidas no espectro de corrente do rotor do GIGE e serão discutidas na próxima subseção. Além disso, as frequências de alta ordem e os múltiplos da frequência de chaveamento do PWM não influenciam o comportamento dinâmico da máquina, pois a frequência de chaveamento está muito acima das frequências mecânicas críticas. Observa-se que a resposta dinâmica nos torques do eixo sob esta condição é muito diferente da excitação do vento em degrau. Devido à inércia mecânica do rotor, o degrau de vento não pode aumentar o torque

abruptamente e apenas as variáveis de regime permanente são apresentadas.

### 5.1.2 Impacto das componentes harmônicas da armadura do REF no lado do PAC

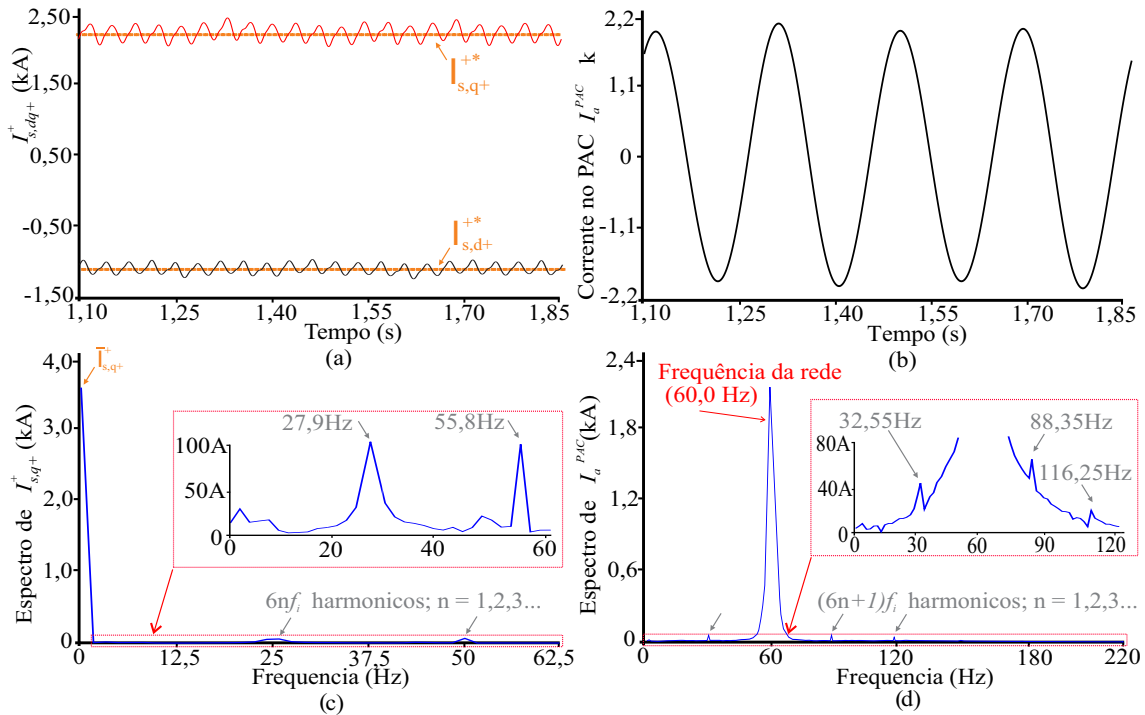
Considerando que não há conexão elétrica entre o REF e o GIGE, as correntes induzidas no circuito do rotor do gerador de indução são provenientes das vibrações mecânicas associadas às oscilações do torque mecânico. A interação entre os harmônicos de fluxo do rotor e o fluxo fundamental da rede através do entreferro induz correntes inter-harmônicas no estator do GIGE, uma vez que essas frequências são múltiplas da frequência fundamental do inversor ( $\pm f_i$ ). Para avaliar a influência do conteúdo harmônico da armadura devido à tensão do inversor PWM e refletida na potência gerada pelo GIGE no PAC, na Figura 5.4(a),(b) são esboçadas as correntes do estator do GIGE em  $dq^+$  e no referencial natural, respectivamente. Na Figura 5.4(c),(d) são plotados o espectro de  $I_{s,dq}^+$  e correntes da fase  $a$ , respectivamente. Embora o impacto principal no espectro  $dq^+$  seja um componente  $cc$ , alguns componentes harmônicos ímpares de sequência zero são observados, especialmente a 6<sup>a</sup> e 12<sup>a</sup>, com  $IHD_{I_{q,6}} = 2,86\%$  e  $IHD_{I_{q,12}} = 2,29\%$  de amplitude em relação ao nível  $cc$  (correspondente a componentes fundamental do inversor -  $f_i$ ), respectivamente. Da mesma forma, pela transformada de Park inversa para o referencial natural, alguns componentes harmônicos de sequência positiva do REF de  $f_i$  também são perceptíveis na corrente da fase  $a$  no PAC  $I_a^{PAC}$  como apontado na Figura 5.4.d, como o 7<sup>a</sup>, 19<sup>a</sup> e 25<sup>a</sup> harmônicas. No entanto, eles também têm baixas amplitudes se comparadas à amplitude do componente de frequência da rede (60 Hz), com amplitudes de  $IHD_{I_{a,7}} = 2,72\%$ ,  $IHD_{I_{a,19}} = 3,63\%$  e  $IHD_{I_{a,25}} = 1,36\%$ , respectivamente. Além disso, as ordens harmônicas de sequência negativa ( $h = 6n - 1$ ) não estão presentes no espectro do referencial natural.

## 5.2 Caso de teste 2: Índices de qualidade e estudo comparativo

A corrente do lado da rede pode afetar a qualidade da energia elétrica no PAC. Portanto, é de grande valia identificar os componentes harmônicos e inter-harmônicos mais significativos em diferentes casos, ou seja, a condição operacional com a corrente harmônica máxima no estator do GIGE.

Além desta análise, várias simulações no Scilab foram realizadas para capturar dados

Figura 5.4: (a) Correntes estatóricas do GIGE  $I_{s,dq}^+$  em  $dq^+$ . (b) Espectro da fase  $a$  na corrente do estator no referencial síncrono (c)  $I_{s,dq}^+$ . (d) Espectro da corrente estatórica da fase  $a$  no referencial natural  $I_a^{PAC}$ .



Fonte: Autoria própria.

e calcular o DNT da tensão de armadura da fase  $a$  do REF ( $V_{s,a}^{REF}$ ), da corrente da fase  $a$  da armadura do REF ( $I_{s,a}^{REF}$ ), tensão da fase  $a$  no PAC ( $V_a^{PAC}$ ) e correntes de fase  $a$  no PAC ( $I_a^{PAC}$ ), considerando o intervalo associado para as inter-harmônicas. Para varrer toda a faixa de potência, a velocidade do vento nas pás da turbina foi variada entre 4 m/s e 11 m/s. Para limitar o número de dados, somente até o quinquagésimo harmônico são considerados.

De acordo com a Tabela 5.2, o DNT elevado de  $V_{s,a}^{REF}$  e  $I_{s,a}^{REF}$  na armadura do REF é devido à excitação de tensão de chaveamento PWM, sem filtro de interconexão, e possui a maior distorção em todos os diferentes casos para cada velocidade do vento. Embora o valor relativamente elevado do DNT das tensões e correntes da armadura do REF, é possível verificar um pequeno impacto no valor do DNT das tensões no PAC -  $V_a^{PAC}$  e correntes no PAC -  $I_a^{PAC}$ . Além disso, o aumento da velocidade do vento diminui a distorção total de  $I_a^{PAC}$ , como indicado pelo DNT, que é inferior ao limite (IEEE 2018) de 5,0% para todos os pontos de operação da velocidade do vento.

## 5.2. CASO DE TESTE 2: ÍNDICES DE QUALIDADE E ESTUDO COMPARATIVO 53

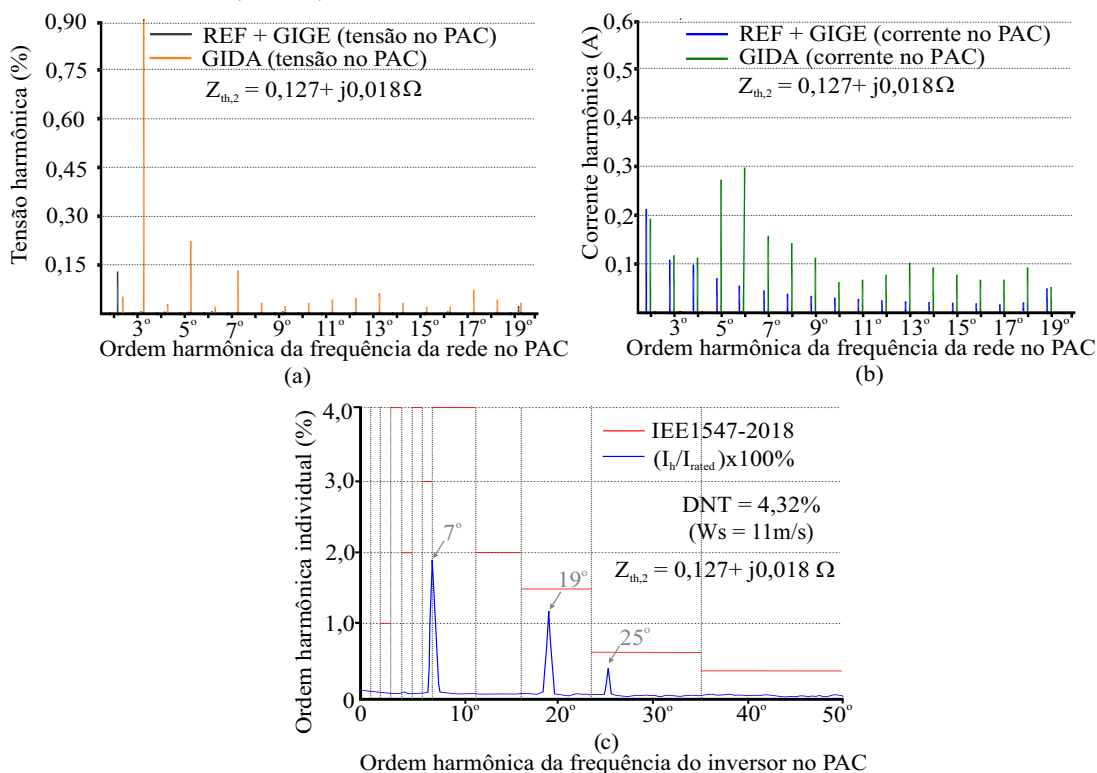
Tabela 5.2: Relação entre a velocidade do vento ( $W_s$ ); frequência fundamental do REF ( $f_i$ ); Máximas correntes harmônicas ou inter-harmônicas no PAC ( $I_{h,max}$ ); Componente cc da potência eletromagnética ( $P_{e,dc}$ ); Distorção Nominal Total (DNT-%) da corrente de armadura do REF, da tensão e corrente no PAC. Fonte: Autoria própria.

$W_s$	$f_i$	$P_{e,dc}$	$I_{h,max}$	DNT (%)			
				$V_{s,a}^{REF}$	$I_{s,a}^{REF}$	$V_a^{PAC}$	$I_a^{PAC}$
(m/s)	(Hz)	(kW)	(A)				
4	39,77	338,51	100,22	42,16	28,39	0,0047	4,88
5	34,72	456,45	120,12	42,19	27,48	0,0131	4,23
6	29,68	644,80	30,25	43,44	29,60	0,0051	4,45
7	24,65	884,67	22,01	42,16	27,61	0,0084	4,25
8	19,63	1134,18	67,11	42,15	28,71	0,0081	4,21
9	14,62	1439,26	40,51	42,13	30,57	0,0147	3,97
10	9,63	1805,85	30,01	42,13	30,37	0,0083	3,66
11	4,65	2189,73	65,00	42,14	28,01	0,0158	3,34

Para avaliar o desempenho do sistema acionado por REF, um GIDA foi usado para comparação, pois é amplamente utilizado em parques eólicos e deriva da máquina de indução convencional. Os mesmos parâmetros de 2,0 MW do GIDA com uma tensão terminal de 690,0 V em (Liu et al. 2017) foram usados na simulação do REF para comparação de harmônicos individuais e totais, incluindo o cabo de conexão e as impedâncias do transformador no equivalente de Thévenin. A impedância total no sistema GIDA é  $Z_{th,2} = 0,127 + j0,018 \Omega$  com relação de curto-circuito (RCC) de 1,87 no PAC, que pode ser classificada como uma rede fraca. Para fins de comparação, objetivando a equiparação com os resultados apresentados em (Liu et al. 2017), foram computados apenas até que o 19º componente harmônico das correntes e tensões do GIGE e do GIDA no PAC. Na figura 5.5(c) estão indicados os harmônicos individuais do REF em porcentagem da capacidade de corrente nominal do PAC, visto que a norma (IEEE 2018) também limita as distorções máximas de correntes pares e ímpares individuais. Conforme apontado pela análise FFT na Figura 5.4d, para a velocidade do vento de  $W_s = 11$  m/s, as correntes no PAC têm a 7ª, 19ª, 25ª componentes harmônicas acentuadas da tensão de frequência da armadura REF-  $f_i$ , que corresponde às inter-harmônicas relacionadas à fundamental de 60 Hz no estator do GIGE. Porém, essas amplitudes inter-harmônicas são inferiores ao máximo permitido pela norma e  $DNT = 4,32\%$  (ver Figura 5.5(a)). Além disso, como o objetivo do trabalho era avaliar o desempenho do REF no pior cenário, ou seja, sem filtros passivos, os harmônicos resultantes no PAC foram mitigados principalmente devido à inércia mecânica do acoplamento do eixo entre as duas máquinas. Somado a isso, filtros passivos podem ser empregados na saída do inversor como as topologias LC ou

LCL propostas em (Sanatkar-Chayjani & Monfared 2016), (Cittanti et al. 2021). Na Figura 5.5(a) e Figura 5.5(b) são indicados os componentes individuais dos harmônicos de tensão e corrente da frequência fundamental da rede no lado do PAC para ambos os sistemas. A tensão no PAC foi calculada como uma porcentagem da tensão nominal no barramento. Como se pode observar na Figura 5.5(a) e (b), o sistema acionado pelo REF é significativamente mais eficaz na redução de componentes harmônicos do que o GIDA, especialmente as componentes acima do 5º harmônico para o espectro de corrente. A diferença entre as duas topologias é ainda mais acentuada no caso do espectro de tensão do PAC, que apresenta distorção quase nula para o GIGE acionado pelo REF.

Figura 5.5: **(a)** Tensões harmônicas individuais em comparação com o GIDA considerando as harmônicas da frequência fundamental da rede (60 Hz). **(b)** Correntes harmônicas individuais em comparação com o GIDA considerando as harmônicas da frequência fundamental da rede (60 Hz). **(c)** Ordem harmônicas individuais sem a componente fundamental da rede (60 Hz) e Padrão IEEE1547-2018.



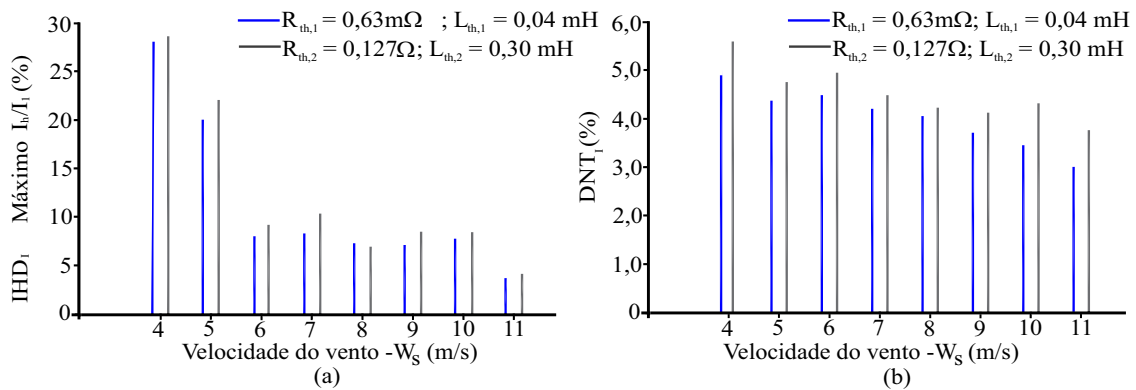
Fonte: Autoria própria.

A fim de complementar a análise anterior, duas relações diferentes de  $X_{th}/R_{th}$  foram consideradas para avaliar o desempenho harmônico nas correntes do estator do GIGE sob variações na impedância equivalente do PAC. Na Figura 5.6 estão os resultados da

## 5.2. CASO DE TESTE 2: ÍNDICES DE QUALIDADE E ESTUDO COMPARATIVO 55

Distorção Harmônica Individual máxima (IHD - a) e da Distorção Total Nominal (DNT - b) para cada  $R_{th}$  e  $X_{th}$ . Duas impedâncias equivalentes da rede foram considerados nesta análise, incluindo o equivalente de Thevenin avaliado ( $Z_{th,1}$ ) na Tabela 4.1 e a rede fraca ( $Z_{th,2}$ ) em (Liu et al. 2017). Os resultados da Figura 5.6 a, b mostram que para as velocidades do vento mais baixas, ou seja, níveis de potência mais baixa, o espectro harmônico é alto. Isso se justifica porque a corrente fundamental é baixa e a amplitude da ondulação torna-se expressiva com relação ao seu valor médio, o que contribui para o aumento da distorção harmônica. Além disso, na Figura 5.6.b pode-se observar que os parâmetros da rede têm influência significativa no desempenho do DNT, em que a menor relação  $X/R$ , ou seja,  $X_{th,2}/R_{th,2}$ , tem pior desempenho se comparado à razão mais alta, ou seja,  $X_{th,1}/R_{th,1}$ . Este fato pode ser explicado pelo fato de que a reatância indutiva torna-se maior com o aumento da frequência, o que, por sua vez, contribui para a mitigação dos componentes harmônicos, e quanto mais forte a rede no PAC, menor o efeito das emissões harmônicas (Kumar & Zare 2016).

Figura 5.6: Análise de distorção versus velocidade do vento ( $W_s$ ) para diferentes condições da impedância de Thévenin da rede. (a) Máxima Distorção Harmônica Individual ( $IHD_{I,max}$ -%). (b) Distorção Nominal Total ( $DNT_I$ -%).



Fonte: Autoria própria.

---

## Capítulo 6

# Conclusão e trabalhos futuros

---

As questões de qualidade de energia para regular as distorções de tensão e corrente estão entre os tópicos de pesquisa mais importantes em sistemas de energia eólica. As principais contribuições deste trabalho são (1) um modelo genérico do REF adequado para análise de distúrbios harmônicos, inter-harmônicos e mecânicos sob diferentes condições de operação e (2) análise de mitigação de harmônicos do sistema proposto com base nos limites impostos pelo Padrão IEEE 1547- 2018. Apesar dos componentes harmônicos e inter-harmônicos, demonstrou-se que os componentes de alta frequência devido ao chaveamento PWM são naturalmente atenuados pela inércia inerente do sistema mecânico. O comportamento do torque eletromagnético tem efeito predominante na potência gerada, e os harmônicos podem afetar o comportamento de algumas partes do sistema mecânico, o que implica na propagação dos harmônicos gerados pelo REF para o estator do GIGE. Os harmônicos múltiplos de seis de sequência negativa e positiva, causados pelo inversor da armadura do REF produzem o harmônico de sequência zero ímpar no subsistema mecânico, ou seja, 6<sup>a</sup>, 12<sup>a</sup>, 18<sup>a</sup>, etc. Ao analisar a corrente do lado da rede e detectar a frequência harmônica com a corrente máxima em diferentes condições de operação, verifica-se que as inter-harmônicas dos sistemas baseados no REF têm picos típicos, reduzindo-se suavemente com o aumento da potência ativa de saída. Além disso, uma análise de comparação é realizada para o sistema baseado no REF com os limites impostos pela norma IEEE 1547-2018 e dados reais extraídos para operação do GIDA em um parque eólico. Os resultados em regime permanente demonstram que o sistema baseado no REF tem um bom desempenho na qualidade de energia considerando as variações da impedância de rede equivalente no ponto de acoplamento comum com a rede elétrica. Em resumo, os resultados obtidos mostram claramente a viabilidade do uso da inércia mecânica inerente ao REF para mitigar o impacto harmônico na rede local sem o uso de filtros extras com estratégias de controle complexas, como necessário na maioria das topologias de máquinas convencionais para turbinas eólicas, como GIDA e GSIP. Este trabalho é um

complemento dos trabalhos anteriores relacionados e reforça a viabilidade do uso dessa estrutura em áreas remotas ou ilhadas, uma vez que a frequência do estator do GIGE pode ser controlada na frequência síncrona pelo REF. Além disso, o REF pode ser utilizado com fontes de energia híbridas como a integração da energia fotovoltaica para alimentar o inversor, e com conteúdo harmônico reduzido proveniente do inversor para a rede local. Trabalhos futuros são necessários para (1) avaliar o impacto harmônico também no lado da turbina, uma vez que as perturbações mecânicas podem ser propagadas através da caixa de engrenagens, e (2) analisar o impacto dos desequilíbrios e distorções harmônicas da rede no desempenho do sistema proposto.

---

# Referências Bibliográficas

---

Ackermann, T. (2005), *Wind Power in Power Systems*, John Wiley and Sons Ltd.: Chichester, UK.

Akagi, H., E. H. Watanabe & M. Aredes (2017), *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, IEEE Computer Society Press; 1ª edição (1 março 2007).

Amin, Md Ruhul, Michael Negnevitsky, Evan Franklin, Kazi Saiful Alam & Seyed Behzad Naderi (2021), ‘Application of battery energy storage systems for primary frequency control in power systems with high renewable energy penetration’, *Energies* **14**(5).

**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/5/1379>

Beleiu, Horia Gheorghe, Virgil Maier, Sorin Gheorghe Pavel, Iulian Birou, Constantin Sorin Pică & Pompei Cosmin Dărab (2020), ‘Harmonics consequences on drive systems with induction motor’, *Applied Sciences* **10**(4).

**URL:** <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/4/1528>

Cittanti, Davide, Fabio Mandrile, Matteo Gregorio & Radu Bojoi (2021), ‘Design space optimization of a three-phase lcl filter for electric vehicle ultra-fast battery charging’, *Energies* **14**(5).

**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/5/1303>

da Silva, Juliano C. L., Thales Ramos & Manoel F. Medeiros Júnior (2021), ‘Modeling and harmonic impact mitigation of grid-connected scig driven by an electromagnetic frequency regulator’, *Energies* **14**(15).

**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/15/4524>

Das, Choton K., Octavian Bass, Thair S. Mahmoud, Ganesh Kothapalli, Navid Mousavi, Daryoush Habibi & Mohammad A.S. Masoum (2019), ‘Optimal allocation of distributed energy storage systems to improve performance and power quality of

- distribution networks’, *Applied Energy* **252**, 113468.  
**URL:** <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919311420>
- de Sousa Stilpen, D. Vasconcellos & V. Cheng (2015), Solar photovoltaics in brazil: A promising renewable energy market, *em* ‘2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)’, pp. 1–5.
- Djurović, S. & S. Williamson (2010), Investigation of the impact of speed-ripple and inertia on the steady-state current spectrum of a dfig with unbalanced rotor, *em* ‘5th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2010)’, pp. 1–6.
- Fan, Lingling, Subbaraya Yuvarajan & Rajesh Kavasseri (2010), ‘Harmonic analysis of a dfig for a wind energy conversion system’, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **25**(1), 181–190.
- García, Héctor, Juan Segundo, Osvaldo Rodríguez-Hernández, Rafael Campos-Amezcuca & Oscar Jaramillo (2018), ‘Harmonic modelling of the wind turbine induction generator for dynamic analysis of power quality’, *Energies* **11**(1).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/1/104>
- García-Sánchez, Tania, Irene Muñoz-Benavente, Emilio Gómez-Lázaro & Ana Fernández-Guillamón (2020), ‘Modelling types 1 and 2 wind turbines based on iec 61400-27-1: Transient response under voltage dips’, *Energies* **13**(16).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4078>
- Hernández-Mayoral, Emmanuel, Reynaldo Iracheta-Cortez, Vincent Lecheppe & Oscar Alfredo Jaramillo Salgado (2020), ‘Modelling and validation of a grid-connected dfig by exploiting the frequency-domain harmonic analysis’, *Applied Sciences* **10**(24).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/24/9014>
- Hoon, Yap, Mohd Amran Mohd Radzi, Mohd Khair Hassan & Nashiren Farzilah Mailah (2017), ‘Control algorithms of shunt active power filter for harmonics mitigation: A review’, *Energies* **10**(12).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2038>
- Hu, Jiabing, Heng Nian, Hailiang Xu & Yikang He (2011), ‘Dynamic modeling and improved control of dfig under distorted grid voltage conditions’, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **26**(1), 163–175.

- IEEE (2014), 'Ieee recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems - redline', *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) - Redline* pp. 1–213.
- IEEE (2018), 'Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces', *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)* pp. 1–138.
- Jacobina, C.B., A.M. Nogueira Lima, E.R.C. da Silva, R.N.C. Alves & P.F. Seixas (2001), 'Digital scalar pulse-width modulation: a simple approach to introduce nonsinusoidal modulating waveforms', *IEEE Transactions on Power Electronics* **16**(3), 351–359.
- Kalmbach, Oliver, Christian Dirscherl & Christoph M. Hackl (2020), 'Discrete-time dc-link voltage and current control of a grid-connected inverter with lcl-filter and very small dc-link capacitance', *Energies* **13**(21).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5613>
- Khan, Imran, Kamran Zeb, Waqar Ud Din, Saif Ul Islam, Muhammad Ishfaq, Sadam Hussain & Hee-Je Kim (2019), 'Dynamic modeling and robust controllers design for doubly fed induction generator-based wind turbines under unbalanced grid fault conditions', *Energies* **12**(3).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/3/454>
- Kolesnik, Sergei & Alon Kuperman (2017), 'Analytical derivation of electrical-side maximum power line for wind generators', *Energies* **10**(10).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/10/1498>
- Kumar, Dinesh & Firuz Zare (2016), 'Harmonic analysis of grid connected power electronic systems in low voltage distribution networks', *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* **4**(1), 70–79.
- Liao, Yong, Li Ran, G.A. Putrus & K.S. Smith (2003), 'Evaluation of the effects of rotor harmonics in a doubly-fed induction generator with harmonic induced speed ripple', *IEEE Transactions on Energy Conversion* **18**(4), 508–515.
- Liu, Zifa, Jun Rong, Guankun Zhao & Ya Luo (2017), 'Harmonic assessment for wind parks based on sensitivity analysis', *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **8**(4), 1373–1382.

- Lumbreras, David, Eduardo Gálvez, Alfonso Collado & Jordi Zaragoza (2020), ‘Trends in power quality, harmonic mitigation and standards for light and heavy industries: A review’, *Energies* **13**(21).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5792>
- Mohan, N., T. M. Undeland & W. P. Robbins (2002), *Power Electronics: Converters, Applications and Design*, 3<sup>th</sup> ed., Vol. 3.
- Pang, Bo, Hui Dai, Feng Li & Heng Nian (2020), ‘Coordinated control of rsc and gsc for dfig system under harmonically distorted grid considering inter-harmonics’, *Energies* **13**(1).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/1/28>
- Patriota, A.S.L.; Pinheiro, R.F.; Medina T. G.I (2020), ‘Harnessing wind energy with hydrostatic transmission coupled to an electromagnetic frequency regulator’, *Preprints* .
- Pazmiño, Iván, Sergio Martinez & Danny Ochoa (2021), ‘Analysis of control strategies based on virtual inertia for the improvement of frequency stability in an islanded grid with wind generators and battery energy storage systems’, *Energies* **14**(3).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/3/698>
- Pinheiro, R. F., P. V. Silva & N. C. Júnior (Patente concedida BR 10 2014 005059 0, Março. 2021), ‘Aerogerador de velocidade variável e tensão e frequência constantes com regulação eletromagnética de frequência’.
- Ramos, Thales, Manoel F. Medeiros Júnior, Ricardo Pinheiro & Arthur Medeiros (2019), ‘Slip control of a squirrel cage induction generator driven by an electromagnetic frequency regulator to achieve the maximum power point tracking’, *Energies* **12**(11).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/11/2100>
- Sanatkar-Chayjani, Majid & Mohammad Monfared (2016), ‘Design of lcl and llcl filters for single-phase grid connected converters’, *IET Power Electronics* **9**(9), 1971–1978.
- Silva, P. V., R. F. Pinheiro, A. Salazar & J. D. Fernandes (2015), ‘Performance analysis of a new system for speed control in wind turbines’, *Renewable energy & power quality journal* pp. 455–460.

- Silva, P. V., R. F. Pinheiro, A. Salazar, L. P. S. Júnior & J. D. Fernandes (2015), 'Um novo sistema para controle de velocidade em aerogeradores utilizando o regulador eletromagnético de frequência', *Eletrônica de Potência (Impresso)* **20**(3), 254–262.
- Vitor Silva, Paulo, Ricardo Ferreira Pinheiro, Andres Ortiz Salazar, Luciano Pereira do Santos Junior & Christian Cesar de Azevedo (2015), 'A proposal for a new wind turbine topology using an electromagnetic frequency regulator', *IEEE Latin America Transactions* **13**(4), 989–997.
- Wang, Zongjie & C. Lindsay Anderson (2021), 'A progressive period optimal power flow for systems with high penetration of variable renewable energy sources', *Energies* **14**(10).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/2815>
- Xu, Hailiang, Jiabing Hu & Yikang He (2012), 'Operation of wind-turbine-driven dfig systems under distorted grid voltage conditions: Analysis and experimental validations', *IEEE Transactions on Power Electronics* **27**(5), 2354–2366.
- Yao, Gang, Zhichong Lu, Yide Wang, Mohamed Benbouzid & Luc Moreau (2017), 'A virtual synchronous generator based hierarchical control scheme of distributed generation systems', *Energies* **10**(12).  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2049>
- Yao, Jun, Qing Li, Zhe Chen & Aolin Liu (2013), 'Coordinated control of a dfig-based wind-power generation system with sgsc under distorted grid voltage conditions', *Energies* **6**(5), 2541–2561.  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/6/5/2541>
- You, Rui, Braulio Barahona, Jianyun Chai & Nicolaos A. Cutululis (2013), 'A novel wind turbine concept based on an electromagnetic coupler and the study of its fault ride-through capability', *Energies* **6**(11), 6120–6136.  
**URL:** <https://www.mdpi.com/1996-1073/6/11/6120>
- You, Rui, Jianyun Chai, Xudong Sun & Yulong Lin (2014), Variable speed wind turbine based on electromagnetic coupler and its experimental measurement, *em* '2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition', pp. 1–5.