

**Universidade Federal do Maranhão**  
Centro de Ciências Exatas e Tecnologias  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

**Caio Bruno Silva Falcão**

**Modelagem e Análise Dinâmica de um Parque Eólico dotado  
de Geradores DFIG em uma Rede de Subtransmissão usando  
PSCAD/EMTDC**

São Luís – MA  
2026

**Universidade Federal do Maranhão**  
Centro de Ciências Exatas e Tecnologias  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

**Caio Bruno Silva Falcão**

**Modelagem e Análise Dinâmica de um  
Parque Eólico dotado de Geradores DFIG  
em uma Rede de Subtransmissão usando  
PSCAD/EMTDC**

Dissertação submetida ao Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal do Maranhão como  
parte dos requisitos necessários à obtenção  
do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**Orientador:** Denisson Queiroz Oliveira  
**Coorientadora:** Silvangela Lilian da Silva L. Barcelos

São Luís – MA  
2026

# Modelagem e Análise Dinâmica de um Parque Eólico dotado de Geradores DFIG em uma Rede de Subtransmissão usando PSCAD/EMTDC

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

São Luís – MA, 16 de março de 2026.

---

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira  
Orientador

---

Prof. Dra. Silvangela Lilian da S. L. Barcelos  
Coorientadora

---

Prof. Dr. José Gomes de Matos  
Examinador Interno

---

Prof. Dr. Walbermark Marques Dos Santos  
Examinador Externo

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Falcão, Caio Bruno Silva.

Modelagem e Análise Dinâmica de um Parque Eólico dotado de Geradores DFIG em uma Rede de Subtransmissão usando PSCAD/EMTDC / Caio Bruno Silva Falcão. - 2026.  
124 f.

Coorientador(a) 1: Silvangela Lilian da Silva L. Barcelos.

Orientador(a): Denisson Queiroz Oliveira.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2026.

1. Energia Eólica. 2. Fontes Renováveis. 3. Comportamento Dinâmico. I. Barcelos, Silvangela Lilian da Silva L. II. Oliveira, Denisson Queiroz. III. Título.

*Dedico este trabalho à Silvana Maria, minha mãe que foi ao mesmo tempo meu pai  
e meu guia, pelo apoio, incentivo e compreensão  
ao longo de toda esta jornada.*

*“Mestre não é quem sempre ensina, mas quem de repente aprende.”*  
*Guimarães Rosa.*

# Agradecimentos

A Deus, primeiramente, por ter me concedido saúde, força e perseverança para enfrentar os desafios ao longo desta jornada acadêmica, iluminando meus caminhos nos momentos de maior dificuldade.

À minha mãe, **Silvana Maria dos Santos Silva**, pelo amor incondicional, pelo apoio constante e por sempre acreditar em mim, sendo meu maior alicerce em todas as etapas da minha vida.

À minha irmã, **Bruna Caroline Silva Falcão**, pelo carinho, incentivo e presença nos momentos importantes, contribuindo de forma significativa para que eu seguisse firme em meus objetivos.

À minha esposa, **Pauliane Taissa Castro Nogueira**, pelo companheirismo, paciência e compreensão ao longo de todo este processo, sendo fonte de apoio emocional e motivação diária.

Aos meus orientadores, **Silvangelia Lilian da Silva Lima Barcelos** e **Dennisson Queiroz Oliveira**, pela orientação técnica, dedicação, confiança e valiosas contribuições ao desenvolvimento deste trabalho, fundamentais para o meu crescimento acadêmico e profissional.

À **Universidade Federal do Maranhão (UFMA)** e ao **Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE)**, pela oportunidade de formação acadêmica, pelo suporte institucional e pelo ambiente favorável ao desenvolvimento científico e tecnológico. Agradeço também à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e a Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Tecnológico do Maranhão (FAPEMA) pelo apoio para a realização deste trabalho.

Ao **Instituto de Energia Elétrica (IEE)**, pelo apoio institucional, pelas contribuições técnicas e pelo incentivo à pesquisa, fundamentais para a realização deste estudo.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a concretização deste trabalho, deixo aqui meus sinceros agradecimentos.

# Resumo

A crescente preocupação com as mudanças climáticas e a necessidade de reduzir as emissões globais de gases de efeito estufa têm impulsionado uma profunda transformação no setor energético mundial. Nesse cenário, a energia eólica tem se consolidado como uma das principais alternativas renováveis, combinando maturidade tecnológica, competitividade econômica e baixo impacto ambiental. A fonte eólica, embora contribua para a diversificação das fontes de geração, impõe novos desafios técnicos relacionados à estabilidade e à qualidade da energia fornecida, exigindo o aperfeiçoamento de normas e modelos de integração à rede elétrica. Nesse contexto, o presente estudo é motivado pela crescente participação da energia eólica na matriz elétrica global e nacional, o que demanda uma compreensão aprofundada sobre o comportamento dinâmico dos sistemas de geração e sua interação com as redes de subtransmissão. Este trabalho tem como objetivo analisar o desempenho de parques eólicos compostos por Geradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG) conectados à rede elétrica, por meio de modelagem e simulações no ambiente PS-CAD/EMTDC, contribuindo para o entendimento dos fenômenos transitórios associados à operação eólica e propondo subsídios técnicos para aprimorar a estabilidade, o controle e a confiabilidade da integração dessas fontes renováveis aos sistemas de potência.

**Palavras-chave:** Energia Eólica, Fontes renováveis, Comportamento dinâmico, PS-CAD.

# Abstract

The growing concern about climate change and the need to reduce global greenhouse gas emissions have driven a profound transformation in the global energy sector. In this context, wind energy has become one of the main renewable alternatives, combining technological maturity, economic competitiveness, and low environmental impact. Although wind power contributes to the diversification of generation sources, it also introduces new technical challenges related to system stability and power quality, requiring the improvement of grid integration standards and models. In this scenario, the present study is motivated by the increasing participation of wind energy in both the global and national energy mix, which demands a deeper understanding of the dynamic behavior of generation systems and their interaction with subtransmission networks. This work aims to analyze the performance of wind farms composed of Doubly Fed Induction Generators (DFIG) connected to the electrical grid, through modeling and simulations in the PSCAD/EMTDC environment, contributing to the understanding of transient phenomena associated with wind power operation and providing technical insights to enhance the stability, control, and reliability of the integration of these renewable sources into power systems.

**Keywords:** Wind energy; Renewable energy sources; Dynamic behavior; PSCAD..

# Lista de Figuras

1.1	Evolução da capacidade eólica global instalada entre 2020 e 2024 (WWE, 2024).	2
1.2	Distribuição geográfica de geração eólica no Brasil (ANEEL, 2025).	4
1.3	Projeção da capacidade instalada total e potência eólica no Brasil até 2050 (ANEEL, 2025)	6
2.1	Representação evolutiva do apagão que atingiu o Brasil as 8h30min36,946s ((ONS), 2023).	15
2.2	Topologia de um sistema eólico do gerador de ímã permanente PMSG, adaptado de (Wu et al., 2021).	17
2.3	Topologia de um sistema eólico do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), adaptado de (Wu et al., 2021).	18
2.4	Turbina eólica de eixo horizontal, 3 pás e área de varredura do rotor igual a A, adaptado de (Matos, 2025).	21
2.5	Curvas do coeficiente de potência em função da razão de velocidade de ponta, para diferentes ângulos de passo $\beta$ , adaptado de (Rocha, 2022).	22
3.1	Diagrama unifilar do sistema (IEEE 30 Barras, 2018).	25
3.2	Representação simplificada do sistema de transmissão em estudo, do autor.	27
3.3	Diagrama em blocos representativo do sistema de controle de cada gerador DFIG (Falcão et al., 2025).	29
3.4	Quatro quadrantes do modo de operação DFIG, Desenvolvido pelo Autor.	29
3.5	Sistema de geração com DFIG e conversor <i>back-to-back</i> no rotor, adaptado de (Matos, 2025).	31
3.6	Circuito do DFIG com parâmetros de frequência variável (Mehta and Mehta, 2024)	32
3.7	Circuito equivalente do DFIG no referencial $dq$ (Mehta and Mehta, 2024).	33
3.8	Esquema do conversor do lado da rede (CLRE), adaptado de (Nadour et al., 2020; Matos, 2025).	35
3.9	Sistema de referência $abc$ e referencial rotativo $dq$ com ângulo $\theta$ e velocidade angular $\omega$ , adaptado de (Krause, 1986).	35
3.10	Referencial $dq$ com a tensão interna $E_s$ e ângulo elétrico $\theta_e$ , adaptado de (Matos, 2025).	36
3.11	Diagramas de blocos de controle CLRE, do autor.	37

3.12	Diagrama de blocos do controle do lado da rede (CLR), do autor. . . . .	38
3.13	Circuito de proteção do rotor do DFIG, destacando o crowbar (Hydrol, 2018). . . . .	39
3.14	Sistema de proteção do conversor com módulos CLRE, CLR e CROWBAR, do autor. . . . .	39
3.15	Circuito de proteção do rotor do DFIG, destacando o Chopper (Hydrol, 2018). . . . .	40
3.16	Sistema de proteção do conversor com módulos CLRE, CLR e Chopper, do autor. . . . .	41
3.17	Representação da conexão do cabo trifásico entre a geração e o (PCC), adptada do (PSCAD, 2023). . . . .	43
3.18	Corte transversal do cabo com suas camadas constitutivas, adaptado do (PSCAD, 2023). . . . .	44
4.1	Perfil de velocidade do vento utilizado na simulação ao longo de um intervalo de 100 segundos. . . . .	50
4.2	Rampa descendente da velocidade do vento medida entre 46,00 s e 50,00 s. . . . .	51
4.3	Tensão rms em pu . . . . .	52
4.4	Potência ativa . . . . .	53
4.5	Potência reativa . . . . .	53
4.6	Tensão de linha trifásica . . . . .	54
4.7	Corrente de linha trifásica . . . . .	54
4.8	Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $I_{dr}$ e $I_{qr}$ ) . . . . .	55
4.9	Rampa ascendente da velocidade do vento medida entre 54,00 s e 57,00 s. . . . .	55
4.10	Tensão rms em pu . . . . .	56
4.11	Potência ativa . . . . .	57
4.12	Potência reativa . . . . .	58
4.13	Tensão de linha trifásica . . . . .	58
4.14	Corrente de linha trifásica . . . . .	59
4.15	Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $I_{dr}$ e $I_{qr}$ ) durante o evento de rampa ascendente do vento. . . . .	60
4.16	Tensões pu medidas no PCC da rede e nos terminais WGT de um dos geradores DFIG . . . . .	61
4.17	Potência ativa . . . . .	61
4.18	Potência reativa . . . . .	62
4.19	Tensão de linha trifásica . . . . .	63
4.20	Corrente de linha trifásica . . . . .	64
4.21	Correntes do rotor nos eixos $q$ e $d$ ( $I_{qr}$ e $I_{dr}$ ) durante o evento de rejeição de carga. . . . .	65
4.22	Tensões durante falta em 4s. . . . .	66
4.23	Tensões durante falta em 8s. . . . .	67
4.24	Potência ativa durante falta no PCC em 4s . . . . .	68
4.25	Potência ativa durante falta na Bus 2 em 4s . . . . .	69
4.26	Potência ativa durante falta no PCC em 8s . . . . .	70

4.27	Potência ativa durante falta na Bus 2 em 8s . . . . .	70
4.28	Potência reativa durante falta no PCC . . . . .	71
4.29	Potência reativa durante falta na Bus 2 . . . . .	72
4.30	Potência reativa durante falta no PCC em 8s . . . . .	73
4.31	Potência reativa durante falta na Bus 2 em 8s . . . . .	74
4.32	Tensão trifásica de linha no Bus 2 . . . . .	74
4.33	Corrente trifásica de linha no Bus 2 . . . . .	75
4.34	Tensão trifásica de linha no PCC . . . . .	76
4.35	Corrente trifásica de linha no PCC . . . . .	77
4.36	Correntes do rotor nos eixos $q$ e $d$ ( $I_{qr}$ e $I_{dr}$ ) durante o evento de falta.	77
4.37	Correntes do rotor nos eixos $q$ e $d$ ( $I_{qr}$ e $I_{dr}$ ) durante o evento de falta.	78
4.38	Rampa ascendente da velocidade do vento medida entre 9,00 s e 12,00 s.	79
4.40	Potência ativa . . . . .	80
4.39	Tensão rms em pu . . . . .	80
4.41	Potência reativa . . . . .	81
4.42	Tensão trifásica de linha . . . . .	81
4.43	Corrente Trifásica de linha . . . . .	82
4.44	Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $I_{dr}$ e $I_{qr}$ ) durante o evento de rampa ascendente do vento. . . . .	83
4.45	Tensões em pu durante um evento de rejeição de carga. . . . .	84
4.46	Potência ativa durante um evento de rejeição de carga . . . . .	84
4.47	Potência reativa durante um evento de rejeição de carga . . . . .	85
4.48	Tensões trifásica de linha durante um evento de rejeição de carga. . . . .	85
4.49	Corrente trifásica de linha durante um evento de rejeição de carga. . . . .	86
4.50	Correntes do rotor nos eixos $q$ e $d$ ( $I_{qr}$ e $I_{dr}$ ) durante o evento de rejeição de carga. . . . .	87
4.51	Tensão rms em pu . . . . .	88
4.52	Potência ativa . . . . .	89
4.53	Potência reativa . . . . .	89
4.54	Tensão trifásica de linha . . . . .	90
4.55	Corrente Trifásica de linha . . . . .	90
4.56	Correntes do rotor nos eixos $q$ e $d$ ( $I_{qr}$ e $I_{dr}$ ) durante o evento de rejeição de carga. . . . .	92
1	Tensões RMS em pu . . . . .	102
2	Potência ativa. . . . .	102
3	Potência reativa. . . . .	103
4	Tensões trifásicas de linha. . . . .	103
5	Correntes trifásicas de linha. . . . .	104
6	Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $i_{dr}$ e $i_{qr}$ ) durante o evento. . . . .	104

# Lista de Tabelas

1.1	Países com maiores capacidades instaladas de energia eólica em 2024.	3
1.2	Capacidade instalada de energia eólica por estado brasileiro em outubro de 2024. . . . .	5
2.1	Exemplos de parques eólicos brasileiros conectados em nível de sub-transmissão (69 kV) . . . . .	14
2.2	Comparação entre tecnologias de geradores eólicos, com base em estudos de desempenho e aplicações típicas em turbinas modernas (Pöhlinder et al., 2007; Liu et al., 2016). . . . .	19
3.1	Comparativo de Estratégias Recentes de (LVRT) para Geradores DFIG	24
3.2	Principais características da rede IEEE 30 Barras, (IEEE 30 Barras, 2018) . . . . .	26
3.3	Modos de operação do DFIG nos quatro quadrantes (Nakata, 2020) .	30
3.4	Descrição dos blocos do sistema DFIG conforme o diagrama apresentado	31
3.5	Descrição das variáveis do circuito de proteção do DFIG . . . . .	40
3.6	Parâmetros utilizados na modelagem da turbina eólica . . . . .	41
3.7	Parâmetros utilizados na modelagem do transformador de conexão . .	42
4.1	Classificação das turbinas eólicas segundo a IEC 61400-27-1. . . . .	47
4.2	Categorias de análise e respectivos requisitos normativos segundo a IEC 61400-27-1:2020. . . . .	48
4.3	Principais parâmetros e requisitos normativos segundo a IEC 61400-21-1:2019. . . . .	49

# Lista de Símbolos

$\alpha$	Coefficiente térmico
$A$	Área varrida do rotor ( $\text{m}^2$ )
$C_p(\lambda, \beta)$	Coefficiente de potência da turbina eólica
$c_1, c_2, \dots, c_6$	Constantes empíricas do modelo aerodinâmico
$E_a^{abc}$	Tensões trifásicas na saída do conversor do lado da rede (V)
$E_r$	Força eletromotriz induzida no rotor (V)
$E_s$	Tensão interna sincronizada do estator (V)
$f_r$	Frequência elétrica do rotor (Hz)
$f_s$	Frequência elétrica do estator (Hz)
$i_a^{abc}$	Correntes trifásicas injetadas na rede pelo conversor do lado da rede (A)
$i_{dr}$	Corrente do rotor no eixo $d$ (A)
$i_{dr\_ref}$	Corrente de referência do rotor no eixo $d$ (A)
$i_{clr}$	Corrente do lado do rotor (A)
$i_{clre}$	Corrente do lado da rede (A)
$i_c$	Corrente do capacitor (A)
$i_{ds}$	Corrente do estator no eixo $d$ (A)
$i_{qr}$	Corrente do rotor no eixo $q$ (A)
$i_{qr\_ref}$	Corrente de referência do rotor no eixo $q$ (A)
$i_{qs}$	Corrente do estator no eixo $q$ (A)
$i_{qa}^*$	Referência da corrente no eixo $q$ do conversor do lado da rede (A)
$i_r$	Corrente do rotor referida ao estator (A)
$i_s$	Corrente do estator (A)
$I_s^{abc}$	Correntes trifásicas do estator do DFIG (A)
$L_m$	Indutância de magnetização (H)
$L_r$	Indutância do rotor referida ao estator (H)
$L_s$	Indutância do estator (H)
$\lambda$	Razão de velocidade de ponta da pá (tip-speed ratio)
$\lambda_{dr}$	Componente do fluxo do rotor no eixo direto ( $d$ )
$\lambda_{qr}$	Componente do fluxo do rotor no eixo em quadratura ( $q$ )
$P$	Potência ativa (W)
$P_g$	Potência ativa medida no lado da rede (W)
$P_{g\_ref}$	Referência de potência ativa (W)
$P_r$	Potência no rotor (W)
$P_s$	Potência entregue pelo estator (W)
$P_T$	Potência mecânica extraída pela turbina (W)
$P_w$	Potência disponível no vento (W)
$Q$	Potência reativa (VAr)

$Q_g$	Potência reativa medida no lado da rede (VAr)
$Q_{g\_ref}$	Referência de potência reativa (VAr)
$Q^*$	Referência de potência reativa do sistema
$R_r$	Resistência do rotor referida ao estator ( $\Omega$ )
$R_s$	Resistência do estator ( $\Omega$ )
$S$	Escorregamento da máquina de indução
$T_e$	Torque eletromagnético desenvolvido pelo gerador DFIG (N·m)
$T_e^*$	Referência de torque eletromagnético gerada pelo algoritmo MPPT
$T_r$	Torque resistente aplicado ao rotor (N·m)
$V$	Velocidade do vento (m/s)
$V_{abc}$	Tensões trifásicas no ponto de conexão com a rede elétrica (PCC) (V)
$V_{cc}$	Tensão do barramento em corrente contínua (V)
$V_{cc}^*$	Valor de referência da tensão do barramento CC (V)
$V_{dc}$	Tensão do barramento CC (V)
$V_r$	Tensão induzida no rotor (V)
$V_r^{abc}$	Tensões trifásicas aplicadas ao rotor pelo conversor do lado do rotor (V)
$V_s^{abc}$	Tensões trifásicas do estator do DFIG (V)
$V^*$	Referência de tensão do sistema de controle
$v_r$	Tensão aplicada ao rotor (V)
$v_s$	Tensão aplicada ao estator (V)
$v_{dr}$	Comando de tensão no eixo $d$ (V)
$v_{ds}$	Tensão do estator no eixo $d$ (V)
$v_{qr}$	Comando de tensão no eixo $q$ (V)
$v_{qs}$	Tensão do estator no eixo $q$ (V)
$\beta$	Ângulo de passo das pás (pitch angle)
$\lambda$	Razão de velocidade de ponta da pá (tip-speed ratio)
$\rho$	Densidade do ar ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )
$\theta$	Ângulo elétrico síncrono utilizado como referência no sistema de controle (rad)
$\theta_e$	Ângulo elétrico entre o referencial síncrono e o estator (rad)
$\theta_r$	Ângulo elétrico do rotor do gerador (rad)
$\omega_r$	Velocidade mecânica do rotor do gerador DFIG (rad/s)
$\omega_s$	Velocidade síncrona do campo girante (rad/s)
$\omega_e$	Velocidade angular elétrica do sistema (rad/s)

# Lista de Equações

2.1	Potência disponível no vento . . . . .	20
2.2	Potência mecânica extraída pela turbina eólica . . . . .	20
2.3	Coefficiente de potência aerodinâmico $C_p(\lambda, \beta)$ . . . . .	20
2.4	Definição do parâmetro auxiliar $\lambda_i$ . . . . .	20
3.1	Potência linha do sistema . . . . .	28
3.2	Potência do rotor em função do escorregamento . . . . .	28
3.3	Escorregamento do gerador de indução . . . . .	28
3.4	Escorregamento do gerador de indução . . . . .	32
3.5	Tensão do rotor em frequência do rotor . . . . .	32
3.6	Equação em regime permanente do DFIG . . . . .	32
3.10	Equação em regime permanente do DFIG . . . . .	33
3.14	Equações de fluxo magnético do DFIG . . . . .	33
3.14	Potências ativa e reativa no estator do DFIG . . . . .	34
3.16	Equações de potência ativa e reativa no estator . . . . .	34

# Lista de Abreviaturas e Siglas

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B2B	Conversor bidirecional <i>back-to-back</i>
$C_p$	Coefficiente de Potência
CLG	Controle vetorial do lado do gerador
CLRE	Controle/Conversor do lado da rede
CSLR	Controle/Conversor do lado da rede série
CLR	Conversor do Lado do Rotor
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
DC-link	Elo CC do conversor
DFIG	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
dq	Referencial síncrono <i>d-q</i>
EMF	Força eletromotriz
EMT	Transitórios Eletromagnéticos
FRT	Permanência em falta
GD	Geração Distribuída
GW / MW	Gigawatt / Megawatt
GWEC	Conselho Global de Energia Eólica
IEA	Agência Internacional de Energia
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IRENA	Agência Internacional de Energias Renováveis
LCL	Filtro LCL
LVRT	Permanência sob Afundamento de Tensão
MEP	Modelo de Elemento de Pá
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PI	Controlador Proporcional-Integral
PCC	Ponto de Conexão Comum
PLL	Malha de Travamento de Fase
PMSG	Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes
PSCAD/EMTDC	Plataforma de simulação de transitórios eletromagnéticos
PWM	Modulação por Largura de Pulso
REN	Resolução Normativa
RMS	Valor eficaz

Sabc	ponto de conexão trifásico (ABC)
SCIG	Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSR	Relação de Velocidade de Ponta
UHE	Unidade Hidráulica de Energia
V-f	Controle de Tensão-Frequência
WECS	Sistema de Conversão de Energia Eólica
WRIG	Gerador de Indução com Rotor Bobinado
WTG	Turbina Eólica

# Sumário

Resumo

Abstract

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Lista de Símbolos

Lista de Equações

Lista de Abreviaturas e Siglas

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Contextualização . . . . .	1
1.1.1	Energia Eólica no Mundo . . . . .	2
1.1.2	Energia Eólica no Brasil . . . . .	3
1.2	Motivação e Relevância . . . . .	7
1.3	Revisão Bibliográfica . . . . .	9
1.4	Objetivos . . . . .	10
1.4.1	Objetivo Geral . . . . .	10
1.4.2	Objetivos Específicos . . . . .	10
1.5	Estrutura do Trabalho . . . . .	12
1.5.1	Trabalhos Publicados . . . . .	12
<b>2</b>	<b>Fundamentação Teórica</b>	<b>13</b>
2.1	Aspectos Conceituais . . . . .	13
2.2	Operação de Sistemas Elétricos com Alta Penetração de Geração Eólica	14
2.2.1	Tecnologias de aerogeradores . . . . .	16
2.3	Estratégias de Controle para DFIGs . . . . .	18
2.4	Modelagem do Processo de Conversão da Energia Eólica . . . . .	20
<b>3</b>	<b>Modelagem do Parque Eólico Conectado à Subtransmissão</b>	<b>23</b>
3.1	Comparação Qualitativa de Estratégias LVRT para Geradores DFIG .	23
3.2	Características do Sistema Elétrico em Estudo . . . . .	24
3.3	Gerador de indução com conversor bidirecional . . . . .	27
3.3.1	Conversor <i>back-to-back</i> . . . . .	30
3.3.2	Modelo do Circuito Equivalente do DFIG . . . . .	32

3.3.3	Controle do Conversor do Lado da Rede (CLRE) . . . . .	34
3.3.4	Controle do Conversor do Lado do Rotor (CLR) . . . . .	37
3.3.5	Sistema de Proteção do DFIG . . . . .	38
3.3.6	Parâmetros Mecânicos da Turbina Eólica . . . . .	41
3.3.7	Dados do Transformador de Conexão . . . . .	42
3.3.8	Linha de Interconexão entre Parque Eólico e Subtransmissão . . . . .	42
<b>4</b>	<b>Análise Dinâmica do Parque Eólico em Rede de Subtransmissão</b>	<b>45</b>
4.1	Descrição dos Cénarios Simulados . . . . .	45
4.1.1	Procedimentos e Condições de Ensaio segundo a IEC 61400-27-1:2020 . . . . .	45
4.1.2	Procedimentos de Ensaio segundo a IEC 61400-21-1:2019 . . . . .	48
4.2	Conexão do Parque eólico Equivalente no nível de 132 kV do Sistema de Subtransmissão . . . . .	49
4.2.1	Caso 1: Parque eólico operando sob um perfil real de velocidade do vento, em condição nominal diária . . . . .	49
4.2.2	Caso 2: Rejeição de bloco de carga . . . . .	60
4.2.3	Caso 3: Sistema eólico atendendo à rede diante de faltas (trifásicas) em diferentes pontos. . . . .	65
4.3	Conexão do Parque eólico Equivalente no nível de 33 kV do Sistema de Subtransmissão . . . . .	78
4.3.1	Caso 1: Parque eólico operando sob um perfil real de vento com rampa suave . . . . .	78
4.3.2	Caso 2: Sistema eólico atendendo à rede diante da rejeição de bloco de carga . . . . .	83
4.3.3	Caso 3: Sistema eólico atendendo à rede diante de faltas em diferentes pontos . . . . .	87
<b>5</b>	<b>Conclusão</b>	<b>93</b>

**Anexo A - Ensaio com duas turbinas DFIG e maior distância elétrica**101

# Capítulo 1

## Introdução

Neste capítulo, apresenta-se a contextualização do tema, evidenciando o crescimento da energia eólica nos cenários mundial e nacional, bem como sua relevância no processo de transição energética e na consolidação das fontes renováveis nos sistemas elétricos de potência. Na sequência, discute-se as motivações que fundamentam a realização deste estudo, com destaque para a necessidade de análises dinâmicas de aerogeradores DFIG conectados a redes de subtransmissão, dada sua crescente participação e impacto na operação do sistema. Essas redes são responsáveis pelo escoamento regional de potência e pela integração de fontes de geração, como parques eólicos. Além disso, por apresentarem menor rigidez elétrica em comparação às redes de transmissão, são mais sensíveis a variações de tensão e perturbações, o que reforça a importância de estudos dinâmicos para avaliação do desempenho e estabilidade do sistema. Em seguida, são estabelecidos o objetivo geral e os objetivos específicos da pesquisa, os quais orientam o desenvolvimento metodológico e a aplicação do modelo proposto. Por fim, apresenta-se a estrutura do trabalho, com uma descrição sintética do conteúdo dos capítulos subsequentes, de modo a situar o leitor quanto à organização e ao encadeamento lógico da dissertação.

### 1.1 Contextualização

A crescente preocupação com as mudanças climáticas e a necessidade de reduzir as emissões globais de gases de efeito estufa têm impulsionado uma profunda transformação no setor energético mundial. Nesse cenário, a energia eólica tem se consolidado como uma das principais alternativas renováveis, combinando maturidade tecnológica, competitividade econômica e baixo impacto ambiental. O avanço da capacidade instalada em países como China, Estados Unidos, Alemanha e Brasil evidencia o papel estratégico dessa fonte na transição para uma matriz energética mais limpa (IREA, 2024; CE, 2019; Becker et al., 2021). Além de contribuir para a diversificação das fontes de geração, a expansão das usinas eólicas impõe novos desafios técnicos relacionados à estabilidade e à qualidade da energia fornecida, exigindo o aperfeiçoamento de normas e modelos de integração à rede elétrica (Enerdata, 2025).

Nesse contexto, o presente estudo é motivado pela crescente participação da energia eólica na matriz elétrica global e nacional, o que demanda uma compreen-

são aprofundada sobre o comportamento dinâmico dos sistemas de geração e sua interação com as redes de subtransmissão. Assim, este trabalho tem como objetivo analisar o desempenho de parques eólicos compostos por Geradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG) conectados à rede elétrica, por meio de modelagem e simulações no ambiente (PSCAD, 2023). A pesquisa busca contribuir para o entendimento dos fenômenos transitórios associados à operação eólica e propor subsídios técnicos para aprimorar a estabilidade, o controle e a confiabilidade da integração dessas fontes renováveis aos sistemas de potência.

### 1.1.1 Energia Eólica no Mundo

A utilização de usinas eólicas tem contribuído de maneira significativa para a transformação da matriz energética global, especialmente nos países europeus, China e Brasil que apresentaram um crescimento anual expressivo nos últimos anos. Como consequência, as turbinas eólicas passaram a receber maior atenção no que diz respeito às normas e procedimentos necessários para integração à rede elétrica, visando garantir a qualidade da energia fornecida aos consumidores (Becker et al., 2021), (CE, 2019), (Enerdata, 2025). A capacidade instalada de geração eólica no mundo ultrapassou 1000 GW em 2024, conforme mostra a Figura 1.1, consolidando a fonte como uma das principais alternativas para a descarbonização dos sistemas elétricos (IREA, 2024).

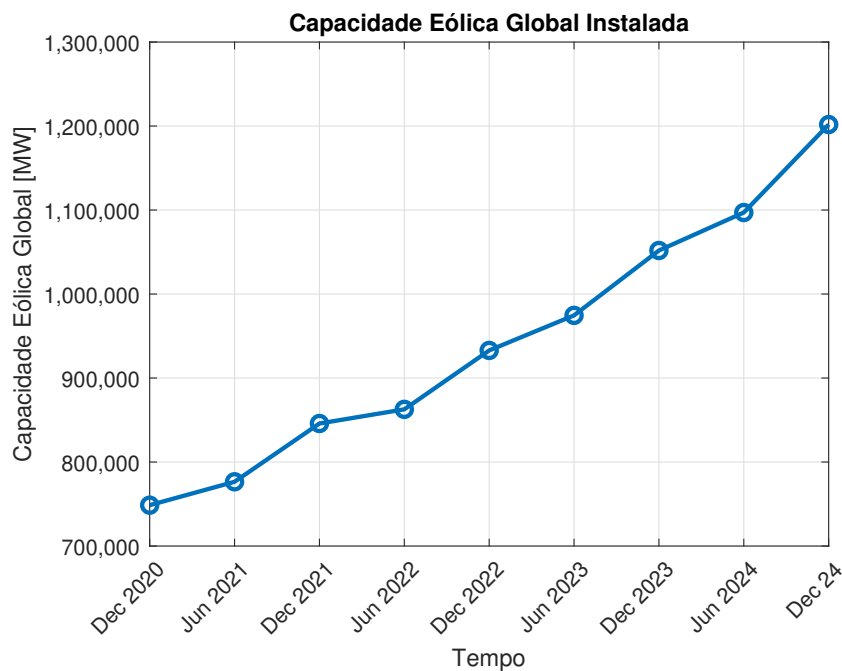


Figura 1.1: Evolução da capacidade eólica global instalada entre 2020 e 2024 (WWE, 2024).

Esse movimento se insere em um cenário mais amplo: as emissões globais de gases de efeito estufa continuam a aumentar, tendo atingido em 2024 um recorde

de 41,6 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, impulsionadas principalmente pela queima de combustíveis fósseis e mudanças no uso da terra (WMO, 2024).

Em resposta a esse desafio, observa-se um crescimento robusto dos investimentos em energia limpa a nível mundial. Em 2024, os aportes globais destinados a tecnologias e infraestrutura de energia renovável alcançaram US\$2 trilhões, superando pela primeira vez o montante investido em combustíveis fósseis (IEA, 2024). A energia solar fotovoltaica e a energia eólica lideraram esses investimentos, refletindo um esforço mundial para limitar o aquecimento global conforme as metas estabelecidas no Acordo de Paris (IEA, 2024).

A Agência Internacional de Energia projeta que, até 2030, as fontes renováveis gerarão quase metade da eletricidade consumida globalmente (IEA, 2024), embora reconheça que a atual taxa de crescimento das emissões ainda ameaça o cumprimento da meta de limitar o aquecimento a 1,5°C (WMO, 2024). Na Tabela 1.1, aponta-se o avanço dos principais países que lideram esse *ranking* de produção de energia renovável eólica.

Tabela 1.1: Países com maiores capacidades instaladas de energia eólica em 2024.

Posição	País	Capacidade (MW)
1	China	365.760
2	Estados Unidos	141.310
3	Alemanha	72.672
4	Índia	44.700
5	Espanha	31.180
6	Reino Unido	31.636
7	Brasil	29.135
8	França	22.196
9	Canadá	16.989
10	Suécia	16.252

Fonte: IREA (2024).

Nessa perspectiva, a integração adequada das fontes de energia eólica às redes de energia torna-se ainda mais crítica, reforçando a importância de novos estudos, regulamentações técnicas e inovações para garantir a estabilidade, a eficiência e a qualidade do fornecimento elétrico diante da crescente participação das energias limpas.

### 1.1.2 Energia Eólica no Brasil

A energia eólica no Brasil tem se consolidado como uma das principais fontes renováveis da matriz elétrica nacional, com destaque para as regiões Nordeste e Sul, que apresentam elevado potencial de ventos constantes. De acordo com a (ABEEólica, 2024), o Brasil já ocupa uma posição de liderança na América Latina, com mais de 25 GW de capacidade instalada em operação comercial, sendo o estado do Rio Grande do Norte o maior produtor do país.

A Figura 1.2 ilustra a distribuição geográfica dos empreendimentos de geração eólica no Brasil. Observa-se a concentração dos parques eólicos nas regiões Nordeste e Sul, destacando-se os estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Piauí e Ceará, que apresentam condições favoráveis de vento e incentivam a expansão da matriz renovável nacional. A predominância de parques eólicos em áreas como o litoral nordestino está associada à regularidade e intensidade dos ventos alísios, fatores essenciais para a viabilidade técnica e econômica desses empreendimentos (ABEEólica, 2024).

De acordo com dados disponibilizados pela (IREA, 2024), o Brasil alcançou, até abril de 2025, uma capacidade outorgada de aproximadamente 29 GW em geração eólica. A Tabela 1.2 apresenta os dez estados com maior capacidade eólica instalada. Destaca-se o estado do Maranhão, no qual os 15 parques eólicos em operação estão concentrados no município de Paulino Neves, evidenciando a forte centralização da geração eólica em uma única localidade (ABEEólica, 2024).



Figura 1.2: Distribuição geográfica de geração eólica no Brasil (ANEEL, 2025).

Tabela 1.2: Capacidade instalada de energia eólica por estado brasileiro em outubro de 2024.

Estado	Capacidade (MW)	Parques	Aerogeradores
Bahia	10.403,3	346	3.391
Rio Grande do Norte	10.073,5	306	3.431
Piauí	4.278,5	123	1.368
Ceará	2.568,3	98	1.138
Rio Grande do Sul	1.936,7	81	854
Pernambuco	1.173,3	43	494
Paraíba	1.108,2	42	342
Maranhão	426,0	15	172
Santa Catarina	242,7	15	174
Sergipe	34,5	1	23

Fonte: Adaptado de ABEEólica, ANEEL Infovento Edição 35, outubro de 2024.

A expansão da energia eólica no Brasil traz uma série de desafios estratégicos para o setor elétrico. Entre eles, destaca-se a necessidade de adaptação da matriz elétrica para operar com elevada participação de fontes variáveis, como solar e eólica, as quais aumentam a intermitência e a menor previsibilidade da geração em curto prazo. Soma-se a isso a preocupação logística relacionada ao transporte de aerogeradores cada vez maiores e mais pesados, especialmente no Nordeste brasileiro, onde a infraestrutura rodoviária e de cabotagem permanece limitada para atender à demanda do setor (EPE, 2023).

Outro ponto crítico refere-se à infraestrutura portuária nacional, ainda considerada insuficiente para suportar projetos de grande porte — sobretudo *offshore* — que demandam áreas de armazenamento, montagem e operação com embarcações especializadas. Além disso, surge a necessidade de estabelecer políticas claras para repotenciação ou descomissionamento de parques eólicos, uma vez que os primeiros empreendimentos do país começam a atingir o fim de vida útil, e ainda não há regulamentação específica sobre licenciamento ambiental e procedimentos técnicos para desativação (EPE, 2023).

O desenvolvimento seguro e estruturado da geração eólica offshore exige aprimoramentos no marco regulatório brasileiro, de modo a garantir segurança jurídica aos investidores e viabilizar a expansão deste segmento de forma adequada ao planejamento energético nacional (ANEEL, 2025) (EPE, 2023).

A Figura 1.3 apresenta a projeção de crescimento em comparação aos últimos 35 anos, da capacidade instalada de geração eólica no Brasil até 2050, evidenciando a tendência de expansão contínua dessa fonte na matriz elétrica nacional. Observa-se que tanto a potência instalada quanto a potência efetivamente gerada apresentam aumento significativo ao longo dos próximos anos, acompanhando o avanço tecnológico e a ampliação dos investimentos no setor.

Além da capacidade já instalada, estudos indicam que o potencial técnico eólico brasileiro ultrapassa 700 GW, com predominância nas regiões Nordeste (litorânea e offshore do Ceará ao Rio Grande do Norte) e Sul (especialmente no Rio Grande

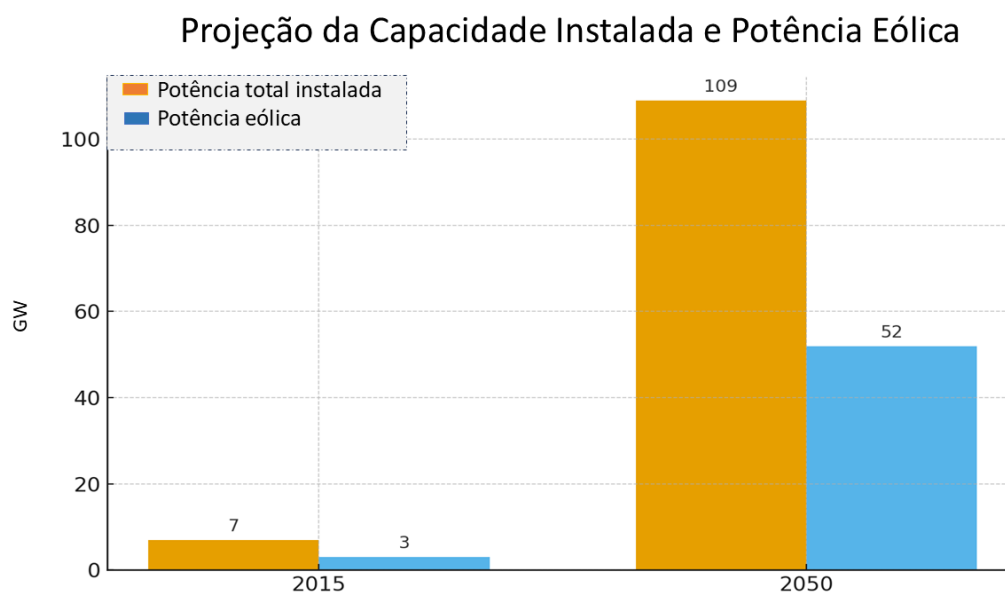


Figura 1.3: Projeção da capacidade instalada total e potência eólica no Brasil até 2050 (ANEEL, 2025)

do Sul) (ABEEólica, 2024). Esse cenário reforça a tendência de expansão contínua da fonte, aumentando sua influência nas condições operativas das redes elétricas regionais.

A capacidade instalada de energia eólica no Brasil pode ultrapassar 109 GW em 2050, a depender do cenário de expansão do setor elétrico nacional. De acordo com projeções de (Apata and Oyedokun, 2020) e (EPE, 2023), quando não é permitida a construção de novas usinas hidrelétricas em áreas ambientalmente sensíveis, a fonte eólica assume um papel ainda mais estratégico na matriz elétrica. Nesse contexto, dois cenários se destacam: no cenário *Frota 100% Elétrica*, impulsionado pelo processo de eletrificação dos transportes, a energia eólica pode atingir aproximadamente 246 GW de capacidade instalada; já no cenário *Expansão 100% Renovável*, a fonte alcança cerca de 209 GW do total projetado para o sistema elétrico (EPE, 2023).

Esses resultados reforçam que a energia eólica tende a desempenhar um papel auxiliar na sustentabilidade e na segurança energética do Brasil, com maior participação justamente em cenários que priorizam a proteção ambiental e a diversificação da matriz elétrica do país. A Figura 1.3 ilustra a participação da eólica nesses dois cenários de expansão.

Além disso, estudos baseados em simulações que retratam condições operacionais reais contribuem diretamente para a formulação de diretrizes técnicas que asseguram a conformidade dos parques eólicos com os requisitos de desempenho estabelecidos pelos operadores de sistemas elétricos (Ma et al., 2023). Dessa forma, a análise do desempenho de geradores DFIG sob condições críticas de operação não apenas subsidia melhorias no projeto e na integração de novas plantas eólicas, mas também colabora para o planejamento e a expansão sustentável da matriz elétrica brasileira.

## 1.2 Motivação e Relevância

O crescimento concentrado em regiões de vento favorável, como o Nordeste brasileiro, também implica desafios adicionais. Sistemas de subtransmissão caracterizados por níveis moderados de curto-circuito e linhas extensas podem apresentar elevação de perdas, limitações de tensão e menor robustez durante distúrbios, sendo frequentemente classificados como “redes fracas”. Nesse cenário, a operação de parques eólicos exige conformidade rigorosa com requisitos de permanência em faltas (*fault ride through – FRT*), estabilidade de tensão e desempenho transitório (Li and Yang, 2020). Estudos recentes destacam que distúrbios como afundamentos de tensão podem levar à desconexão em massa de turbinas caso a operação não esteja alinhada com os requisitos do operador do sistema (Justo et al., 2021). Neste contexto, as redes de subtransmissão são delimitadas como aquelas que operam tipicamente em níveis de tensão intermediários, entre 33 kV e 138 kV, atuando como interface entre os sistemas de transmissão e distribuição. Em contraste, as redes de transmissão operam em níveis superiores, geralmente acima de 230 kV, apresentando maior capacidade de transporte de potência, elevados níveis de curto-circuito e maior rigidez elétrica (Kundur, 1994).

Diferentemente dos geradores síncronos convencionais, aerogeradores modernos não contribuem naturalmente para a inércia síncrona, exigindo a adoção de estratégias de controle avançadas para mitigar esses efeitos. Nesse contexto, técnicas como a inércia virtual e o controle do tipo Gerador Síncrono Virtual (*Virtual Synchronous Generator (VSG)*) têm sido investigadas como forma de emular o comportamento dinâmico dos geradores síncronos, promovendo resposta rápida de potência ativa e suporte dinâmico de frequência. Essas abordagens vêm sendo aplicadas tanto em conversores do lado da rede quanto em sistemas eólicos baseados em DFIG, contribuindo para o aumento da estabilidade eletromecânica e para o atendimento aos requisitos dos códigos de rede modernos (Nguyen, 2023; Bastiani, 2020).

A aplicação da inércia virtual em sistemas baseados em DFIG ocorre por meio de estratégias de controle que ajustam a potência ativa em função da taxa de variação da frequência do sistema (*Rate of Change of Frequency – RoCoF*), permitindo uma resposta dinâmica semelhante à de máquinas síncronas durante distúrbios. Essa implementação é realizada predominantemente no conversor do lado da rede, devido à sua atuação direta na interface com o sistema elétrico, enquanto o conversor do lado do rotor pode contribuir de forma complementar por meio da liberação da energia cinética armazenada no rotor. Dessa forma, a atuação coordenada dos conversores possibilita maior suporte de frequência e melhoria da estabilidade do sistema elétrico (Sun and Cheng, 2019).

Sistemas eólicos baseados em geradores DFIG, o conceito de inércia virtual é aplicado por meio de estratégias de controle que buscam emular a resposta inercial de máquinas síncronas, compensando a baixa inércia natural dessas unidades conectadas via eletrônica de potência. Essa abordagem consiste em ajustar a potência ativa injetada na rede em função da variação da frequência do sistema, especialmente da taxa de variação da frequência (*Rate of Change of Frequency – RoCoF*), permitindo uma resposta rápida durante distúrbios. No DFIG, a implementação da inércia virtual ocorre predominantemente no conversor do lado da rede (*Grid-Side*

*Converter – GSC*), uma vez que este está diretamente acoplado ao sistema elétrico e possui capacidade de modular rapidamente a potência ativa. Adicionalmente, o conversor do lado do rotor (*Rotor-Side Converter – RSC*) pode atuar de forma complementar, permitindo a extração da energia cinética armazenada no rotor da turbina. Dessa forma, a atuação coordenada entre os conversores contribui para o suporte de frequência e para a melhoria da estabilidade dinâmica do sistema elétrico. Nesse contexto, os DFIG representam uma tecnologia chave por permitirem operação em velocidade variável, controle independente das potências ativa e reativa, e integração eficiente à rede elétrica. Essa flexibilidade operacional é fundamental para atender aos requisitos técnicos exigidos pelas normas de conexão à rede, como a permanência desses geradores diante de faltas (Mehta and Mehta, 2024).

Apesar dos avanços recentes, alguns estudos já apresentam resultados importantes sobre a interação dinâmica entre parques eólicos baseados em DFIG e o sistema elétrico, evidenciando impactos relevantes tanto para a rede quanto para o próprio parque. Alguns trabalhos como o de (Zheng et al., 2023) analisam a ocorrência de ressonância subsíncrona em sistemas com grande penetração eólica, destacando efeitos significativos no desempenho dinâmico (Vega-Herrera et al., 2025). A ressonância subsíncrona (SSR) corresponde a um fenômeno de interação entre o sistema elétrico e o gerador em frequências inferiores à nominal da rede. Em sistemas com DFIG, a presença de conversores eletrônicos de potência e suas malhas de controle pode favorecer o surgimento de modos oscilatórios adicionais, resultando em oscilações de torque e corrente. Esse fenômeno é mais crítico em redes com baixa rigidez elétrica e pode comprometer a estabilidade do sistema, tornando necessária a adoção de estratégias de controle para seu adequado amortecimento (Vega-Herrera et al., 2025). (Yan and Qin, 2020) propõem um modelo equivalente para parques eólicos DFIG, demonstrando variações no amortecimento sistêmico em condições de distúrbios. Além disso, (El-Dabah et al., 2025) apresenta uma estratégia de controle com foco no amortecimento de interações subsíncronas, evidenciando limitações dos métodos convencionais em cenários de elevado estresse dinâmico.

Entretanto, ainda permanecem lacunas, especialmente no que diz respeito à avaliação integrada desses efeitos em redes de subtransmissão.

Diante do crescimento expressivo da energia eólica e da ampla utilização de DFIG, torna-se fundamental compreender o comportamento dinâmico desses sistemas quando conectados a redes de subtransmissão, que apresentam características elétricas distintas das redes de transmissão convencionais (Shabani et al., 2023; Ma et al., 2023). A operação segura e eficiente de parques eólicos nessas condições exige o desenvolvimento de modelos matemáticos e computacionais capazes de representar, com elevada precisão, a interação entre os geradores e a rede elétrica.

A simulação eletromagnética no domínio do tempo, por meio da plataforma disponibilizada pelo software (PSCAD, 2023), destaca-se como uma ferramenta essencial para a análise de fenômenos transitórios com elevado grau de detalhamento. Essa abordagem permite observar a resposta dinâmica dos sistemas diante de distúrbios como faltas de diferentes naturezas, variações abruptas de carga e flutuações da velocidade do vento, fornecendo subsídios técnicos para o aprimoramento das estratégias de controle e proteção.

Dessa forma, o estudo aqui proposto busca contribuir para o entendimento dessas

lacunas, utilizando a plataforma (PSCAD, 2023) para modelar e simular o comportamento dinâmico de um parque eólico baseado em geradores DFIG conectado a uma rede de subtransmissão. A avaliação dos cenários simulados permitirá verificar a robustez das malhas de controle associadas aos geradores perante distúrbios elétricos, bem como analisar o impacto da inserção da geração eólica no perfil de tensão de sistemas de subtransmissão com diferentes níveis de carregamento e características topológicas.

Assim, os resultados deste trabalho buscam oferecer subsídios técnicos que apoiem a caracterização dos desafios operacionais decorrentes da crescente participação de parques eólicos em redes de subtransmissão, contribuindo para o desenvolvimento de estratégias de controle mais eficazes, para a mitigação de riscos associados à estabilidade dinâmica e para o planejamento futuro da integração segura de sistemas eólicos na matriz elétrica brasileira.

### 1.3 Revisão Bibliográfica

Estudos têm investigado o comportamento dinâmico de parques eólicos baseados em geradores de indução duplamente alimentados (DFIG) quando conectados a sistemas elétricos de potência. (Muller et al., 2002) apresenta uma análise detalhada da topologia DFIG, destacando as vantagens da operação em velocidade variável e o controle independente das potências ativa e reativa. Entretanto, o estudo considera redes de transmissão robustas, não avaliando os efeitos da conexão em sistemas com menores níveis de curto-circuito.

A fundamentação teórica do controle vetorial aplicado a máquinas de corrente alternada é amplamente consolidada na literatura clássica. (Novotny and Lipo, 1996) apresentam uma formulação detalhada da dinâmica de máquinas de indução no referencial síncrono, estabelecendo os princípios de desacoplamento entre fluxo e torque que servem de base para as estratégias de controle vetorial posteriormente aplicadas ao (DFIG) em sistemas de geração eólica. Neste contexto, o presente trabalho, fundamentado nas contribuições teóricas dos autores supracitados, direciona sua análise ao comportamento dinâmico do sistema sob condições de faltas elétricas severas, investigando de forma específica as respostas de parques eólicos baseados em DFIG frente a tais perturbações.

Com o aumento da penetração da energia eólica, diversos trabalhos passaram a avaliar o atendimento aos requisitos de LVRT. Estudos mais recentes analisam fenômenos de interação de controle subsíncrona (SSCI) em parques eólicos com alta penetração de DFIG, evidenciando interações dinâmicas complexas entre os controles dos conversores eletrônicos de potência e a rede elétrica, especialmente em sistemas com menor robustez (Alatar and Mehrizi-Sani, 2021).

No que se refere à modelagem computacional, em (Kundur, 1994) destaca-se que modelos eletromagnéticos no domínio do tempo são mais adequados para a análise de transitórios rápidos, como faltas elétricas e atuação de sistemas de proteção. Estudos recentes utilizando ferramentas como o (PSCAD, 2023) confirmam a importância dessa abordagem para a avaliação do comportamento dinâmico de parques eólicos baseados em DFIG. No entanto, a maioria desses trabalhos não considera de forma integrada a modelagem da rede de subtransmissão associada a diferentes níveis de

tensão.

Diante desse contexto, nota-se que ainda são limitados os estudos que avaliam o comportamento dinâmico de parques eólicos baseados em DFIG conectados a sistemas de subtransmissão, considerando modelos eletromagnéticos detalhados e diferentes cenários operativos e de contingência. Assim, a presente pesquisa contribui ao considerar a integração de um modelo computacional de um parque eólico baseado em DFIG a uma rede de subtransmissão, avaliando seu desempenho dinâmico por meio de diferentes cenários de simulação, incluindo condições normais de operação, rejeição de carga e ocorrência de faltas em pontos distintos da rede, com análise sistemática dos principais impactos sobre as variáveis elétricas da rede.

## 1.4 Objetivos

Os objetivos geral e específicos deste trabalho são apresentados a seguir.

### 1.4.1 Objetivo Geral

- Analisar dinamicamente o comportamento de um parque eólico equivalente composto por DFIG conectado a uma rede de subtransmissão, por meio de modelagem e simulações no software PSCAD/EMTDC, para avaliar a integração à rede elétrica em condições normais e sob distúrbios, considerando aspectos de qualidade de energia e estabilidade diante de faltas.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Analisar o comportamento dinâmico de um parque eólico operando em condições nominais de carga, sob ação de vento constante e sem turbulências, a fim de avaliar o desempenho do sistema em regime estável. Este estudo busca compreender o carregamento elétrico das unidades geradoras, o equilíbrio das potências ativa e reativa, bem como a eficiência do acoplamento entre geradores DFIG e a rede de subtransmissão.
- Investigar o impacto da variação de vento (rampas eólicas) sobre a operação do parque eólico, analisando a influência da intermitência de vento na operação do sistema, no que diz respeito aos níveis de tensão e corrente nos barramentos da rede, bem como nas respostas dos controladores dos conversores de cada gerador DFIG.
- Analisar o comportamento de um sistema eólico conectado à rede durante rejeições de carga, avaliando a redistribuição do fluxo de potência, as oscilações de tensão no ponto de conexão comum PCC e o desempenho dos sistemas de controle dos geradores.
- Investigar o desempenho do parque eólico com geradores DFIG frente a faltas elétricas simétricas e assimétricas em diferentes pontos da rede de subtransmissão, analisando o comportamento transitório, a capacidade de permanência

---

durante as perturbações (*fault ride through*), a recomposição pós-falta, as variações de tensão e a eficácia do suporte reativo.

## 1.5 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, incluindo o capítulo introdutório.

No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão bibliográfica, contemplando os principais conceitos e avanços relacionados à geração eólica, integração à rede elétrica e utilização de geradores de indução duplamente alimentados (DFIG).

O Capítulo 3 descreve a modelagem matemática e computacional do parque eólico, incluindo os componentes principais do sistema, bem como a rede de subtransmissão à qual o parque está conectado.

No Capítulo 4, são discutidos os resultados obtidos a partir das simulações desenvolvidas, com foco na análise dinâmica do parque eólico sob diferentes condições operacionais e distúrbios elétricos.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as considerações finais desta dissertação, destacando as principais conclusões do trabalho e propondo direções para estudos e desenvolvimentos futuros da pesquisa realizada.

### 1.5.1 Trabalhos Publicados

Os resultados obtidos neste estudo já foram avaliados e reconhecidos pela comunidade científica por meio da aceitação de artigos em eventos relevantes da área de engenharia elétrica. Esses trabalhos apresentam as principais análises e contribuições desta dissertação, relacionadas à modelagem dinâmica de parques eólicos com geradores DFIG conectados a redes de subtransmissão, conforme descrito a seguir:

- C. B. S. Falcão, S. M. Barcelos e D. Oliveira, “*Analysis of the Impacts of Short Circuits on the Dynamic Behavior of DFIG Generators Connected to Sub-Transmission Systems*”, **COBEP 2025 – The 18th Brazilian Power Electronics Conference**, Vitória, ES, Brasil, 2025;
- C. B. S. Falcão, S. M. Barcelos, e D. Q. Oliveira, “*Modeling and Dynamic Analysis of a Wind Farm with DFIG Generators in a Transmission Network Using PSCAD/EMTDC*”, **INDUSCON 2025**, São Sebastião, SP, Brasil, 2025.

# Capítulo 2

## Fundamentação Teórica

Esta seção apresenta uma análise estruturada dos principais conceitos, estudos recentes e tecnologias associadas ao tema desta dissertação. Inicialmente, são discutidos aspectos gerais relacionados ao fornecimento de energia elétrica e à operação de sistemas elétricos de potência, com ênfase nos desafios impostos pela crescente penetração de fontes renováveis. Em seguida, discutem-se as características das fontes renováveis, com ênfase na energia eólica e na integração de geradores DFIG em redes de subtransmissão. Por fim, são analisados trabalhos relevantes da literatura que investigam o comportamento dinâmico desses sistemas sob condições de falhas elétricas, evidenciando estratégias de controle e proteção adotadas para garantir a estabilidade operacional, o suporte de tensão e o atendimento aos requisitos dos códigos de rede.

### 2.1 Aspectos Conceituais

Os sistemas de subtransmissão, que tipicamente operam entre 69 kV e 230 kV, desempenham papel fundamental na conexão de parques eólicos ao sistema elétrico. Diferentemente das redes de transmissão, esses sistemas apresentam maiores impedâncias, menores níveis de curto-circuito e maior sensibilidade a variações de tensão, o que os torna mais suscetíveis a oscilações eletromagnéticas durante perturbações e mudanças abruptas de carga (Zhao et al., 2025; Sanchez and Milano, 2019). Em regiões de elevada penetração eólica, como o Nordeste brasileiro, esses fatores tornam-se ainda mais relevantes, pois a concentração de geração em pontos específicos pode provocar sobrecargas, elevações de tensão e desafios adicionais de controle.

No contexto das fontes eólicas, a variabilidade temporal do vento representa um aspecto conceitual importante para a operação do sistema elétrico. Mudanças rápidas na velocidade do vento afetam diretamente o fluxo de potência ativa injetado pelos parques eólicos, influenciando a estabilidade de frequência (Rajendran et al., 2022). Essa característica intermitente exige sistemas de controle robustos e previsão acurada da geração disponível, especialmente em redes fracas que apresentam maior risco de instabilidade dinâmica (Shabani et al., 2023).

O perfil de injeção de potência dos parques eólicos deriva tanto das características aerodinâmicas das turbinas quanto da atuação dos conversores eletrônicos

associados. Em turbinas de velocidade variável com controle MPPT, a potência ativa responde diretamente às variações do vento, enquanto a potência reativa pode ser ajustada para suporte de tensão conforme os requisitos dos códigos de rede ((ONS), 2023). Em sistemas de subtransmissão, esse perfil pode gerar flutuações significativas nos níveis de tensão e contribuir para interações dinâmicas adversas durante eventos como faltas temporárias ou rejeições de carga (Li and Yang, 2020).

A compreensão desses aspectos conceituais — sistemas de subtransmissão, variabilidade da geração e perfil de injeção de potência — constitui a base necessária para o entendimento do comportamento dinâmico das turbinas eólicas DFIG. A partir disso, torna-se possível avançar para a apresentação do princípio de operação desses geradores, discutido na seção seguinte.

## 2.2 Operação de Sistemas Elétricos com Alta Penetração de Geração Eólica

A participação da geração eólica centralizada no Sistema Interligado Nacional (SIN) tem modificado de forma significativa o perfil operacional das redes de subtransmissão e transmissão no Brasil. Os parques eólicos de grande porte são conectados diretamente a barramentos de subtransmissão, exigindo novas estratégias de controle, despacho e proteção (ANEEL, 2025). Na Tabela 2.1 são apresentados exemplos de parques eólicos brasileiros conectados em nível de subtransmissão, com dados obtidos em fontes institucionais como a (Memória da Eletricidade, 2023; Ministério de Minas e Energia, 2024; ANEEL, 2025).

Tabela 2.1: Exemplos de parques eólicos brasileiros conectados em nível de subtransmissão (69 kV)

Parque eólico	Estado	Nível de tensão	Potência (MW)
Rio do Fogo	RN	69 kV	49,3
Pedra do Reino IV (Echo 5)	BA	34.5/69 kV	27,0
Terra Santa II	RN	69 kV	30,0
Vale dos Ventos	PB	69 kV	60,0
Volta do Rio	MG	34.5/69 kV	42,0

Com a inserção de usinas eólicas de grande capacidade, a operação do sistema passa a demandar maior flexibilidade para o controle de potência ativa e reativa, bem como mecanismos de suporte à estabilidade de tensão e frequência. Esses aspectos tornam-se particularmente relevantes em regiões com alta concentração de aerogeradores, como o Nordeste brasileiro, onde o fluxo de potência é frequentemente exportador em direção aos centros de carga (Mokhber-Yengikand et al., 2026).

Esses desafios tornam-se evidentes quando se analisam eventos reais e estudos operacionais no Sistema Interligado Nacional (SIN). Um exemplo recente é o apagão ocorrido em 15 de agosto de 2023, cuja investigação técnica do ((ONS), 2023) apontou desempenho abaixo do esperado de equipamentos de controle de tensão em usinas eólicas e solares, especialmente em linhas de transmissão associadas ao Nordeste, impactando a recuperação da rede após a perturbação ((ONS), 2023).

O evento, analisado na Figura 2.1, teve início na cidade de Quixadá (CE), localizada em uma região caracterizada por uma rede de subtransmissão com elevada participação de fontes renováveis, e está associado à ocorrência sistêmica registrada no (SIN) em 15 de agosto de 2023. A perturbação iniciou-se às 8h30min36,946s, com a abertura do terminal de Quixadá da LT 500 kV Quixadá–Fortaleza II, sem a incidência de curto-circuito no sistema elétrico. Ressalta-se que a Figura 2.1 apresenta a evolução temporal da potência total do SIN expressa em megawatts (MW), o que permite observar de forma clara a redução abrupta do patamar de potência do sistema imediatamente após a ocorrência do evento (ANEEL, 2025; (ONS), 2023).

De acordo com a análise técnica realizada pelo ONS, o desligamento foi provocado pela atuação indevida da lógica de fechamento sob falta (Switch Onto Fault – SOTF) do sistema de proteção principal do terminal de Quixadá. Ressalta-se que também foi registrada a partida da mesma função na cadeia de proteção alternada, o que contribuiu para a abertura não intencional da linha de transmissão (Ministério de Minas e Energia, 2024).

A abertura da LT resultou em uma alteração abrupta nas condições operativas do sistema, impactando o fluxo de potência e os perfis de tensão na região Nordeste, dificultando o processo de recuperação do sistema após a perturbação. Esse evento evidenciou limitações, no que tange o desempenho dos sistemas de proteção e controle, especialmente em cenários com elevada participação de geração renovável conectada por meio de conversores eletrônicos de potência ((ONS), 2023) (Ministério de Minas e Energia, 2024).

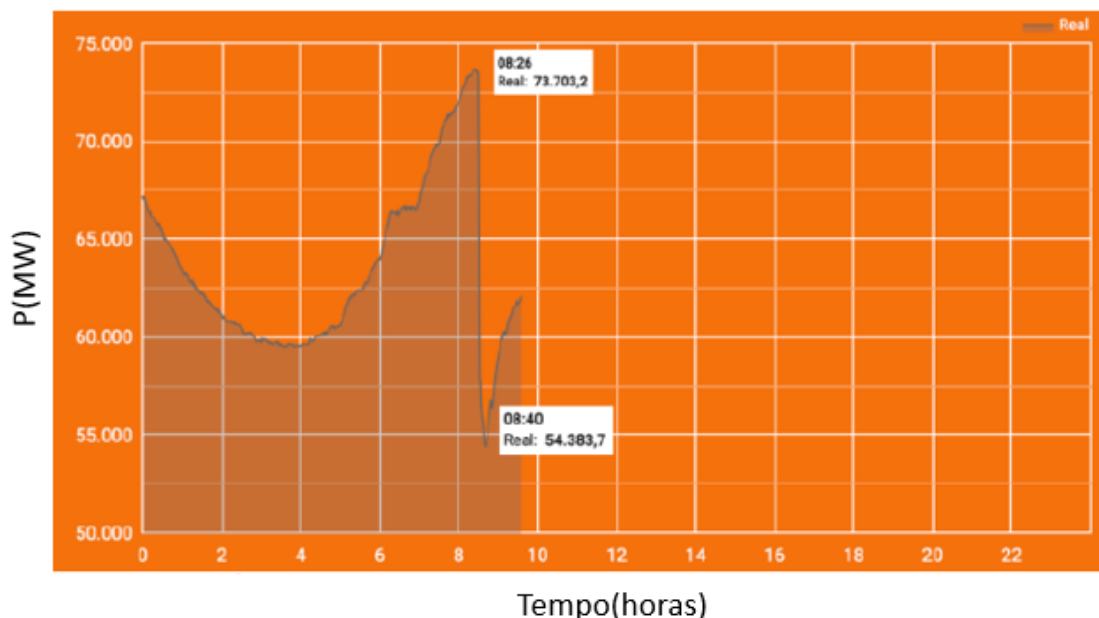


Figura 2.1: Representação evolutiva do apagão que atingiu o Brasil às 8h30min36,946s ((ONS), 2023).

Adicionalmente, análises de estabilidade dinâmica com grande participação de parques eólicos no Nordeste indicam que perturbações podem induzir oscilações eletromecânicas nos ângulos de geradores de indução e síncronos, exigindo a imple-

mentação de malhas de controle suplementares para amortecimento dessas oscilações (Marcos et al., 2023). Esses casos reforçam a necessidade de mecanismos robustos de controle e suporte à estabilidade de tensão e frequência em sistemas de potência com alta penetração de geração eólica.

Os desafios operacionais incluem a variabilidade intermitente da geração eólica, a coordenação entre os conversores do lado do rotor e do lado da rede e o atendimento às exigências normativas de permanência em condições de falta (*Low Voltage Ride-Through*) definidas pela norma IEC 61400-27-1:2019 ((IEC), 2019).

Nesse contexto, compreender a dinâmica de operação das redes de subtransmissão com alta penetração eólica é essencial para garantir a segurança, a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica, especialmente em cenários de falhas e perturbações transitórias.

### 2.2.1 Tecnologias de aerogeradores

A seleção do tipo de gerador em um Sistema de Conversão de Energia Eólica impacta diretamente a eficiência da conversão, os custos de operação e o nível de controle sobre a potência ativa e reativa. Os dois principais tipos empregados atualmente para geração eólica são: os DFIGs e o gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG). Porém, encontramos o gerador de indução gaiola esquilo (SCIG) e o gerador de indução de rotor bobinado (WRIG) em gerações anteriores de turbinas eólicas. Por serem tecnologias anteriores à geração atual, não é apresentado nesta seção nenhuma informação adicional.

**Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes (PMSG)** O PMSG tem se destacado como uma alternativa eficiente para conversão de energia eólica, especialmente em turbinas de velocidade variável e sistemas de conversão direta (*direct-drive*). Esse tipo de gerador elimina a necessidade de anéis coletores e escovas, reduzindo as perdas mecânicas e os custos de manutenção. Além disso, a utilização de ímãs permanentes proporciona maior densidade de potência e eficiência energética, tornando o PMSG adequado para aplicações em parques eólicos de grande porte e ambientes com baixa velocidade de vento. No entanto, o alto custo dos materiais magnéticos e a complexidade dos conversores eletrônicos associados ainda representam desafios à sua ampla adoção comercial (Liu et al., 2016). Sua topologia é ilustrada na Figura 2.2.

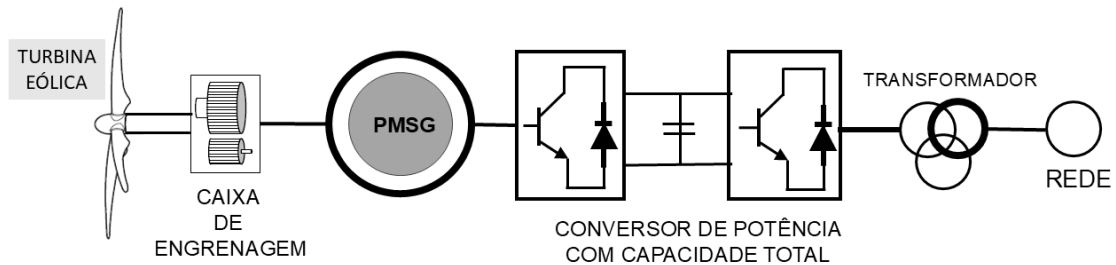


Figura 2.2: Topologia de um sistema eólico do gerador de ímã permanente PMSG, adaptado de (Wu et al., 2021).

**Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)** O DFIG, Figura 2.3, é amplamente empregado em turbinas eólicas de médio e grande porte devido ao seu bom custo-benefício e elevada flexibilidade operacional (Justo et al., 2021), possibilitando o DFIG estratégias de suporte à rede, como controle de tensão, regulação de frequência e capacidade de suportar LVRT, atendendo às exigências de códigos de rede modernos. Embora apresente a desvantagem do uso de escovas e anéis coletores, sua ampla difusão ainda o consolida como uma das tecnologias mais aplicadas em parques eólicos comerciais (ANEEL, 2025).

A topologia DFIG representa um cenário entre complexidade, desempenho e custo de conversão, situando-se entre soluções de velocidade fixa e sistemas de conversão de potência plena. Essa característica contribuiu para sua ampla adoção em parques eólicos instalados ao longo das últimas décadas, especialmente em cenários nos quais se busca flexibilidade operacional sem a necessidade de conversores dimensionados para a potência total da máquina. Além disso, sua maturidade tecnológica resulta em extensa experiência operacional e ampla disponibilidade de modelos consolidados na literatura técnica, o que favorece sua aplicação em estudos de análise e simulação de sistemas elétricos de potência (Marujo, 2023).

A escolha do DFIG neste trabalho se justifica pelo seu compromisso entre custo, desempenho e flexibilidade operacional, quando comparado a outras tecnologias de geração eólica, como os geradores síncronos a ímãs permanentes (PMSG). Diferentemente desses, que demandam conversores de potência em escala total, o DFIG utiliza conversores parcialmente dimensionados, reduzindo custos e perdas associadas. Além disso, sua ampla utilização em parques eólicos comerciais, aliada à disponibilidade de modelos consolidados na literatura e à capacidade de prover su-

porte à rede, como controle de potência reativa e atendimento a requisitos de LVRT, reforça sua adequação para estudos de integração e análise dinâmica em sistemas elétricos de potência Bianchi et al. (2021).

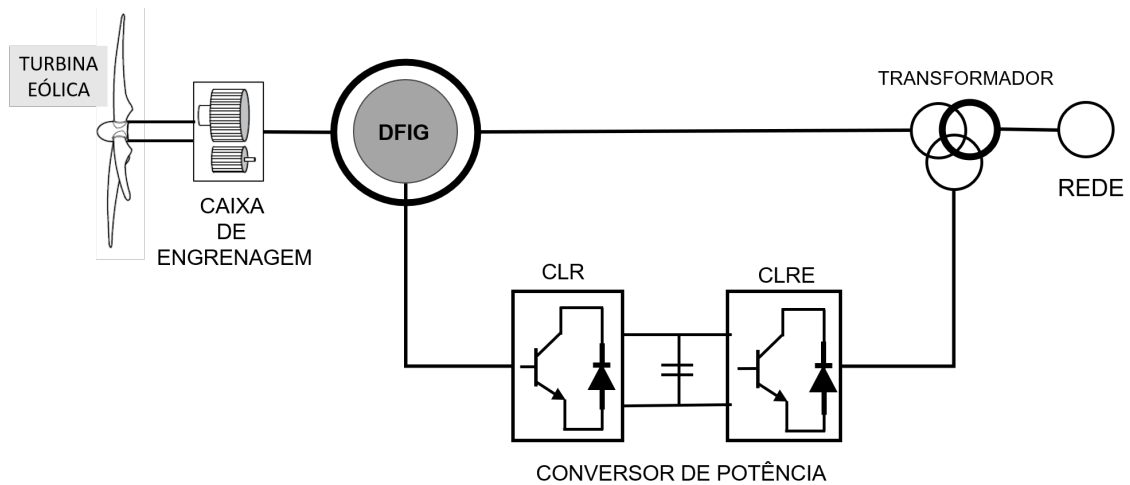


Figura 2.3: Topologia de um sistema eólico do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), adaptado de (Wu et al., 2021).

## 2.3 Estratégias de Controle para DFIGs

Estratégias de controle têm sido desenvolvidas para turbinas eólicas do tipo DFIG, com o objetivo de melhorar a eficiência energética, garantir suporte adequado à rede e permitir operação estável durante perturbações. Entre as técnicas mais consolidadas na literatura destacam-se:

- **Controle Direto de Potência (DPC):** baseia-se no ajuste direto do fluxo de potência ativa e reativa por meio de tabelas de chaveamento, dispensando malhas internas de corrente e proporcionando resposta dinâmica muito rápida. Entretanto, pode apresentar maiores ondulações nas variáveis elétricas e sensibilidade a ruídos de medição (Noguchi et al., 1998).
- **Estratégias Preditivas Baseadas em Modelo (FCS-MPC):** realizam a predição do comportamento futuro das correntes e tensões para escolher o melhor estado de chaveamento do conversor, resultando em excelente performance dinâmica e robustez. Contudo, exigem maior custo computacional e precisão na modelagem da máquina (Cortes et al., 2008; Rodriguez et al., 2013).
- **Técnicas de Controle para Suporte de Rede:** voltadas para o atendimento aos requisitos de estabilidade em sistemas fracos ou sujeitos a afundamentos de tensão (LVRT), integrando ações de suporte de potência reativa e coordenação com proteção ativa do rotor (Sun and Cheng, 2019; Nadour et al., 2020; Li and Yang, 2020).

Em função dos avanços recentes em códigos de rede e do aumento da participação de fontes eólicas conectadas em sistemas de subtransmissão, tais estratégias buscam

aprimorar a resposta dinâmica do DFIG, permitindo que a turbina mantenha-se conectada ao sistema durante distúrbios e contribua para o suporte de tensão e estabilidade do sistema elétrico.

O controle vetorial desacoplado, neste trabalho adotado como estratégia, é o método mais empregado em turbinas DFIG comerciais, pois possibilita o desacoplamento entre as potências. Dessa forma, é possível comandar de forma independente o torque eletromagnético e o suporte de tensão no PCC, o que resulta em excelente desempenho dinâmico em redes fracas (Marques and Lopes, 2019; Liu et al., 2020).

Essa estratégia é amplamente recomendada para aplicações offshore e onshore, pois proporciona estabilidade frente a afundamentos de tensão, rápida resposta dinâmica e conformidade com códigos de rede mais rigorosos, característicos de sistemas de subtransmissão com alta presença de geração eólica (Sun and Cheng, 2019; Nadour et al., 2020; Li and Yang, 2020).

A Tabela 2.2 compara as principais tecnologias de geradores eólicos quanto à eletrônica de potência e capacidade de controle. O DFIG destaca-se por utilizar conversor de potência parcial 30%, combinando boa flexibilidade de operação com menor custo e perdas, o que explica sua ampla adoção em turbinas de médio porte (Polinder et al., 2007; Liu et al., 2016).

Por outro lado, os geradores síncronos (PMSG e WRIG) requerem conversores dimensionados para 100% da potência, proporcionando maior desempenho dinâmico, porém com maior complexidade e custo de implementação (Machado and Silva, 2023). Já soluções baseadas em SCIG com conversor completo permanecem restritas a aplicações específicas e pesquisa, devido às limitações de suporte reativo e desempenho em condições de falhas (Polinder et al., 2020).

Tabela 2.2: Comparação entre tecnologias de geradores eólicos, com base em estudos de desempenho e aplicações típicas em turbinas modernas (Polinder et al., 2007; Liu et al., 2016).

Tipo de gerador	Fração do conversor	Faixa de controle	Aplicação típica
DFIG	Parcial ( $\approx 30\%$ )	Moderada	Onshore (3–5 MW)
PMSG	Total (100%)	Ampla	Offshore (6–18 MW)
WRIG	Total (100%)	Ampla	Offshore e alta potência
SCIG + conversor completo	Total (100%)	Ampla	Projetos específicos, pesquisa

Neste trabalho, a técnica de rastreamento do ponto de máxima potência (Maximum Power Point Tracking – MPPT) é empregada em sistemas eólicos com geradores DFIG com o objetivo de maximizar a extração de energia do vento. Essa estratégia baseia-se na operação da turbina em uma razão de velocidade específica (*tip speed ratio*) que permite atingir o coeficiente de potência máximo ( $C_p$ ). Para isso, o controle ajusta a velocidade do rotor de acordo com a velocidade do vento, mantendo a operação na região ótima da curva aerodinâmica. Em turbinas com DFIG, o MPPT é geralmente implementado por meio do controle do conversor do lado do rotor, que regula a corrente  $i_{qr}$  associada ao torque eletromagnético, permitindo que a potência ativa siga sua referência ótima. Dessa forma, o sistema garante maior eficiência energética, especialmente em condições de vento variável (Burton et al., 2021a; Heier, 2014).

## 2.4 Modelagem do Processo de Conversão da Energia Eólica

De acordo com (Matos, 2025) e (Burton et al., 2021b), a conversão da energia cinética do vento em potência mecânica no eixo da turbina eólica pode ser descrita por meio de modelos aerodinâmicos, conforme observado Figura 2.4. Tais modelos estabelecem relações diretas entre a velocidade do vento, as características geométricas do rotor e os parâmetros operacionais da máquina. Dentre as representações existentes de turbinas eólicas, o modelo aerodinâmico estático é amplamente empregado por fornecer uma representação adequada do comportamento da mesma, sendo frequentemente utilizado em análises de desempenho energético e em estudos de controle de sistemas eólicos.

A potência disponível no vento é dada por (Pena et al., 1996a):

$$P_W = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (2.1)$$

em que:  $\rho$  é a densidade do ar em  $\text{kg/m}^3$ ,  $A$  é a área de varredura do rotor, mostrada da Figura 2.4 em  $\text{m}^2$ ,  $V$  é a velocidade do vento em  $\text{m/s}$ .

Conforme (Mehta and Mehta, 2024), a potência mecânica extraída do eixo da turbina corresponde a uma fração de  $P_W$ , definida pelo coeficiente de potência  $C_p(\lambda, \beta)$ :

$$P_T = \frac{1}{2}\rho AC_p(\lambda, \beta)V^3 \quad (2.2)$$

sendo,  $\lambda$  a relação de velocidade da ponta da pá e  $\beta$  o ângulo de passo das pás. O coeficiente de potência pode ser aproximado pelo modelo (Heier, 2014):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6\lambda \quad (2.3)$$

com:

$$\lambda_i = \left( \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.4)$$

e constantes típicas utilizadas em simulações: Os coeficientes do modelo aerodinâmico são:  $c_1 = 0.5276$ ,  $c_2 = 116$ ,  $c_3 = 0.4$ ,  $c_4 = 5$ ,  $c_5 = 21$ ,  $c_6 = 0.0068$  (Matos, 2025; Heier, 2014).

Este modelo permite obter as curvas de potência em função da velocidade do vento e da velocidade de rotação, possibilitando definir estratégias de controle para maximizar a potência extraída (MPPT - Maximum Power Point Tracking)(Burton et al., 2021a).

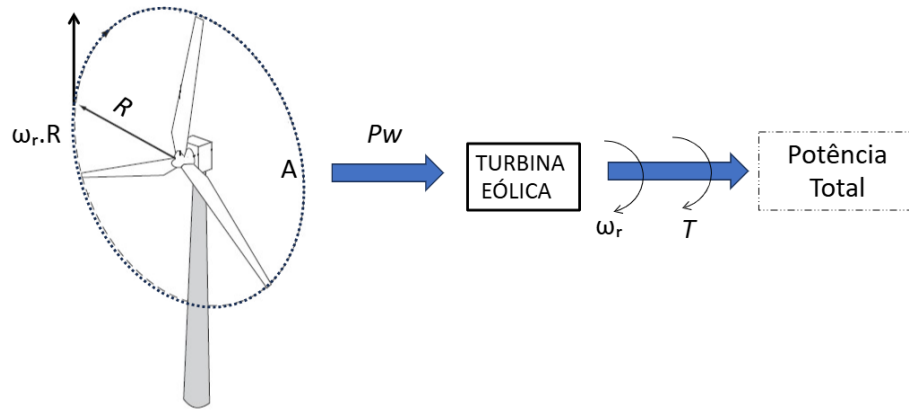


Figura 2.4: Turbina eólica de eixo horizontal, 3 pás e área de varredura do rotor igual a  $A$ , adaptado de (Matos, 2025).

A variação do ângulo de passo das pás da turbina constitui um importante mecanismo de controle, especialmente em situações de elevadas velocidades de vento, pois contribui para a operação segura do sistema. Em condições normais de funcionamento, esse ângulo é mantido em  $\beta = 0^\circ$ , de modo a maximizar a potência extraída do escoamento de ar. Nessas condições, o coeficiente de potência passa a depender exclusivamente da razão de velocidade de ponta,  $\lambda$  (Burton et al., 2021a).

A Figura 2.5 apresenta o comportamento do coeficiente de potência para diferentes valores de TSR e ângulos de passo  $\beta$ . Observa-se que o valor máximo do coeficiente de potência da turbina,  $C_p = 0,48$ , é alcançado para uma TSR ótima de aproximadamente  $\lambda_{\text{opt}} = 8,1$ , quando o ângulo de passo é igual a zero. Verifica-se ainda que o aumento do ângulo  $\beta$  resulta em uma redução progressiva do coeficiente de potência, evidenciando o efeito do controle aerodinâmico na limitação da energia captada pelo rotor (Rocha, 2022).

Na etapa seguinte, mostra-se as principais características do sistema elétrico em estudo, considerando a topologia da rede, os estágios de conversão de energia da usina eólica com DFIG, a estrutura do conversor, o modelo do circuito equivalente da máquina, o esquema de proteção adotado *crowbar* e o *chopper* e os parâmetros elétricos do transformador de conexão e da linha de transmissão (LT) de conexão com a rede de subtransmissão. Em seguida, são resumidos os elementos funcionais do DFIG, responsáveis pelo controle de P e Q, os dados elétricos do trafo e da LT, essenciais para a avaliação do desempenho dinâmico e das condições de operação no sistema.

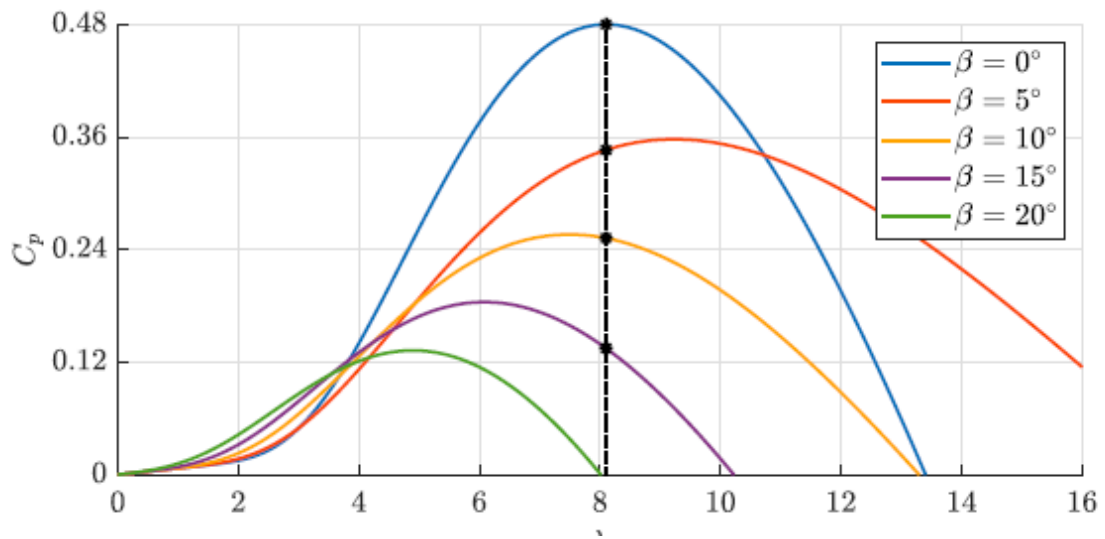


Figura 2.5: Curvas do coeficiente de potência em função da razão de velocidade de ponta, para diferentes ângulos de passo  $\beta$ , adaptado de (Rocha, 2022).

No capítulo seguinte, são apresentados os aspectos essenciais da modelagem do parque eólico, incluindo as características do sistema elétrico em estudo, o gerador de indução com conversor bidirecional, os parâmetros mecânicos da turbina eólica e os dados do transformador de conexão, que viabilizam a integração do parque ao sistema de subtransmissão.

## Capítulo 3

# Modelagem do Parque Eólico Conectado à Subtransmissão

Neste capítulo, primeiramente realiza-se uma análise qualitativa, na qual se compara estratégias recentes de controle e suporte à rede encontradas na literatura, de modo a contextualizar o modelo proposto e validar sua adequação para estudos dinâmicos em conformidade com a norma IEC 61400-27-1:2020.

Na sequência, são apresentados os modelos matemáticos, elétricos e de controle utilizados para representar o parque eólico conectado à rede de subtransmissão. Inicialmente, descreve-se a estrutura do DFIG, destacando a operação do conversor bidirecional e a conexão entre o lado do rotor e o lado da rede. Em seguida, é detalhado o circuito equivalente adotado, incluindo os esquemas de controle do conversor do lado da rede (CLRE) e do conversor do lado do rotor (CLR), responsáveis pelo controle de potência ativa, reativa e da tensão do elo CC.

Por fim, apresenta-se a configuração do sistema eólico modelado, abrangendo os parâmetros da turbina eólica, do gerador DFIG, do transformador e das linhas de subtransmissão. Além disso, discute-se o sistema de proteção implementado para o DFIG, com ênfase na atuação do circuito *crowbar* durante condições de afundamento de tensão.

### 3.1 Comparação Qualitativa de Estratégias LVRT para Geradores DFIG

Na literatura há trabalhos que investigam diferentes abordagens e estratégias de *Low Voltage Ride-Through* aplicadas ao DFIG. Essas estratégias têm como principal objetivo garantir a permanência dos aerogeradores conectados à rede elétrica durante eventos de afundamento de tensão, atendendo aos requisitos impostos pelos códigos de rede modernos (Morren and de Haan, 2025).

A Tabela 3.1 apresenta uma comparação qualitativa entre três abordagens recentes de *Low Voltage Ride-Through* aplicadas a geradores DFIG.

A inserção de um Conversor Série do Lado da Rede (CSLR) injeta uma tensão série para sustentar o fluxo do estator durante afundamentos de tensão, reduzindo a força eletromotriz (EMF) no rotor e mitigando desequilíbrios. Essa estratégia nor-

malmente proporciona uma melhoria significativa no desempenho (LVRT); contudo, a estabilidade transitória depende do projeto de controle e da energia disponível no barramento CC do conversor série (Flannery and Venkataramanan, 2009).

O Controle Desmagnetizante atua reduzindo o fluxo do rotor para limitar sobrecorrentes e evitar sobretensões no barramento CC, diminuindo o estresse nos conversores e melhorando a capacidade (LVRT). Apesar de ser eficaz em manter a máquina conectada durante afundamentos de tensão, sua contribuição para a estabilidade transitória tende a ser moderada, principalmente sob alta demanda de potência reativa ou forte acoplamento entre malhas de controle. Por isso, é frequentemente aplicado como uma estratégia complementar, combinada com proteções de hardware ou métodos coordenados de controle (Nadour et al., 2020).

As soluções baseadas em *Crowbar* (ativas ou adaptativas) continuam amplamente utilizadas para proteger o CLR e garantir a capacidade de ride-through. Entretanto, o curto-circuito temporário aplicado ao rotor pode aumentar a demanda de potência reativa e causar oscilações de torque, o que pode limitar os ganhos em estabilidade transitória. Versões mais recentes, como o *Crowbar Adaptativo* ou combinações com resistores e limitadores controlados, têm sido propostas para mitigar esses efeitos (Nadour et al., 2020).

Dentre as estratégias analisadas, este trabalho adota uma abordagem baseada no controle desacoplado, na qual são apresentadas a modelagem da máquina, as malhas de controle e a estrutura dos conversores, evidenciando sua atuação conjunta no atendimento aos requisitos de *Low Voltage Ride-Through* em geradores DFIG.

Tabela 3.1: Comparativo de Estratégias Recentes de (LVRT) para Geradores DFIG

Método	Melhoria no LVRT	Estabilidade Transitória
Conversor Série (CSLR)	Alta	Moderada
Controle Desmagnetizante	Alta	Moderada
Crowbar (Este trabalho)	Adequada	Adequada

## 3.2 Características do Sistema Elétrico em Estudo

DFIGs têm sido tão amplamente utilizados em sistemas de geração eólica devido à sua eficiência, capacidade de operar em velocidade variável e flexibilidade de controle. Nessa configuração, o estator do gerador é diretamente conectado à rede elétrica, enquanto o rotor é alimentado por um conversor bidirecional do tipo *back-to-back*. Essa estrutura possibilita o desacoplamento das grandezas do rotor em relação à rede, permitindo um controle mais otimizado das potências ativa e reativa. Além disso, a utilização de conversores de menor porte em comparação com geradores de conversão plena reduz o custo do sistema e melhora a eficiência global da conversão de energia (Pena et al., 1996b; Muller et al., 2002).

A Figura 3.1 apresenta o diagrama unifilar do sistema IEEE 30 barras, e os seus dados na Tabela 3.2. Esse sistema de subtransmissão é amplamente utilizado como benchmark em estudos de fluxo de potência, estabilidade e otimização, oferecendo uma topologia de rede de porte intermediário que equilibra realismo e baixo custo computacional, tornando-se referência em pesquisas e aplicações de engenharia de

potência. O parque eólico considerado como fonte de geração de energia neste estudo estará conectado ao sistema de subtransmissão IEEE30 barras.

Inicialmente, neste estudo, optou-se pela conexão do parque eólico à barra 5 do sistema IEEE de 30 barras, em função de sua associação com níveis de tensão mais elevados. Nesse caso, o transformador de conexão apresenta nível de tensão de 33 kV no lado do parque (primário) e 132 kV no lado da rede IEEE 30, o que favorece o escoamento de potência, reduz perdas elétricas e proporciona maior robustez operacional frente a perturbações, sendo condizente com a prática de conexão de parques eólicos em redes de subtransmissão. Posteriormente, também foi considerada a conexão em nível de 33 kV, conectado à barra 30, com o objetivo de avaliar os impactos da inserção da geração eólica em diferentes níveis da rede, especialmente quanto aos efeitos sobre o perfil de tensão, fluxo de potência e resposta dinâmica do sistema, permitindo uma análise comparativa mais abrangente das condições de operação em redes mais fortes e mais fracas.

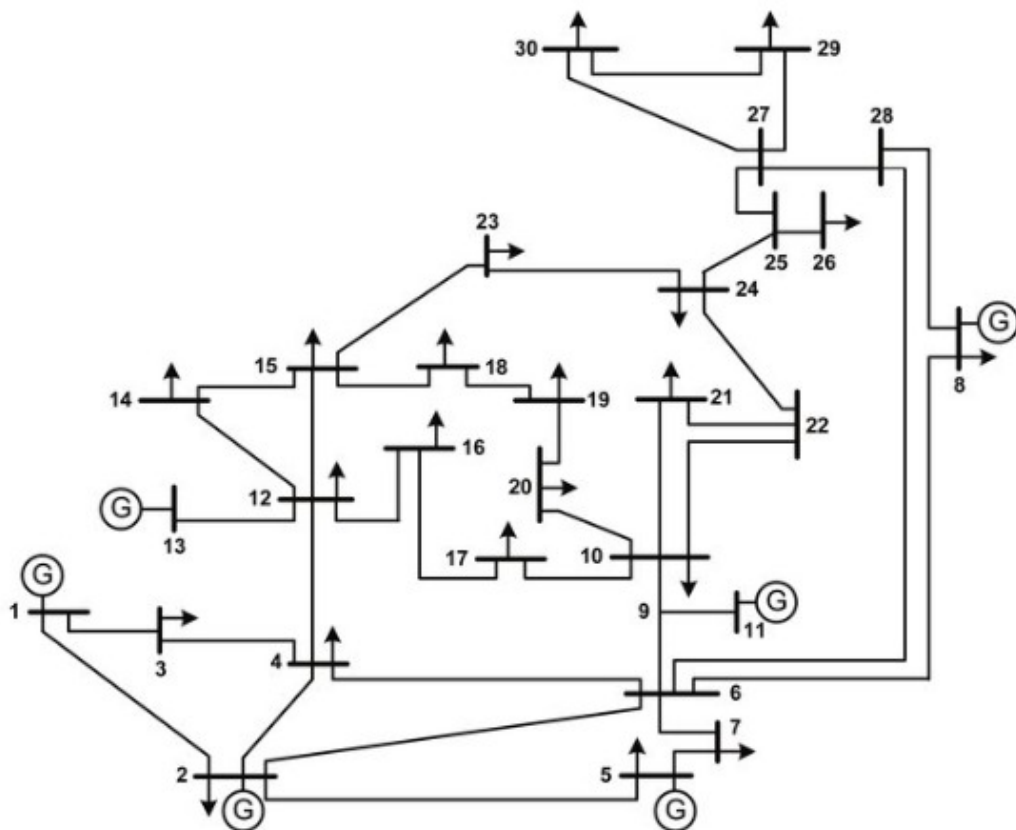


Figura 3.1: Diagrama unifilar do sistema (IEEE 30 Barras, 2018).

Tabela 3.2: Principais características da rede IEEE 30 Barras, (IEEE 30 Barras, 2018)

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Número de barras	30
Número de linhas de transmissão	41
Unidades Geradoras	6
Número de barras de carga (PQ)	24
Número de barras de geração (PV)	5
Barra de referência (Slack)	Barra 1
Níveis de tensão	33 kV e 132 kV
Frequência nominal	60 Hz
Tipo de rede	Subtransmissão
Transformadores	4
Integração de geração renovável	Parque eólico (DFIG)
Aplicação típica	Estudos de fluxo de potência

O parque é composto por 100 aerogeradores do tipo DFIG, cada um com potência nominal de 2 MW, resultando em uma capacidade instalada total de 200 MW. A conexão do parque eólico à rede elétrica é realizada por meio de um único transformador elevador, responsável por ajustar a tensão de saída do parque para o nível adequado de interligação. Em condições típicas, esse transformador eleva a tensão para o nível de subtransmissão de 132 kV, correspondente ao nível de tensão da rede IEEE 30 barras do lado de alta tensão; entretanto, em alguns cenários, a conexão do parque pode ser feita em um nível inferior, como 33 kV, correspondente ao nível de tensão da rede IEEE 30 barras do lado de baixa tensão, conforme as exigências da rede. Esse arranjo reflete a integração em larga escala de fontes renováveis em sistemas elétricos modernos, especialmente em cenários de diversificação da matriz energética e que almejam a redução das emissões de gases.

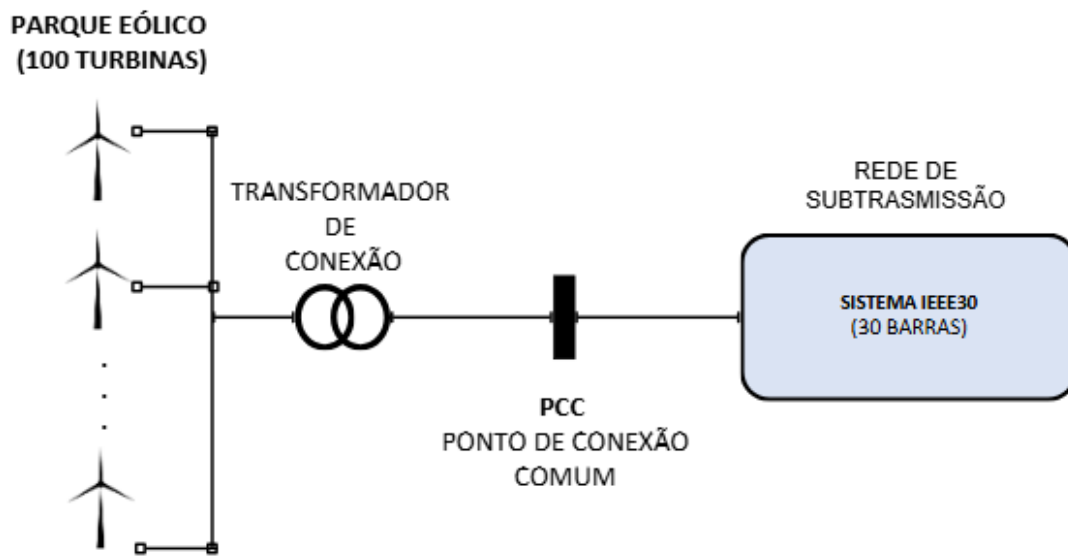


Figura 3.2: Representação simplificada do sistema de transmissão em estudo, do autor.

Os aerogeradores considerados no estudo aqui proposto são modelados conforme a topologia de terceira geração disponível em (Hydrol, 2018), caracterizada pelo uso do DFIG associado ao conversor *back-to-back*.

A modelagem desse sistema de conversão também permite a análise de aspectos dinâmicos, como o desempenho dos conversores durante faltas, o desacoplamento entre eixos  $dq$ , bem como a resposta transitória do sistema em condições de rejeição de carga ou rampas rápidas de vento (Liu et al., 2019; Akbari et al., 2018).

A configuração Parque eólico + Subtransmissão modelada possibilita a análise de diversos fenômenos de interesse, tais como: mecanismos de suporte de tensão, estabilidade transitória, resposta dos controladores de corrente e potência em eventos de curto-circuito e a interação entre múltiplos aerogeradores conectados ao mesmo barramento. Além disso, o modelo pode ser aplicado em investigações relacionadas à operação do sistema frente a condições operativas adversas, incluindo perfis reais de vento obtidos a partir de dados históricos de operação eólica.

Trabalhos clássicos como (Pena et al., 1996b; Muller et al., 2002) estabeleceram sua relevância, enquanto estudos recentes (Liu et al., 2019; Akbari et al., 2018) confirmam sua aplicação em redes de alta penetração renovável e em conformidade com requisitos mais rígidos de estabilidade e suporte à rede. Dessa forma, o modelo aqui adotado representa não apenas um cenário teórico, mas também uma configuração prática e alinhada às tendências atuais da operação de parques eólicos em sistemas elétricos de potência.

### 3.3 Gerador de indução com conversor bidirecional

A alimentação simultânea do estator e do rotor em máquinas de indução de rotor bobinado viabiliza a conversão eletromecânica bidirecional, possibilitando a operação

como motor ou gerador em uma ampla faixa de velocidades relativas à velocidade síncrona do campo girante do estator (Fitzgerald et al., 2002).

A partir do modelo em regime permanente da máquina e adotando a convenção da operação como motor, as relações entre as potências na linha, no estator e no rotor são dadas por 3.1 e 3.2 (Krause, 1986).

$$P_L = P_e + P_r \quad (3.1)$$

$$P_r = -S \cdot P_e \quad (3.2)$$

Em 3.3,  $S$  representa o escorregamento, em que  $\omega_e$  é a velocidade síncrona do campo da máquina e  $\omega_r$  é a velocidade de rotação do rotor, ambas em rad/s elétricos (Zheng et al., 2023).

$$S = \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_r} = \frac{\omega_{sl}}{\omega_r} \quad (3.3)$$

A partir do diagrama de blocos, Figura 3.3 apresenta-se a estrutura de controle de um DFIG conectado à rede elétrica por meio de conversores fonte de tensão em configuração *back-to-back*, interligados por um elo CC. As grandezas elétricas medidas são utilizadas nos blocos de controle de torque e fluxo, enquanto a referência de torque eletromagnético é definida pelo algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), com o objetivo de maximizar a extração de energia do vento, conforme a modelagem clássica apresentada por (Krause, 1986).

O sincronismo com a rede é realizado por meio do ângulo elétrico, permitindo o adequado alinhamento das variáveis elétricas mesmo sob variações de tensão e frequência, conforme discutido nos estudos de integração de sistemas eólicos apresentados por (Novotny and Lipo, 1996).

O bloco de sincronização de torque tem como função alinhar o comportamento eletromecânico do gerador com a referência imposta pelo sistema de controle, utilizando o torque eletromagnético ( $T_e$ ) como variável de realimentação (Marcos et al., 2023). A escolha do torque como grandeza de sincronização se deve ao fato de que ele representa diretamente a interação entre o sistema elétrico e o mecânico, sendo responsável pela conversão de energia no gerador. Dessa forma, ao comparar o torque eletromagnético com sua referência ( $T_e^*$ ), obtida a partir da estratégia de máxima extração de potência (MPPT), o sistema ajusta a dinâmica do gerador, garantindo que a velocidade do rotor e as correntes associadas permaneçam coerentes com o ponto ótimo de operação. Esse mecanismo permite uma resposta mais robusta frente a variações na velocidade do vento, assegurando o adequado acoplamento entre as dinâmicas elétrica e mecânica do DFIG (Falcão et al., 2025).

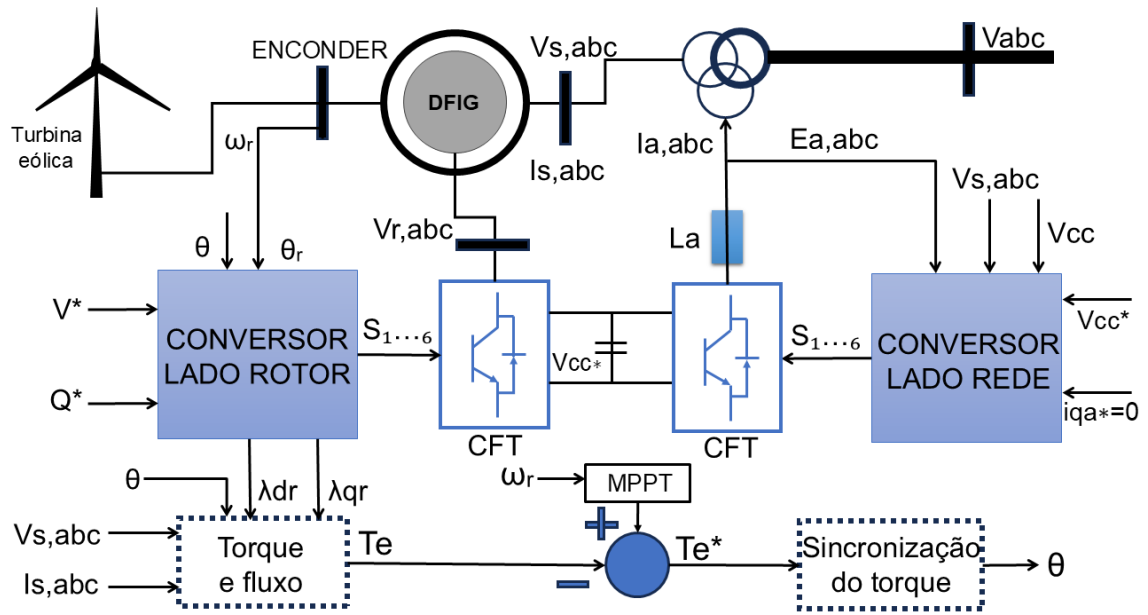


Figura 3.3: Diagrama em blocos representativo do sistema de controle de cada gerador DFIG (Falcão et al., 2025).

De acordo com (Nakata, 2020), é possível caracterizar os modos de operação do gerador DFIG a partir da relação entre o escorregamento e o fluxo de potência, destacando os regimes subsíncrono e supersíncrono conforme ilustrado nos quadrantes da Figura 3.4 e na Tabela 3.3.

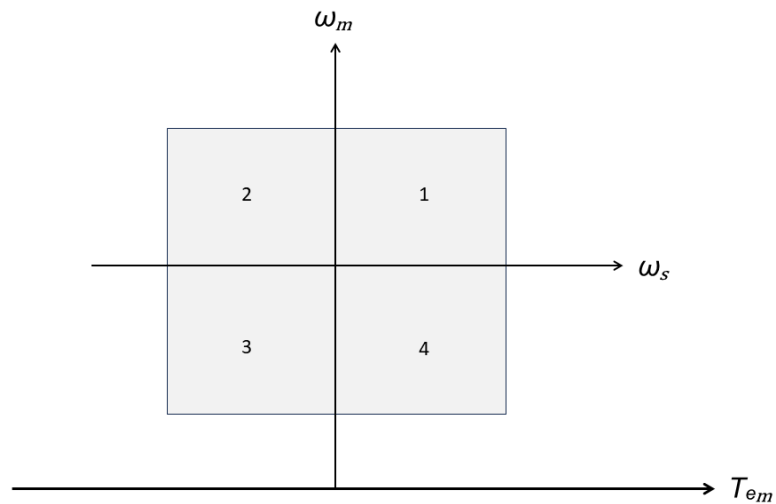


Figura 3.4: Quatro quadrantes do modo de operação DFIG, Desenvolvido pelo Autor.

Tabela 3.3: Modos de operação do DFIG nos quatro quadrantes (Nakata, 2020)

Quadrante	Modo	Regime	$P_s$	$P_r$
1	Motor	Supersíncrono ( $s < 0$ )	$> 0$	$> 0$
2	Gerador	Supersíncrono ( $s < 0$ )	$< 0$	$< 0$
3	Gerador	Subsíncrono ( $s > 0$ )	$< 0$	$> 0$
4	Motor	Subsíncrono ( $s > 0$ )	$> 0$	$< 0$

Diferentes configurações de conversores eletrônicos de potência podem ser empregadas no controle de geradores DFIG, abrangendo desde arranjos de menor complexidade, como aqueles baseados em dispositivos tiristorizados, até soluções mais avançadas, a exemplo das topologias multiníveis. Estas últimas apresentam especial interesse em turbinas eólicas de grande porte, sobretudo quando conectadas a sistemas elétricos de média e alta tensão, devido à melhor qualidade de forma de onda e à maior flexibilidade de controle (Bianchi et al., 2021).

### 3.3.1 Conversor *back-to-back*

O controle de geradores DFIG pode ser realizado por meio de diferentes arquiteturas de conversores de potência, as quais abrangem desde configurações convencionais, baseadas em dispositivos semicondutores como diodos e tiristores, até soluções mais avançadas (Matos, 2025). As topologias mais simples apresentam estrutura e estratégias de controle menos complexas, sendo historicamente utilizadas em aplicações de menor porte. Em contrapartida, os conversores multiníveis destacam-se pela capacidade de operar em níveis elevados de tensão com menores esforços sobre os dispositivos semicondutores, reduzida distorção harmônica e melhor qualidade da energia elétrica. Essas características tornam tais conversores particularmente adequados para turbinas eólicas de elevada potência conectadas a sistemas de média e alta tensão (Zheng et al., 2023).

A Figura 3.5 apresenta o circuito de potência de um sistema de geração equipado com conversor *back-to-back* conectado ao rotor. Essa configuração é constituída por dois conversores PWM operando de forma independente, A Tabela 3.4 mostra a descrição do sistema de controle conforme diagrama de blocos Figura 3.3.

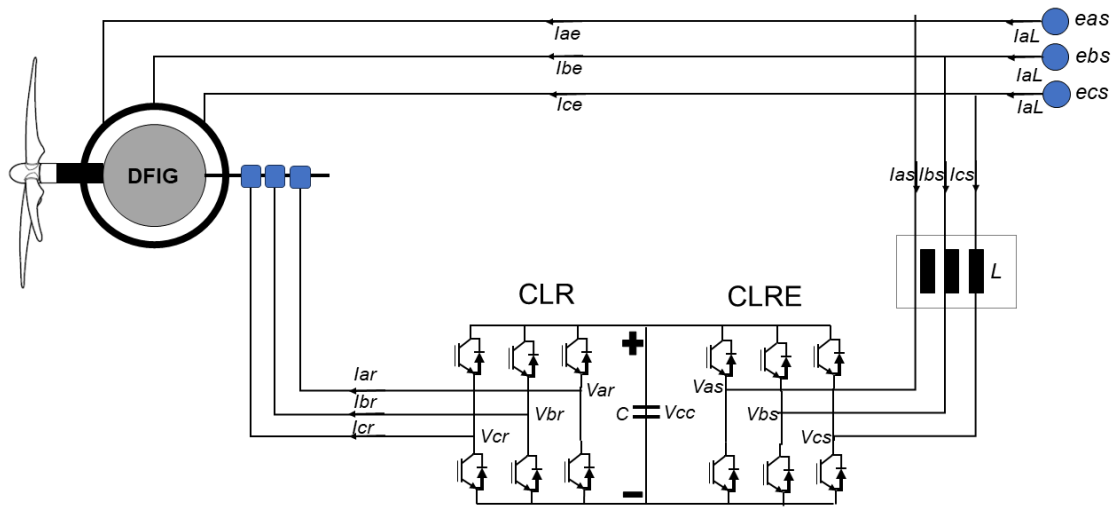


Figura 3.5: Sistema de geração com DFIG e conversor *back-to-back* no rotor, adaptado de (Matos, 2025).

Tabela 3.4: Descrição dos blocos do sistema DFIG conforme o diagrama apresentado

Bloco	Descrição
Turbina eólica	Converte a energia do vento em energia elétrica aplicada ao eixo do gerador.
Encoder	Mede a velocidade e a posição angular do rotor para realimentação do controle.
DFIG	Gerador de indução duplamente alimentado responsável pela conversão eletromecânica de energia.
Controle de torque e fluxo	Calcula o torque eletromagnético a partir das variáveis do estator e do rotor.
Conversor do lado do rotor	Controla as tensões aplicadas ao rotor, permitindo o controle do torque e da potência ativa.
CFT (Conversor Fonte de Tensão)	Interface eletrônica de potência entre o rotor, o barramento CC e a rede.
Barramento CC	Armazena energia temporariamente e interliga os conversores do lado do rotor e da rede.
MPPT	Determina a referência de torque ótimo para maximizar a extração de potência da turbina.
Sincronização do torque	Ajusta a referência de torque eletromagnético para operação sincronizada do sistema.
Conversor do lado da rede	Controla a troca de potência reativa com a rede e regula a tensão do barramento CC.
Rede elétrica	Sistema elétrico ao qual o DFIG está conectado.

### 3.3.2 Modelo do Circuito Equivalente do DFIG

Com base na Figura 3.6, que representa o circuito equivalente monofásico de um gerador DFIG, a tensão de fase no rotor sob parâmetros de frequência variável pode ser determinada conforme descrito em (Mehta and Mehta, 2024):

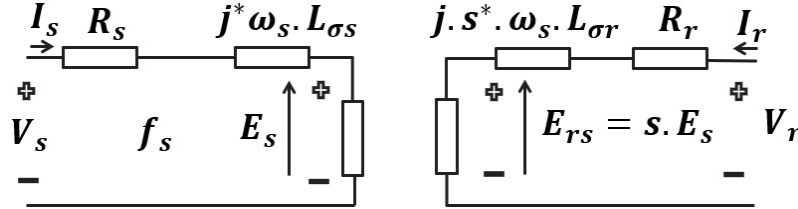


Figura 3.6: Circuito do DFIG com parâmetros de frequência variável (Mehta and Mehta, 2024)

$$V_r - sE_s = (R_r + j\omega_s L_r)I_r \quad \text{em} \quad (3.4)$$

Dividindo-se a equação (3.4) pelo escorregamento  $s$  e adaptando-a para a frequência do estator  $f_s$ , obtém-se:

$$V_r - E_s = \left( \frac{R_r}{s} + j\omega_s L_r \right) I_r \quad \text{em} \quad (3.5)$$

Após referir os parâmetros do enrolamento do rotor ao lado do estator, as grandezas no circuito equivalente monofásico do DFIG, em regime permanente, podem ser expressas como (Mehta and Mehta, 2024):

$$V_s - \frac{V_r}{s} - (R_s + j\omega_s L_{\sigma s}) I_s + \left( \frac{R_r}{s} + j\omega_s L_{\sigma r} \right) I_r = 0 \quad \text{em} \quad (3.6)$$

em que,  $L_{\sigma s}$  e  $L_{\sigma r}$  são as indutâncias de dispersão do estator e do rotor, respectivamente;  $V_s$  e  $V_r$  são as tensões de estator e rotor; e  $I_s$  e  $I_r$  correspondem às correntes de estator e rotor.

Segundo (Krause, 1986) (Mehta and Mehta, 2024), quando o DFIG opera como gerador, particularmente sincronizado em um referencial  $dq$ , seu circuito equivalente é representado conforme a Figura 3.7, e seu modelo dinâmico é descrito pelas seguintes equações de tensão:

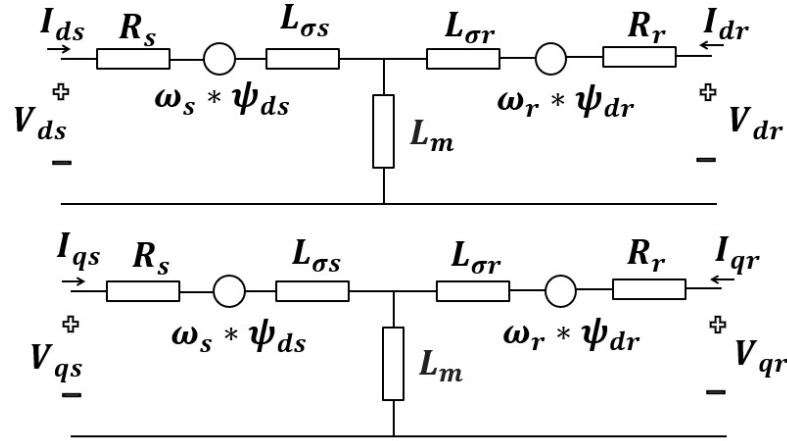


Figura 3.7: Circuito equivalente do DFIG no referencial  $dq$  (Mehta and Mehta, 2024).

$$V_{ds} = R_s I_{ds} - \omega_s \Psi_{qs} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt}, \quad (3.7)$$

$$V_{qs} = R_s I_{qs} + \omega_s \Psi_{ds} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt}, \quad (3.8)$$

$$V_{dr} = R_r I_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \Psi_{qr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt}, \quad (3.9)$$

$$V_{qr} = R_r I_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \Psi_{dr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt}. \quad (3.10)$$

As expressões, 3.7 a 3.10 representam, respectivamente, as tensões, correntes e fluxos do estator nos eixos  $d$  e  $q$ , enquanto  $R_s$  e  $\omega_s$  correspondem à resistência do estator e à velocidade síncrona. De forma análoga,  $V_{dr}$ ,  $V_{qr}$ ,  $I_{dr}$ ,  $I_{qr}$ ,  $\Psi_{dr}$  e  $\Psi_{qr}$  correspondem às grandezas do rotor, sendo  $\omega_r$  a velocidade angular do rotor (Krause, 1986), a representação desses circuitos pode ser visualizada na Figura 3.7.

Os fluxos magnéticos associados ao estator e ao rotor podem ser expressos como (Krause, 1986) (Kundur, 1994):

$$\Psi_{ds} = L_m I_{dr} + L_s I_{ds} \quad (3.11)$$

$$\Psi_{qs} = L_m I_{qr} + L_s I_{qs} \quad (3.12)$$

$$\Psi_{dr} = L_m I_{ds} + L_r I_{dr} \quad (3.13)$$

$$\Psi_{qr} = L_m I_{qs} + L_r I_{qr} \quad (3.14)$$

em que  $L_s$ ,  $L_r$  e  $L_m$  são, respectivamente, a indutância do estator, a indutância do rotor e a indutância mútua.

Esse modelo matemático é amplamente utilizado para representar o comportamento dinâmico do DFIG em estudos de estabilidade transitória, análise de qualidade de energia e estratégias de controle. Trabalhos clássicos como (Kundur, 1994;

Krause, 1986) estabeleceram a base desse modelo, enquanto pesquisas mais recentes, como (Nguyen, 2023; Akbari et al., 2018), apresentam extensões voltadas à integração com redes modernas e à operação sob condições de distúrbios de tensão.

### 3.3.3 Controle do Conversor do Lado da Rede (CLRE)

A Figura 3.8 apresenta o circuito equivalente do conversor do lado da rede (CLRE) do gerador DFIG, evidenciando componentes e interações com o sistema elétrico.

Neste trabalho, optou-se pela aplicação do controle vetorial orientado pela tensão da rede, conforme ilustrado no diagrama da Figura 3.9, pois essa técnica permite o desacoplamento das componentes de potência ativa e reativa, apresenta bom desempenho dinâmico e possui implementação consolidada, além de estar amplamente discutida na literatura (Krause, 1986; Kundur, 1994).

Segundo (Novotny and Lipo, 1996) controle vetorial aplicado ao CLRE tem como principal objetivo regular a tensão do elo CC e controlar a injeção de potência reativa no sistema elétrico. Para isso, adota-se um referencial síncrono  $dq$  alinhado ao fasor da tensão da rede, o que simplifica o desacoplamento entre os controles de potência ativa e reativa, como mostra o diagrama vetorial da Figura 3.10.

Nessa configuração, as componentes de tensão nos eixos direto e em quadratura são definidas de acordo com essa orientação, sendo o parâmetro  $E_s$  associado ao valor de pico das tensões de fase da rede. A partir dessa definição, as expressões das potências ativa e reativa nos terminais do conversor do lado da rede são obtidas conforme apresentado nas equações subsequentes (Krause, 1986).

$$Q_s = \frac{3}{2}E_s i_{qs} \quad (3.15)$$

$$P_s = \frac{3}{2}E_s i_{ds} \quad (3.16)$$

Em que,  $E_s$  representa a magnitude da tensão fundamental da rede. Assim, o CLRE assegura a regulação do elo CC e contribui para o suporte de potência reativa, promovendo estabilidade e conformidade com requisitos de operação de parques eólicos conectados à rede.

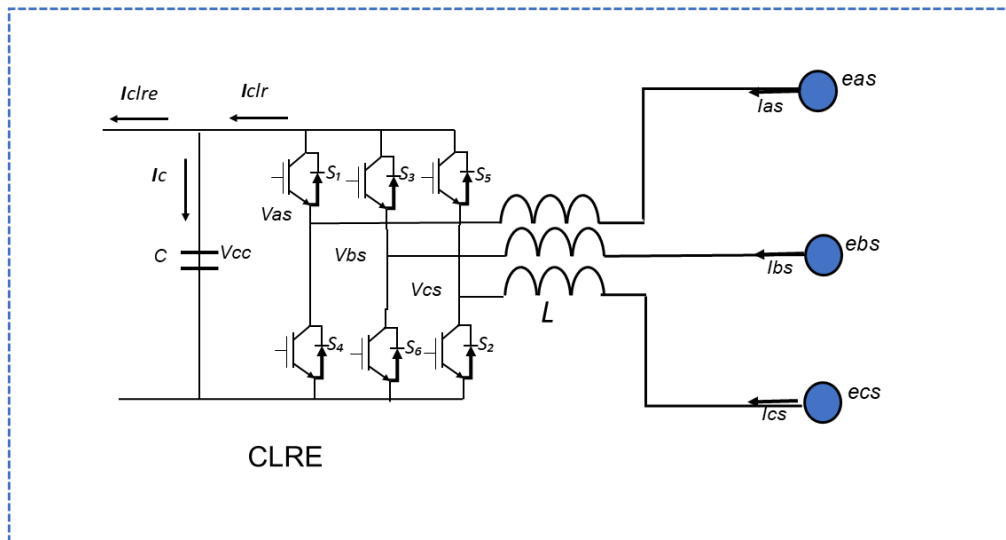


Figura 3.8: Esquema do conversor do lado da rede (CLRE), adaptado de (Nadour et al., 2020; Matos, 2025).

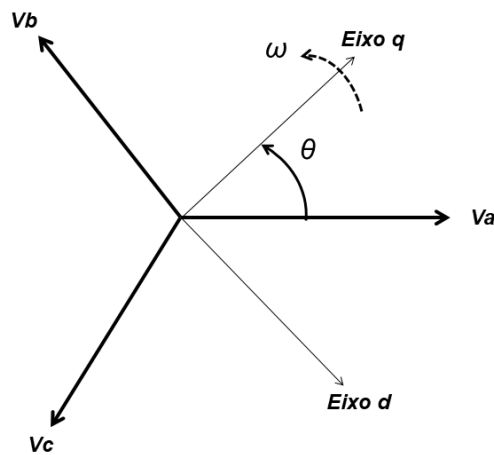


Figura 3.9: Sistema de referência  $abc$  e referencial rotativo  $dq$  com ângulo  $\theta$  e velocidade angular  $\omega$ , adaptado de (Krause, 1986).

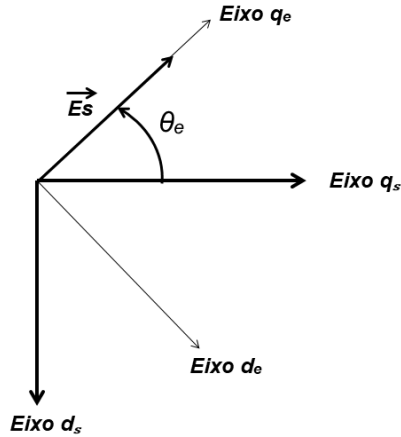


Figura 3.10: Referencial  $dq$  com a tensão interna  $E_s$  e ângulo elétrico  $\theta_e$ , adaptado de (Matos, 2025).

A partir (3.15) e (3.16), verifica-se que a corrente  $i_{q_s}^e$  é responsável pelo controle da potência reativa  $Q_s$ , enquanto a corrente  $i_{d_s}^e$  atua no ajuste da potência ativa  $P_s$ . Neste estudo, a componente  $i_{q_s}^e$  é empregada para regular a tensão  $V_c$  no capacitor  $C$ , ao passo que  $i_{d_s}^e$  é mantida em zero, assegurando que o conversor opere com fator de potência unitário, ou seja, sem injeção de potência reativa.

O diagrama de controle do conversor do lado da rede (CLRE), ilustrado na Figura 3.11, apresenta as malhas de controle empregadas na regulação da tensão do elo CC ( $V_{cc}$ ) e no controle da potência reativa. O controle é realizado no referencial síncrono  $dq$ , no qual as grandezas trifásicas são convertidas em duas componentes ortogonais: eixo direto ( $d$ ) e eixo em quadratura ( $q$ ).

No eixo  $d$ , o objetivo é regular  $V_{cc}$ . A tensão medida é comparada com sua referência ( $V_{cc}^{ref}$ ), e o erro passa por um controlador PI, cuja saída gera a corrente de referência  $i_d^{ref}$ . Em seguida,  $i_d^{ref}$  é comparada com a corrente medida  $i_d$ ; o erro é processado por um segundo PI, produzindo a tensão de referência do eixo  $d$ ,  $v_d^{ref}$ , aplicada ao modulador (PWM) do conversor.

No eixo  $q$ , o controle visa a potência reativa  $Q$  no PCC. O valor medido de  $Q$  é comparado com  $Q^{ref}$ , e o erro é tratado por um controlador PI que gera a corrente de referência  $i_q^{ref}$ . Esta é comparada com a corrente medida  $i_q$ , e o erro alimenta outro PI, cuja saída fornece a tensão de referência do eixo  $q$ ,  $v_q^{ref}$ .

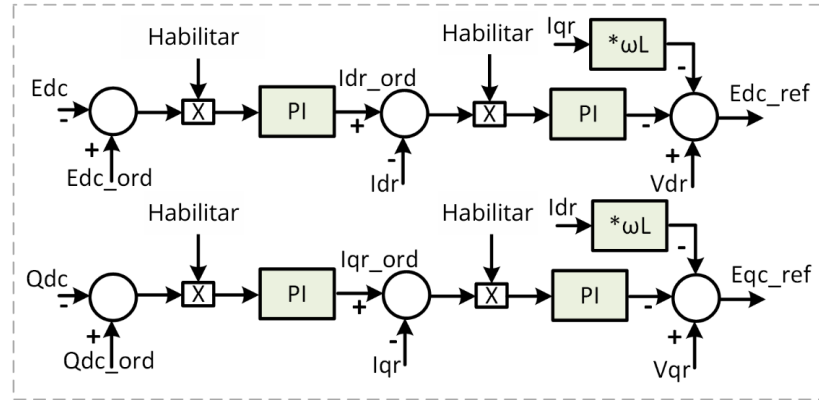


Figura 3.11: Diagramas de blocos de controle CLRE, do autor.

### 3.3.4 Controle do Conversor do Lado do Rotor (CLR)

O CLR é projetado para controlar a potência ativa ( $P$ ) e a potência reativa ( $Q$ ) trocadas entre o gerador e a rede. Assim como no CLRE, a estratégia de controle é implementada no referencial síncrono  $dq$ , no qual as grandezas trifásicas são transformadas em componentes ortogonais. O controle do CLR fundamenta-se no modelo do DFIG em coordenadas síncronas  $dq$ . Nesse referencial, a potência ativa e reativa no PCC podem ser expressas em função das componentes de corrente do estator (Pena et al., 1996b):

$$P = \frac{3}{2} v_{ds} i_{ds} + \frac{3}{2} v_{qs} i_{qs} \quad (3.17)$$

$$Q = \frac{3}{2} v_{qs} i_{ds} - \frac{3}{2} v_{ds} i_{qs} \quad (3.18)$$

Quando o eixo  $d$  é alinhado com o fluxo do estator, tem-se  $v_{qs} = 0$ , simplificando o acoplamento das grandezas e resultando em (Kundur, 1994).

No eixo direto ( $d$ ), a malha de controle é responsável pela regulação da potência ativa  $P$ . A potência medida é comparada com sua referência ( $P^{ref}$ ), e o erro é processado por um controlador PI, cuja saída fornece a corrente de referência  $I_{dr}^{ord}$ . Essa corrente é então comparada com a corrente  $I_{dr}$  medida, e o erro resultante é corrigido por um segundo controlador PI, gerando a tensão de referência  $V_{dr}$ .

No eixo em quadratura ( $q$ ), o controle é voltado para a potência reativa  $Q$ . O valor medido de  $Q$  é comparado com a referência ( $Q^{ref}$ ), e o erro é processado por um controlador PI que gera a corrente de referência  $I_{qr}^{ord}$ . Essa corrente é comparada com a corrente  $I_{qr}$  medida, sendo a diferença corrigida por outro controlador PI, resultando na tensão de referência  $V_{qr}$ .

Dessa forma, como mostra o diagrama Figura 3.12 o CLR opera com duas malhas de controle em cascata: a malha  $d$ , que atua sobre a potência ativa, e a malha  $q$ , que regula a potência reativa. Esse arranjo assegura a operação estável do DFIG, tanto em regime permanente quanto durante distúrbios da rede elétrica.

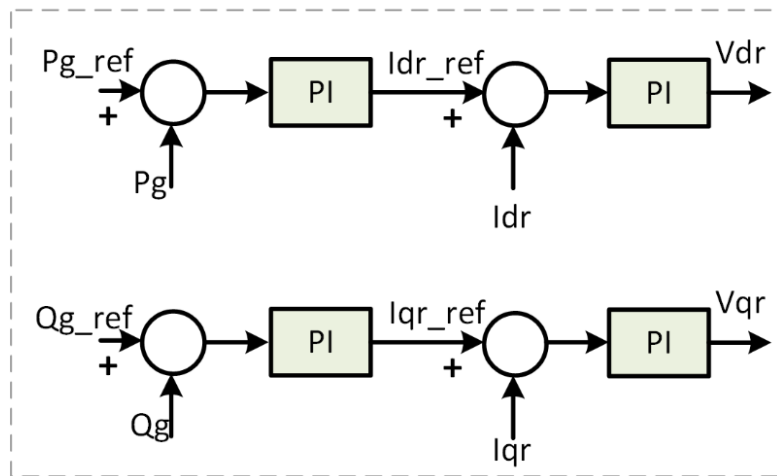


Figura 3.12: Diagrama de blocos do controle do lado da rede (CLR), do autor.

Ressalta-se que o controle vetorial desacoplado empregado neste trabalho não foi implementado manualmente, sendo parte integrante dos modelos de aerogeradores (Hydrol, 2018) disponíveis na biblioteca do (PSCAD, 2023). Esses modelos já incorporam as estratégias de controle do conversor, incluindo o desacoplamento das componentes em eixo direto e em quadratura, amplamente consolidadas na literatura. Assim, neste estudo, tais controles são utilizados conforme disponibilizados pelo ambiente de simulação, garantindo consistência com modelos validados.

### 3.3.5 Sistema de Proteção do DFIG

O sistema de proteção do DFIG desempenha um papel essencial na preservação da integridade dos conversores durante afundamentos de tensão e distúrbios transitórios na rede elétrica. No modelo desenvolvido no (PSCAD, 2023) foram considerados dois dispositivos principais: o *crowbar* e o circuito *chopper* no barramento CC.

O circuito *crowbar* mostrado na Figura 3.13, é ativado quando a corrente no rotor excede um limite pré-estabelecido, situação típica em afundamentos de tensão (*voltage dips*) ou em faltas na rede. Sua função é desviar as correntes do rotor através de resistores externos, protegendo os semicondutores do conversor do lado do rotor contra sobrecorrentes. Durante o período em que o *crowbar* permanece conectado, o controle vetorial do rotor é temporariamente desabilitado e a máquina passa a se comportar como um gerador de indução convencional diretamente conectado à rede, absorvendo potência reativa até que a condição de falta seja eliminada (Pena et al., 1996b). A representação do diagrama de blocos do *crowbar* associado ao modelo de de DFIG considerado neste estudo é mostrado na Figura 3.14 e a chave S1 representa o dispositivo de comutação responsável pela inserção do *crowbar* no circuito do rotor assim como o sinal uvw corresponde às tensões trifásicas do rotor.

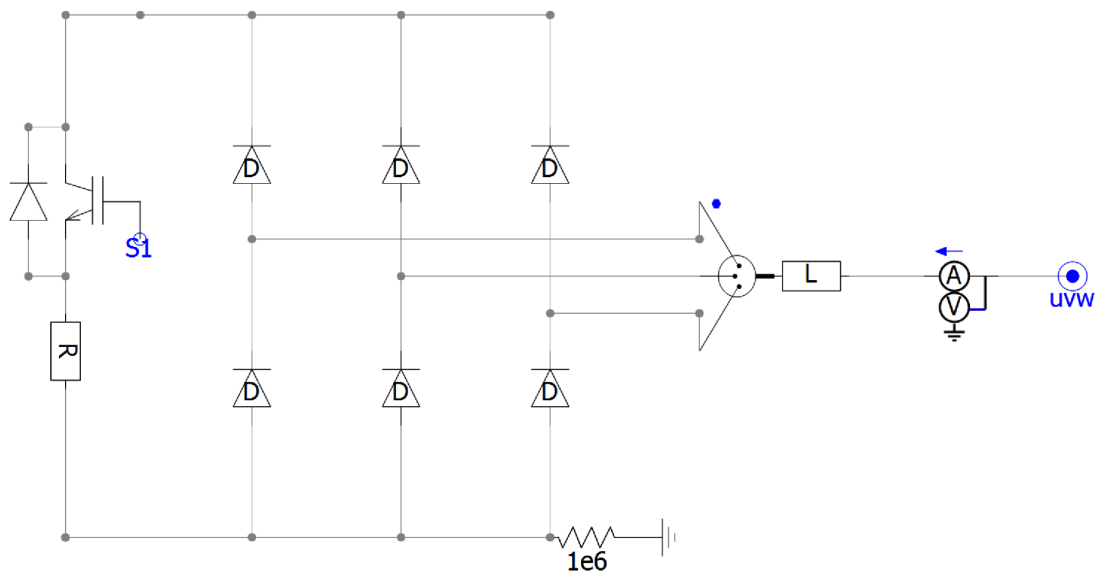


Figura 3.13: Circuito de proteção do rotor do DFIG, destacando o crowbar (Hydrol, 2018).

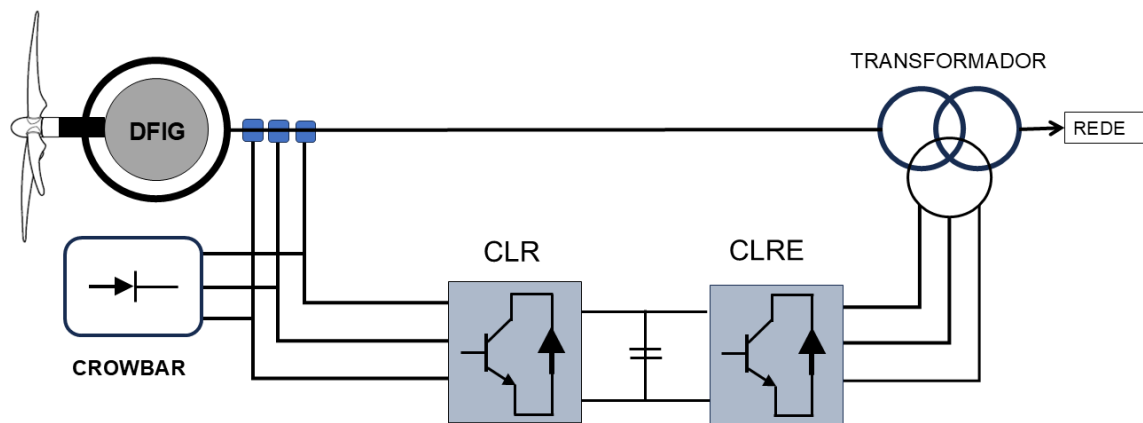


Figura 3.14: Sistema de proteção do conversor com módulos CLRE, CLR e CROWBAR, do autor.

O circuito *chopper*, Figura 3.15, por sua vez, é conectado em paralelo ao capacitor do barramento CC e tem a função de evitar sobretensões durante transitórios, na tabela 3.5 mostra a descrição de suas variáveis. Sempre que a tensão no barramento ultrapassa o valor de referência, o excesso de energia é dissipado em um resistor de descarga. No modelo utilizado, o *chopper* é acionado quando  $V_{dc}$  atinge  $1,15 p.u.$  e é

desligado quando o valor retorna a 1,11 *p.u.*, (Pena et al., 1996b). Esse mecanismo assegura que a tensão do capacitor se mantenha dentro de limites operacionais seguros, evitando a degradação prematura dos dispositivos semicondutores. Na Figura 3.16 exemplifica seu diagrama anexado aos CLRE E CLR.

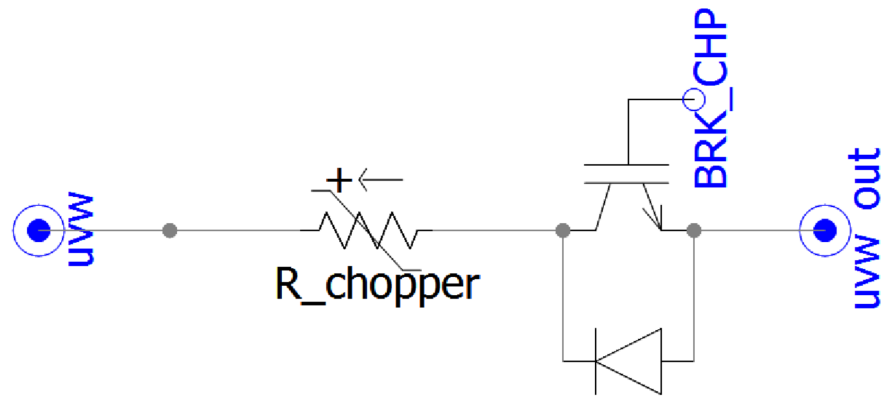


Figura 3.15: Circuito de proteção do rotor do DFIG, destacando o Chopper (Hydrol, 2018).

Tabela 3.5: Descrição das variáveis do circuito de proteção do DFIG

Variável	Descrição	Função
uvw	Tensão trifásica de entrada	Monitorar a tensão aplicada ao circuito
R_chopper	Resistência do chopper	Dissipar energia excedente do elo CC
BRK	Chave eletrônica do chopper	Conectar a resistência
uvw_out	Tensão trifásica de saída	Alimentar o conversor após a proteção

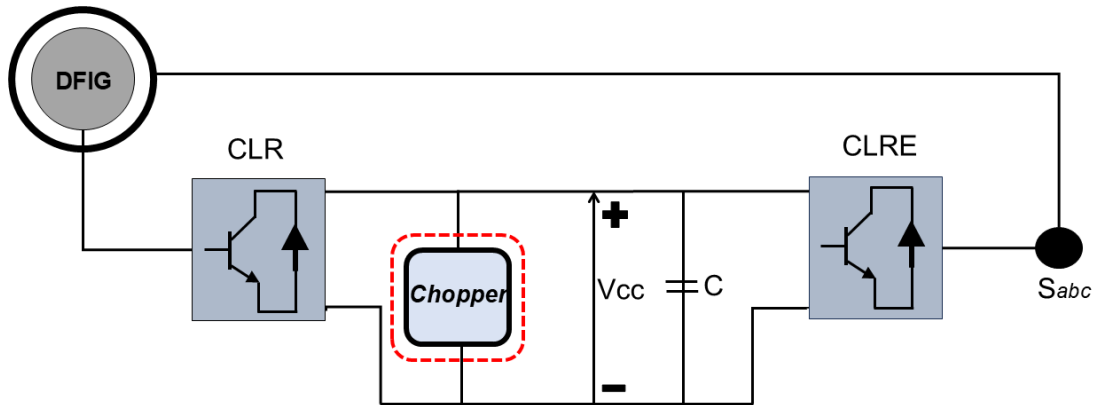


Figura 3.16: Sistema de proteção do conversor com módulos CLRE, CLR e Chopper, do autor.

A combinação do *crowbar* e do *chopper* possibilita ao aerogerador suportar transitórios de curta duração e contribui para o cumprimento dos requisitos de permanência e suporte dinâmico impostos pelos códigos de rede modernos, assegurando a continuidade da operação mesmo durante condições adversas do sistema elétrico.

### 3.3.6 Parâmetros Mecânicos da Turbina Eólica

Os principais parâmetros mecânicos e operacionais adotados na modelagem da turbina eólica utilizada neste estudo. Esses valores foram definidos com base no modelo de referência disponibilizado pelo (PSCAD, 2023) e (Hydrol, 2018), representando um aerogerador de médio porte empregado em parques eólicos brasileiros, e incorporam características fundamentais relacionadas ao desempenho aerodinâmico, à operação do rotor e ao sistema de controle de passo das pás. Podemos observar os dados específicos usados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Parâmetros utilizados na modelagem da turbina eólica

Parâmetro	Valor
Potência nominal de uma unidade	2,0 MW
Quantidade de aerogeradores	100
Potência aparente de uma unidade	2,5 MVA
Velocidade inicial do rotor ( $\omega_0$ )	1,2 p.u.
Faixa de ângulo de passo (pitch)	0° a 25°
Controlador de passo	PI ( $K_p = 500$ , $T_i = 10$ s)
Tempo de habilitação	0,2 s
Cálculo da razão $\lambda$	Interno ao modelo
Curva aerodinâmica $C_p$	$C_p(\lambda, \theta)$

Esses parâmetros permitem representar adequadamente o comportamento aerodinâmico e o controle mecânico do aerogerador, possibilitando avaliar tanto a resposta aos distúrbios na rede quanto os processos de extração de potência mecânica provenientes do vento.

A potência mecânica extraída pelo rotor é calculada a partir de (Alhazmi, 2022):

$$P_{\text{mec}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (3.19)$$

em que,  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  é a área varrida pelas pás,  $v$  é a velocidade do vento,  $\lambda$  é a razão de velocidade de ponta e  $\theta$  representa o ângulo de passo. A relação aerodinâmica  $C_p(\lambda, \theta)$  é incorporada de forma simplificada pelo modelo, permitindo analisar a influência do controle de passo na potência captada e na estabilidade operacional da turbina, aspecto particularmente relevante em aerogeradores de grande porte (Burton et al., 2021a).

### 3.3.7 Dados do Transformador de Conexão

O transformador de conexão tem a função de elevar a tensão de saída dos aerogeradores para o nível de operação da rede elétrica. No modelo implementado, este equipamento está conectado entre o barramento do parque eólico e o PCC, representando a interface elétrica entre o gerador e o sistema.

A Tabela 3.7 apresenta as principais especificações técnicas adotadas para o transformador no modelo.

Tabela 3.7: Parâmetros utilizados na modelagem do transformador de conexão

Parâmetro	Valor
Tensão do lado de baixa	33 kV
Tensão do lado de alta	132 kV
Potência nominal por unidade	2,5 MVA
Número de unidades	100
Potência total instalada	200 MVA
Ligação típica	Y–Y aterrado

### 3.3.8 Linha de Interconexão entre Parque Eólico e Subtransmissão

A linha de interconexão entre o parque eólico equivalente e o sistema de subtransmissão IEEE 30 barras foi representada no software PSCAD/Emtdc por meio de um cabo trifásico equivalente, modelado através de parâmetros concentrados e dependente da frequência, o que simplifica a representação computacional sem comprometer a influência dos efeitos ôhmicos e capacitivos sobre o desempenho transitório do sistema (colocar uma referência sobre uma modelagem de linha).

A Figura 3.17, ilustra a representação da linha de transmissão considerada na modelagem aqui realizada. Neste caso. Cada fase do cabo é representada por dois conjuntos de terminais, sendo os terminais  $S1$ ,  $S2$  e  $S3$  associados às fases

na extremidade do cabo conectada à geração, enquanto os terminais  $C1$ ,  $C2$  e  $C3$  correspondem às mesmas fases na extremidade oposta, conectada ao PCC (PSCAD, 2023).

A disposição geométrica dos condutores do cabo trifásico foi definida considerando um espaçamento horizontal de 0,5m entre as fases e uma profundidade de instalação de 1,0 m em relação à superfície do solo, parâmetros utilizados no cálculo dos efeitos eletromagnéticos distribuídos da linha. As resistências série de pequena magnitude, da ordem de  $1,0 \times 10^{-3} \Omega$ , foram inseridas exclusivamente para fins de estabilidade numérica e representação da resistência de conexão, não estando associadas às perdas físicas do cabo (IEEE 30 Barras, 2018).

Os efeitos capacitivos são considerados de forma distribuída, sendo a capacitância da camada isolante definida como uma capacitância equivalente por unidade de comprimento, igual a  $0,2559 \mu\text{F}/\text{km}$  (IEEE 30 Barras, 2018), a qual representa o acoplamento elétrico entre o condutor, a blindagem e o solo. A estrutura física do cabo, incluindo o condutor, as camadas de isolamento e a blindagem metálica, é apresentada na Figura 3.18, cujos parâmetros geométricos são incorporados ao modelo, permitindo uma representação adequada do comportamento eletromagnético da linha.

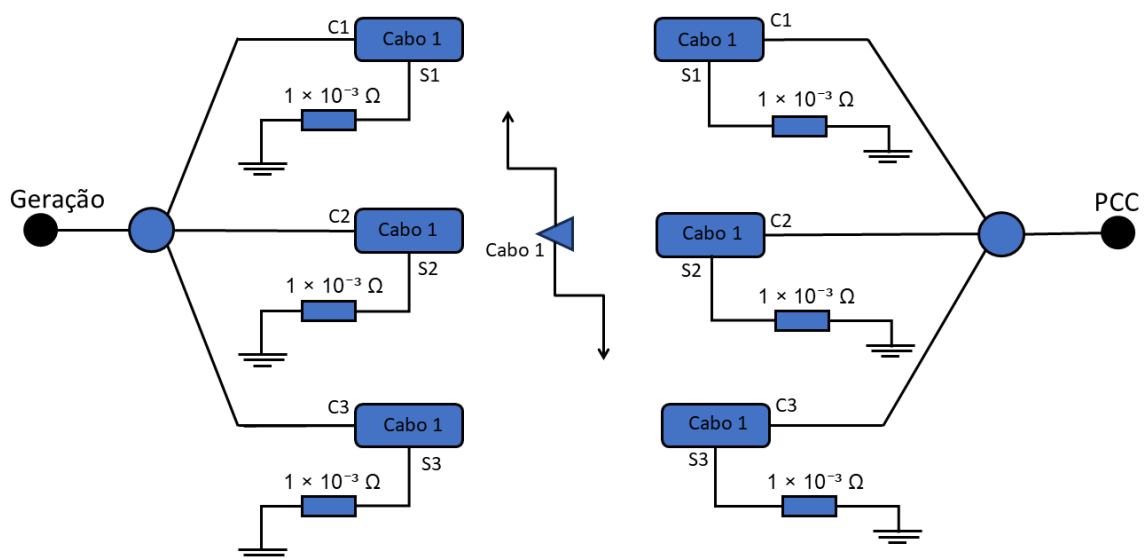


Figura 3.17: Representação da conexão do cabo trifásico entre a geração e o (PCC), adaptada do (PSCAD, 2023).

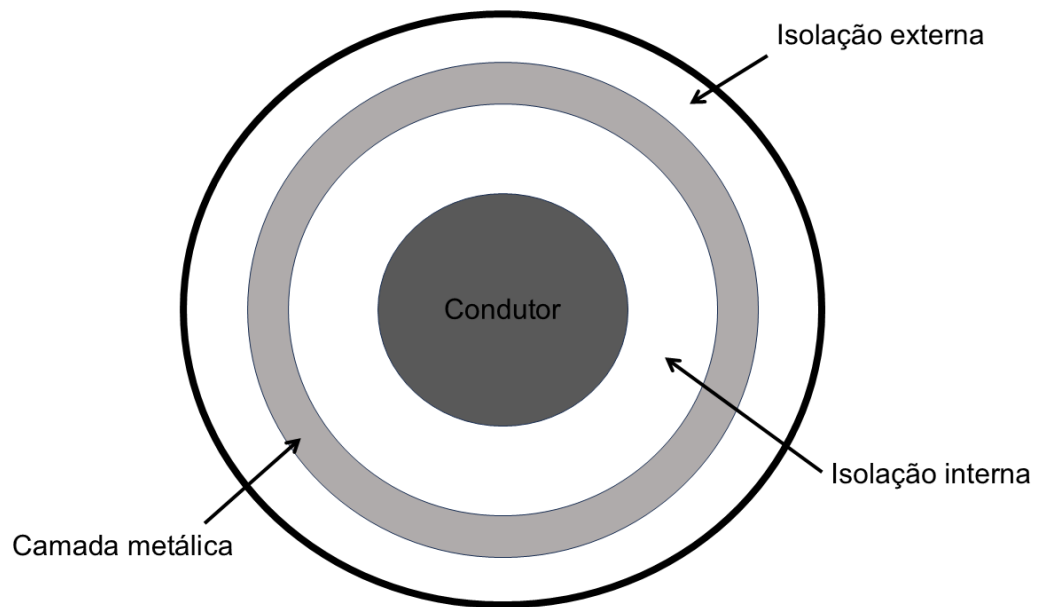


Figura 3.18: Corte transversal do cabo com suas camadas constitutivas, adaptado do (PSCAD, 2023).

Na etapa seguinte serão apresentados os resultados de simulações com diferentes tipos de distúrbios aplicados ao sistema, de forma a avaliar o desempenho dinâmico do DFIG conectado à rede de subtransmissão. São analisados cenários envolvendo afundamentos de tensão no lado de alta e baixa tensão do sistema IEEE 30 Barras (2018), representadas por variações em rampa e degrau na velocidade do vento. A partir desses eventos, avalia-se a atuação das malhas de controle, observando-se a resposta transitória das potências ativa e reativa, o comportamento das componentes de corrente do rotor ( $i_d$  e  $i_q$ ), bem como as formas de onda de corrente e tensão trifásicas e os perfis de tensão no PCC em por unidade (pu). Essa análise comparativa permite verificar a eficácia do controle vetorial desacoplado adotado, bem como a contribuição do DFIG para a estabilidade e suporte da rede elétrica durante distúrbios.

# Capítulo 4

## Análise Dinâmica do Parque Eólico em Rede de Subtransmissão

### 4.1 Descrição dos Cénarios Simulados

Este capítulo apresenta uma análise dinâmica do parque eólico modelado, conectado a uma rede de subtransmissão, sob diferentes condições operacionais. Cada cenário simulado visa investigar o desempenho do sistema Parque eólico + Subtransmissão frente a diferentes eventos, como variações de carga, variações de perfil de vento e faltas.

As simulações realizadas neste trabalho foram desenvolvidas no software PSCAD (2023), considerando um modelo computacional de parque eólico baseado em aerogeradores do *type 3* (Hydrol, 2018), o que permite a implementação detalhada dos controladores de potência ativa e reativa, controle de corrente no rotor, sincronização via PLL, bem como dispositivos de proteção do gerador (ex.: crowbar). Além disso, o ambiente viabiliza a aplicação de eventos dinâmicos, como faltas trifásicas, rejeição de carga e variações no perfil de vento, garantindo a avaliação do desempenho transitório do sistema de forma realista. Ressalta-se que o sistema modelado possui cargas conectadas capazes de absorver a potência gerada pelos aerogeradores, garantindo o balanço de potência interno. Esse equilíbrio é mantido por meio da interação entre geração e demanda do sistema IEEE30 barras, permitindo que eventuais excessos ou déficits de potência sejam acomodados dinamicamente durante as simulações.

#### 4.1.1 Procedimentos e Condições de Ensaio segundo a IEC 61400-27-1:2020

Os ensaios realizados neste capítulo foram conduzidos em conformidade com as recomendações da norma IEC 61400-27-1:2020 (iec, 2020b), a qual estabelece diretrizes para a modelagem e simulação de turbinas eólicas em estudos elétricos, incluindo as condições de teste, as variáveis a serem monitoradas e os critérios de estabilidade do sistema.

Embora a norma seja amplamente aplicada em estudos de *fault ride-through*, seus princípios gerais também são utilizados para a caracterização do comportamento

dinâmico do sistema sob condições normais de operação. Assim, os casos de rampa, degrau e perfil real de vento foram estruturados de modo a seguir as seguintes recomendações normativas:

- As simulações devem considerar o modelo dinâmico completo do gerador tipo 3 (DFIG), conforme a estrutura modular definida na IEC 61400-27-1, contemplando os blocos de controle do conversor do lado do rotor, do conversor do lado da rede e do regulador de tensão do elo CC;
- A tensão no PCC deve ser aplicada com perfil contínuo e limitado a variações máximas de 10% em regime normal, de forma a representar distúrbios suaves e compatíveis com as condições de estabilidade de tensão;
- As variáveis monitoradas incluem: tensões trifásicas no PCC, potências ativa e reativa, correntes do rotor ( $i_{dr}$  e  $i_{qr}$ ), e tensão do elo CC, as quais permitem avaliar a resposta dinâmica do controle vetorial desacoplado;
- Cada ensaio deve abranger um período total de 10 s, garantindo uma janela de regime permanente anterior ao evento e um intervalo pós-evento suficiente para a estabilização das variáveis.

Com base nessas diretrizes, os casos de rampa, degrau e perfil real de vento apresentados nas seções seguintes foram implementados de forma a atender às condições de ensaio previstas pela IEC 61400-27-1:2020, possibilitando uma análise comparativa direta entre o comportamento do sistema em regime normal e durante eventos de falta.

A norma IEC 61400-27-1:2020 iec (2020a) estabelece uma classificação padronizada dos modelos genéricos de aerogeradores, a partir das suas topologias elétricas e das estratégias de conversão e controle empregadas. Essa padronização visa garantir a consistência na representação dinâmica dos diferentes tipos de turbinas eólicas em estudos de estabilidade e qualidade de energia, permitindo a comparação de desempenho entre tecnologias distintas.

Conforme apresentado na Tabela 4.1, as turbinas são divididas em quatro categorias principais (Type 1 a Type 4). Cada tipo difere quanto à arquitetura do gerador, ao nível de acoplamento com a rede e à capacidade de controle das potências ativa e reativa. Em particular, os modelos Type 3 e Type 4 representam as tecnologias mais modernas, dotadas de conversores eletrônicos capazes de operar com velocidade variável e atender aos requisitos de permanência em falta (LVRT) definidos pelas normas internacionais García-Sánchez et al. (2020).

Os critérios apresentados na Tabela 4.2 foram utilizados como referência para a avaliação do desempenho dinâmico do sistema eólico sob condições de curto-circuito. De acordo com a norma IEC 61400-27-1:2020 iec (2020a), a resposta transitória de aerogeradores do tipo 3 (DFIG) deve garantir a permanência na rede durante afundamentos de tensão de curta duração, fornecendo suporte reativo e mantendo a estabilidade do controle vetorial.

Tabela 4.1: Classificação das turbinas eólicas segundo a IEC 61400-27-1.

<b>Tipo</b>	<b>Gerador</b>	<b>Conexão/Controle</b>	<b>Características principais</b>
<b>Type 1</b>	Gerador de indução com rotor gaiola (SCIG)	Conectado diretamente à rede	Não possui conversores; controle passivo e operação em velocidade fixa.
<b>Type 2</b>	Gerador de indução com rotor bobinado (WRIG) + banco de resistores variável	Controle por resistência do rotor	Controle limitado de torque e escorregamento; capacidade de operação parcialmente variável.
<b>Type 3</b>	Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG)	Conversor parcial no rotor (RSC/GSC) com controle vetorial	Operação em velocidade variável; controle independente de potência ativa e reativa; sensível a faltas devido à conexão direta do estator, exigindo sistemas de proteção como crowbar e chopper.
<b>Type 4</b>	Gerador síncrono (ou assíncrono) + conversor total (full converter)	Interface completa CA/CC/CA	Total desacoplamento da rede; ampla flexibilidade de controle e maior robustez dinâmica sob faltas.

Tabela 4.2: Categorias de análise e respectivos requisitos normativos segundo a IEC 61400-27-1:2020.

Análise	Requisito normativo (IEC 61400-27-1:2020)
<b>Permanência em falta (LVRT)</b>	O aerogerador deve permanecer conectado à rede durante afundamentos de tensão, mantendo operação estável para tensões $\geq 0,15$ p.u. por até 200 ms.
<b>Suporte reativo durante a falta</b>	Durante a ocorrência da falta, o sistema deve injetar potência reativa para auxiliar na recomposição da tensão no PCC.
<b>Recuperação pós-falta</b>	Após a eliminação da falta, a turbina deve restabelecer a potência ativa de forma gradual, evitando <i>overshoot</i> e garantindo estabilidade dinâmica.
<b>Limites de corrente no rotor</b>	As correntes do rotor não devem ultrapassar 1,5 p.u.; caso excedam, deve ocorrer a atuação do circuito de proteção <i>crowbar</i> .
<b>Estabilidade do controle vetorial</b>	O controle de corrente ( $I_d/I_q$ ) e o sincronismo via PLL devem manter estabilidade e coerência de referência durante a falta.
<b>Controle do CLRE / Tensão DC-link</b>	O conversor do lado da rede deve assegurar a estabilidade da tensão do barramento CC durante perturbações e rejeições de carga.

#### 4.1.2 Procedimentos de Ensaio segundo a IEC 61400-21-1:2019

Complementarmente às diretrizes de modelagem e simulação estabelecidas pela IEC 61400-27-1:2020, o presente estudo também adota as recomendações da norma IEC 61400-21-1:2019 (IEC) (2019), a qual define os métodos de medição e avaliação das características elétricas de turbinas eólicas conectadas à rede. Essa norma fornece a base experimental para a verificação de desempenho durante eventos de distúrbio, como afundamentos e elevações de tensão, e estabelece os critérios de resposta em termos de potência ativa e reativa, corrente e estabilidade de tensão no PCC.

De acordo com a IEC 61400-21-1:2019, os ensaios de resposta a faltas devem considerar o perfil de afundamento de tensão, a duração mínima de permanência conectada à rede e o comportamento transitório da turbina, especialmente no que diz respeito ao (LVRT). Além disso, a norma especifica os requisitos de suporte de potência reativa durante a falta, de modo que o aerogerador contribua para a recomposição da tensão, bem como os critérios de recuperação pós-falta e de qualidade de energia.

Assim, os parâmetros de simulação adotados neste trabalho foram ajustados conforme as condições normativas de teste definidas pela IEC 61400-21-1:2019, garantindo coerência entre o comportamento dinâmico obtido via simulação no PS-CAD/EMTDC e as respostas experimentais observadas em turbinas eólicas reais. Essa abordagem integrada assegura maior consistência entre os resultados numéricos e os requisitos de conformidade estabelecidos por normas internacionais e operadores

de rede.

Tabela 4.3: Principais parâmetros e requisitos normativos segundo a IEC 61400-21-1:2019.

Aspecto de análise	Requisitos normativos (IEC 61400-21-1:2019)	Tempo de reajuste
Perfil de afundamento de tensão	Os ensaios devem reproduzir perfis de afundamento de tensão trifásica e monofásica conforme curvas definidas na norma, com magnitudes mínimas de 0,15 p.u. e duração típica entre 150 e 200 ms. O aerogerador deve permanecer conectado à rede durante o evento.	–
Permanência conectada à rede (LVRT)	Durante o afundamento, a turbina deve demonstrar capacidade de permanência conectada, mantendo estabilidade de tensão e corrente no PCC.	Durante a falta (150–200 ms)
Suporte reativo durante a falta	O aerogerador deve fornecer potência reativa proporcional à queda de tensão, contribuindo para a recomposição da tensão no PCC. A resposta deve ocorrer em até 60 ms após o início do distúrbio.	$x \leq y$ 60 ms
Recuperação pós-falta	Após a eliminação da falta, a potência ativa deve ser restabelecida de forma gradual, evitando <i>overshoot</i> e garantindo estabilidade dinâmica.	0,5 s – 1 s
Qualidade de energia	Devem ser verificados limites de distorção harmônica, <i>flicker</i> , e flutuação de potência ativa conforme procedimentos de medição padronizados definidos pela norma.	–

## 4.2 Conexão do Parque eólico Equivalente no nível de 132 kV do Sistema de Subtransmissão

### 4.2.1 Caso 1: Parque eólico operando sob um perfil real de velocidade do vento, em condição nominal diária

Um perfil real de velocidade do vento foi utilizado para analisar o comportamento de um parque eólico em condições reais de operação. Esses dados foram obtidos a partir de informações disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no Nordeste do Brasil, e refletem a variação horária da velocidade do vento ao longo de um dia. O objetivo é avaliar o impacto dos eventos de rampa de vento na operação do parque eólico e na sua interação com a rede de transmissão.

A Figura 4.1 apresenta a evolução da velocidade do vento, evidenciando rampas descendentes e ascendentes significativas. Para fins de simulação, a duração

da curva foi modificada para 100 s e o sistema ieee30 opera com características capacitiva conforme o ponto de operação, e os resultados das simulações estão em conformidade com a estratégia de controle implementada. Na prática, eventos reais de rampa apresentam maior duração (de dezenas de minutos a algumas horas), porém a representação integral dessa escala no simulador exigiria um custo computacional muito elevado. Na simulação, cada 1 s corresponde a aproximadamente **14,4 minutos** na curva real.

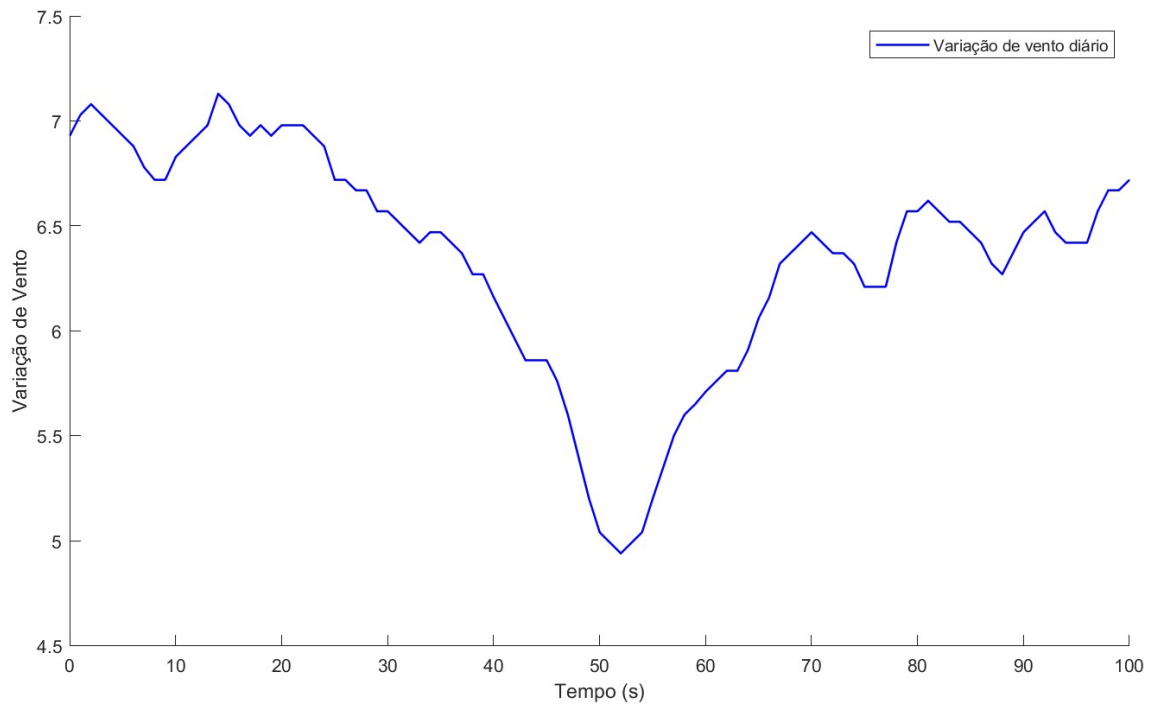


Figura 4.1: Perfil de velocidade do vento utilizado na simulação ao longo de um intervalo de 100 segundos.

A Figura 4.2 mostra um evento de rampa descendente de velocidade do vento, ocorrido entre 46,00 s e 50,00 s. Durante este período, a velocidade do vento diminuiu gradualmente de aproximadamente 5,80 m/s para 5,00 m/s, representando uma redução de cerca de 13,8%. Em condições reais, este intervalo corresponderia a 57 minutos. Embora a variação seja pequena, a tendência consistente de queda indica uma redução controlada na potência aerodinâmica de entrada da turbina eólica. Ressalta-se que a interpretação dos resultados deve considerar a convenção de sinais adotada neste trabalho, na qual a potência ativa gerada é representada por valores negativos. Dessa forma, variações aparentes de aumento em valor absoluto não necessariamente indicam crescimento da geração.

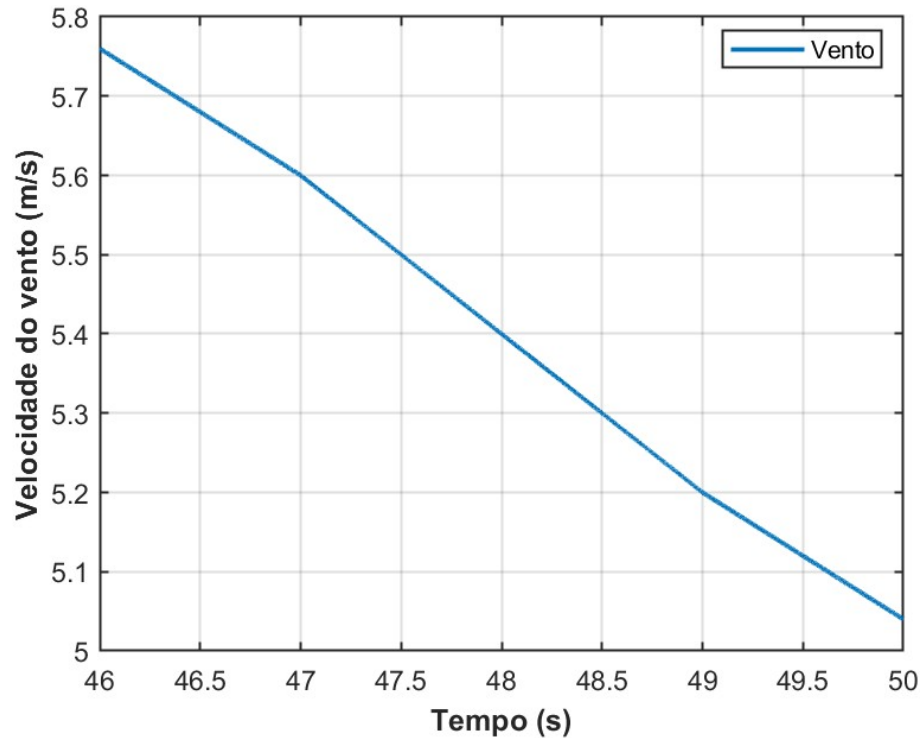


Figura 4.2: Rampa descendente da velocidade do vento medida entre 46,00 s e 50,00 s.

A Figura 4.3 apresenta o comportamento da tensão RMS nos terminais do WTG e no PCC durante a condição de rampa descendente do vento. Observa-se que ambos os sinais permanecem próximos de 1,0 pu ao longo de toda a janela analisada, indicando que o sistema de controle de tensão opera de forma eficaz mesmo durante a redução gradual da potência mecânica disponível.

Na Figura 4.4 é possível identificar a resposta da potência ativa. A queda suave da potência injetada pelo WTG acompanha a redução da velocidade do vento, refletindo diretamente a menor potência aerodinâmica convertida. O PCC apresenta comportamento semelhante, evidenciando a coerência entre a potência entregue pelo gerador e aquela observada no ponto comum de conexão.

A Figura 4.5 mostra a dinâmica da potência reativa durante o evento. Nota-se um incremento moderado de  $Q$  à medida que a rampa é aplicada, o que contribui para a sustentação do nível de tensão do sistema. Esse comportamento destaca a atuação adequada do controle de reativo do conversor, importante para manter a estabilidade do perfil de tensão sob variações do vento. As tensões de fase permanecem estáveis e balanceadas durante todo o evento, as formas de onda de corrente permanecem simétricas, e observa-se um leve aumento na amplitude, consistente com o incremento na potência fornecida, Figuras 4.6 e 4.7.

A Figura 4.8 apresenta o comportamento das componentes da corrente do rotor do DFIG, no eixo direto ( $I_{dr}$ ) e no eixo em quadratura ( $I_{qr}$ ), expressas em por unidade, durante o evento de rampa descendente da velocidade do vento. Esses resultados reforçam que o sistema de controle da turbina eólica responde adequadamente à redução da velocidade do vento, mantendo níveis de tensão, potência e correntes dentro dos limites de operação. Além disso, a manutenção dos níveis

de corrente dentro de valores estáveis indica que o sistema consegue acompanhar a variação da potência mecânica imposta pela redução da velocidade do vento sem comprometer a estabilidade elétrica do gerador.

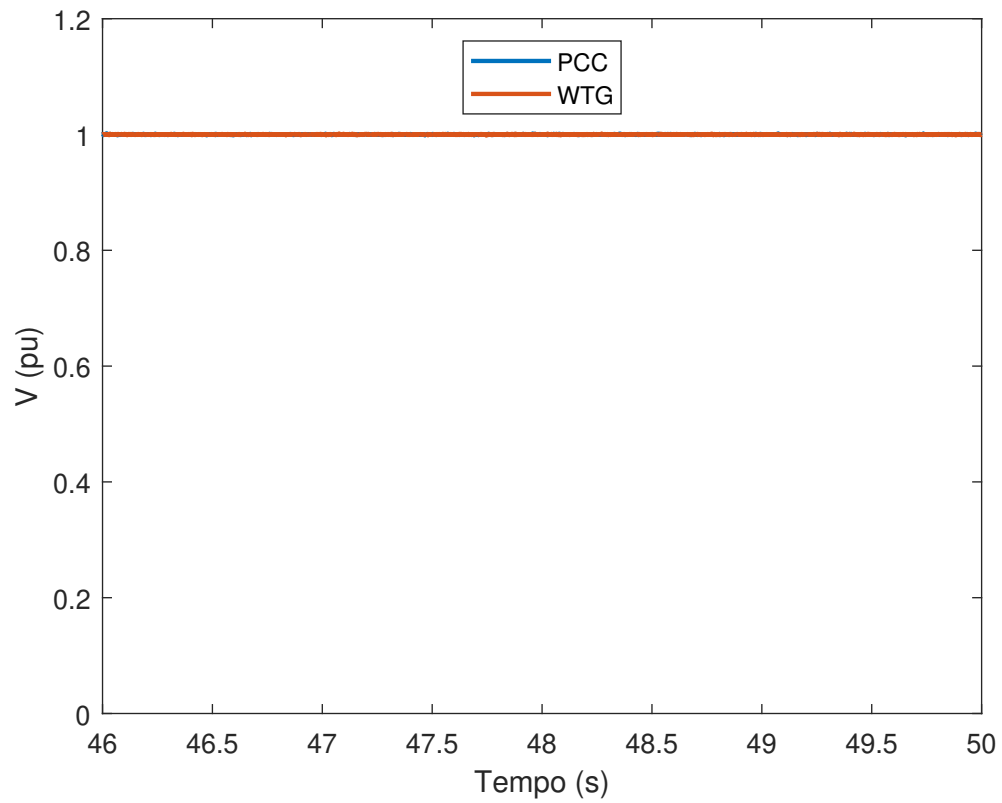


Figura 4.3: Tensão rms em pu

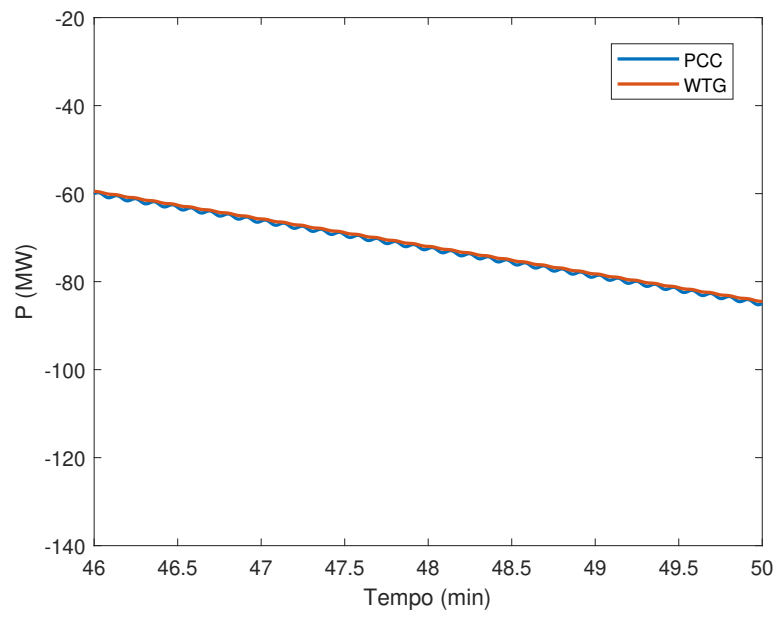


Figura 4.4: Potência ativa

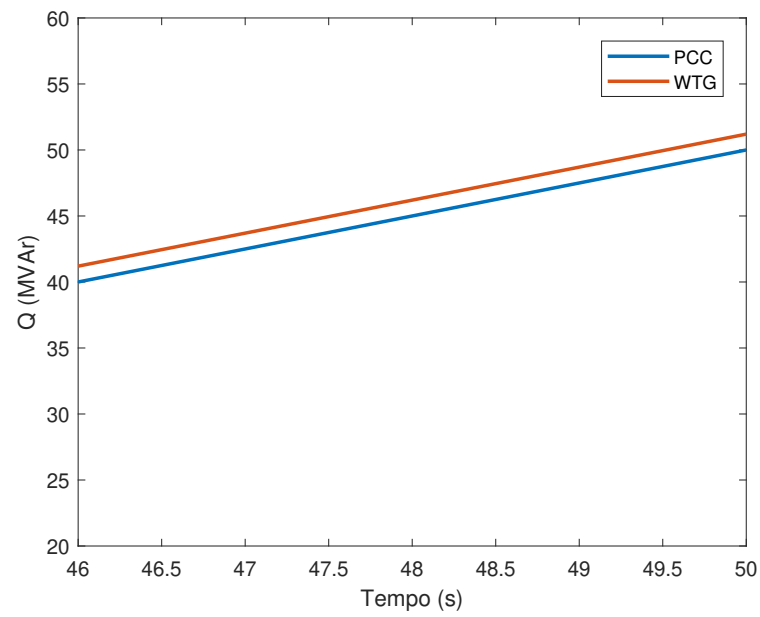


Figura 4.5: Potência reativa

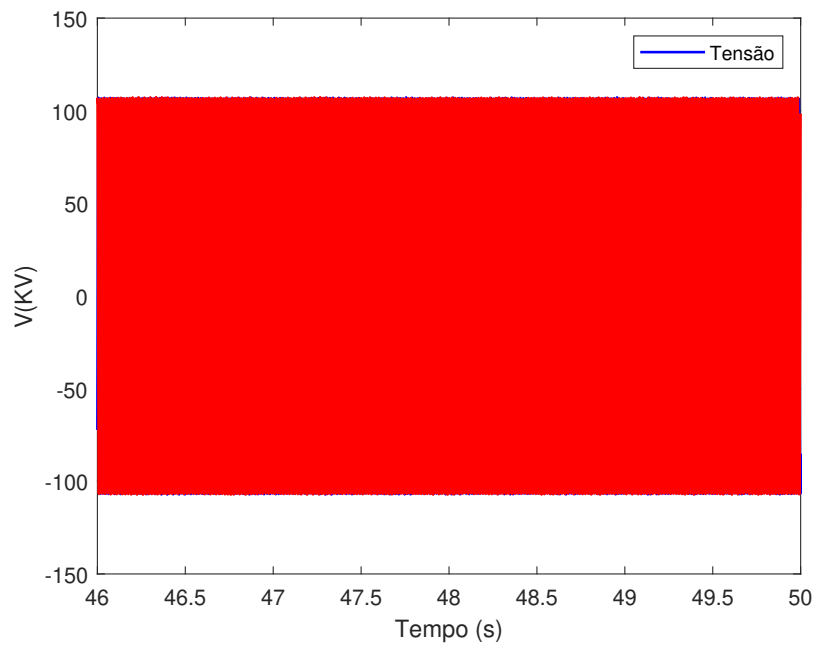


Figura 4.6: Tensão de linha trifásica

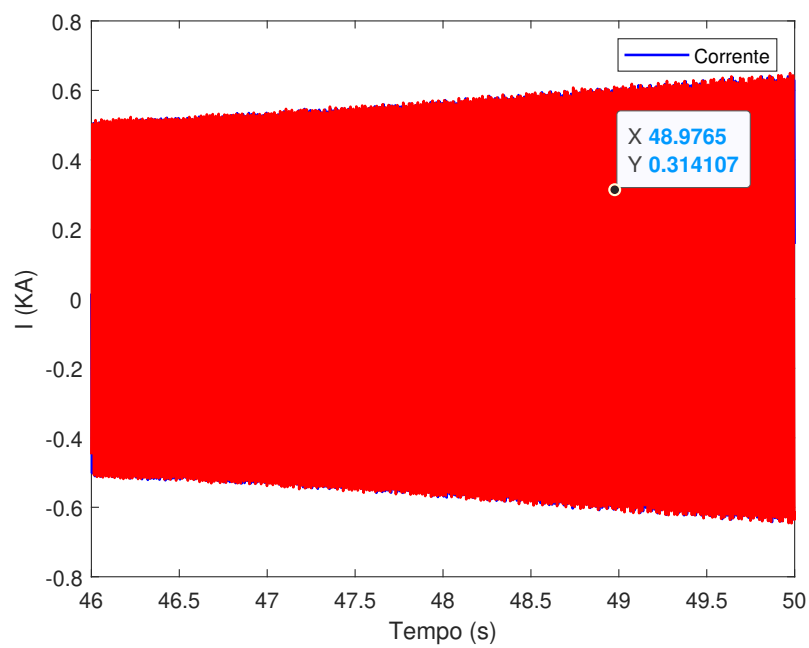


Figura 4.7: Corrente de linha trifásica

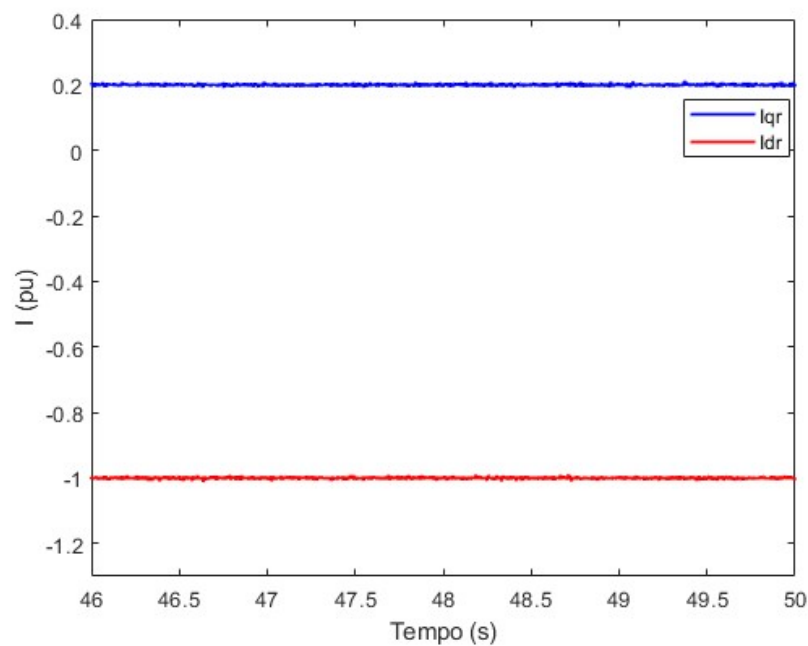


Figura 4.8: Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $I_{dr}$  e  $I_{qr}$ )

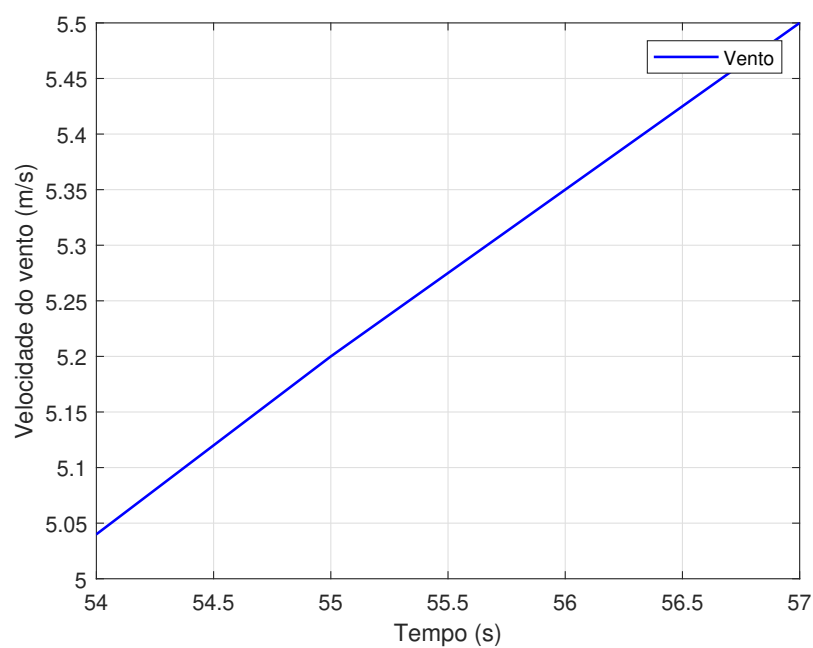


Figura 4.9: Rampa ascendente da velocidade do vento medida entre 54,00 s e 57,00 s.

Durante o evento de rampa ascendente do vento, ilustrado na Figura 4.9, observa-se inicialmente a evolução da tensão RMS nos terminais do WTG e no PCC. Conforme indicado na Figura 4.10, ambas as tensões permanecem próximas de 1,0 pu

ao longo de toda a janela analisada, demonstrando que o controle de tensão mantém sua eficácia mesmo sob aumento gradual da potência mecânica.

A Figura 4.11 apresenta a resposta da potência ativa. Nota-se um aumento suave da potência entregue tanto pelo WTG quanto no PCC, refletindo a maior energia aerodinâmica capturada pela turbina durante a rampa ascendente de velocidade do vento.

A dinâmica da potência reativa é mostrada na Figura 4.12. Observa-se uma leve redução da injeção de Q pelo WTG e pelo PCC, evidenciando que o controle de potência reativa se ajusta adequadamente às novas condições para sustentar o perfil de tensão.

As tensões trifásicas, exibidas na Figura 4.13, permanecem estáveis, balanceadas e essencialmente senoidais durante todo o processo, o que confirma a correta atuação do conversor e de seus controladores. De forma correspondente, as correntes trifásicas da Figura 4.14 apresentam simetria e um pequeno aumento de amplitude, compatível com a elevação da potência ativa.

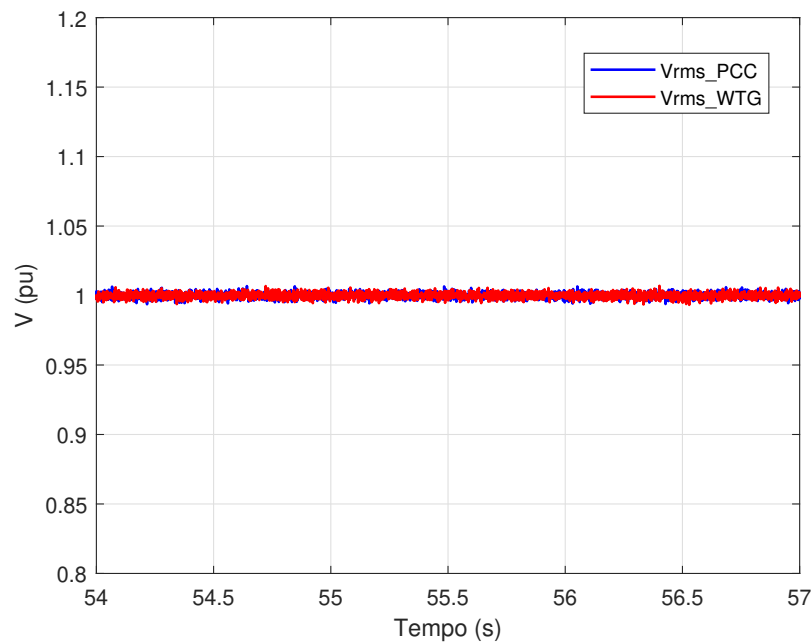


Figura 4.10: Tensão rms em pu

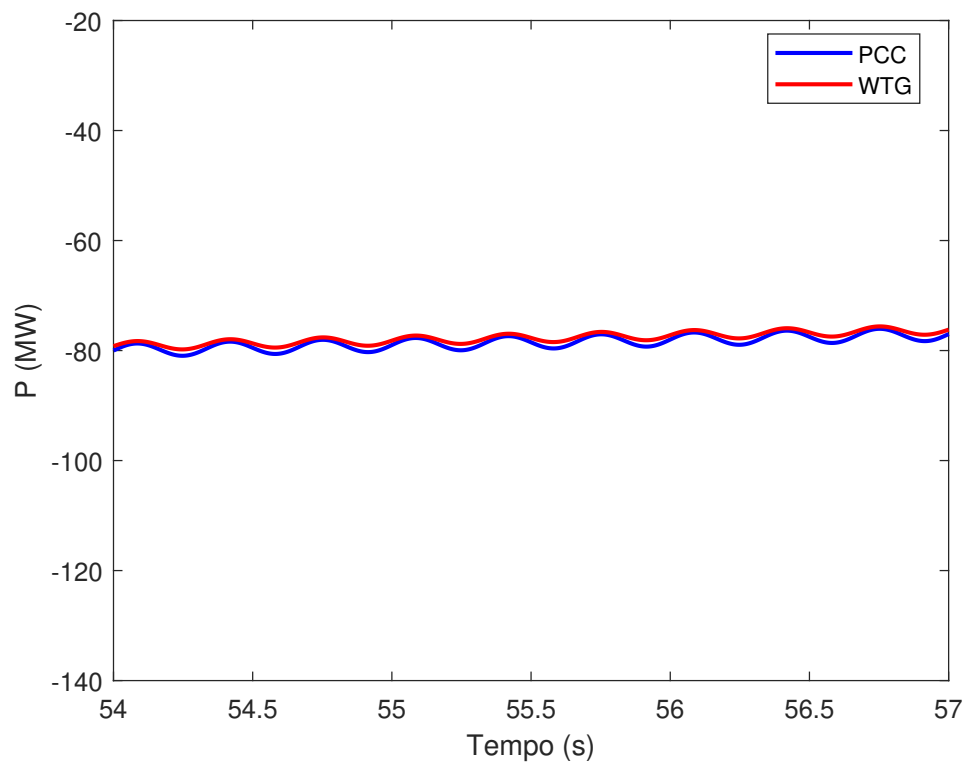


Figura 4.11: Potência ativa

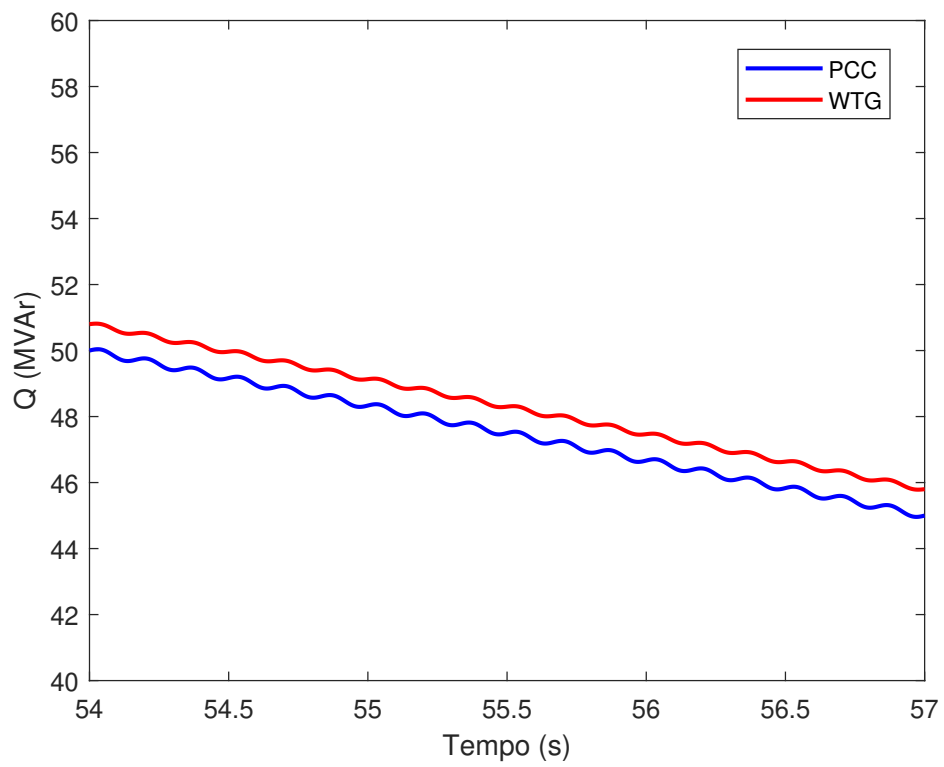


Figura 4.12: Potência reativa

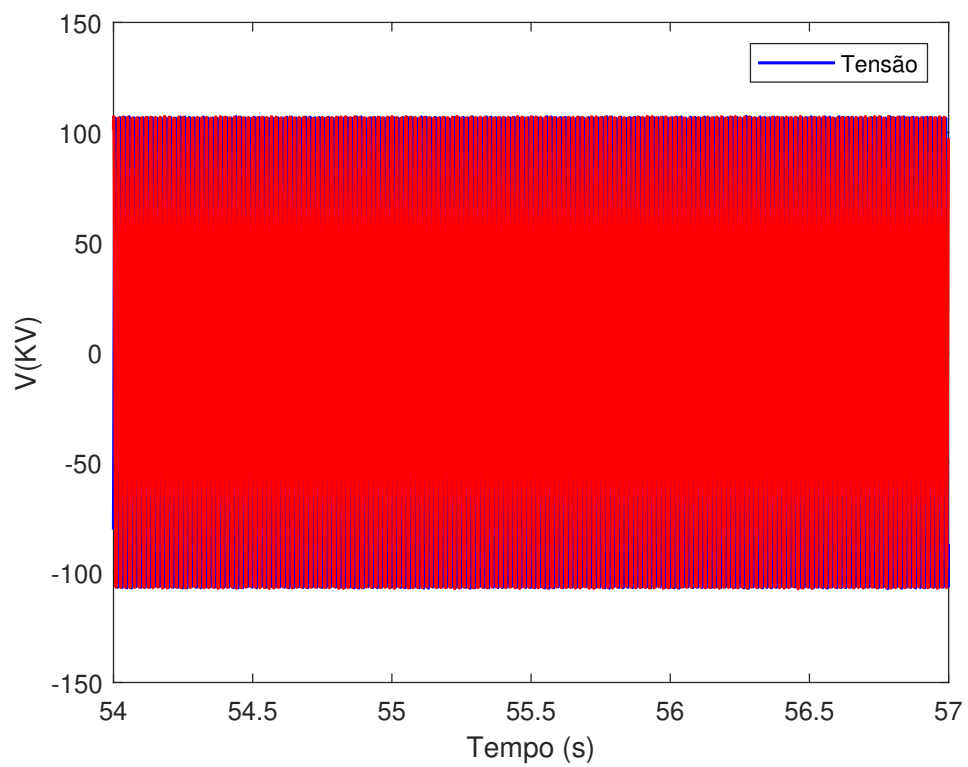


Figura 4.13: Tensão de linha trifásica

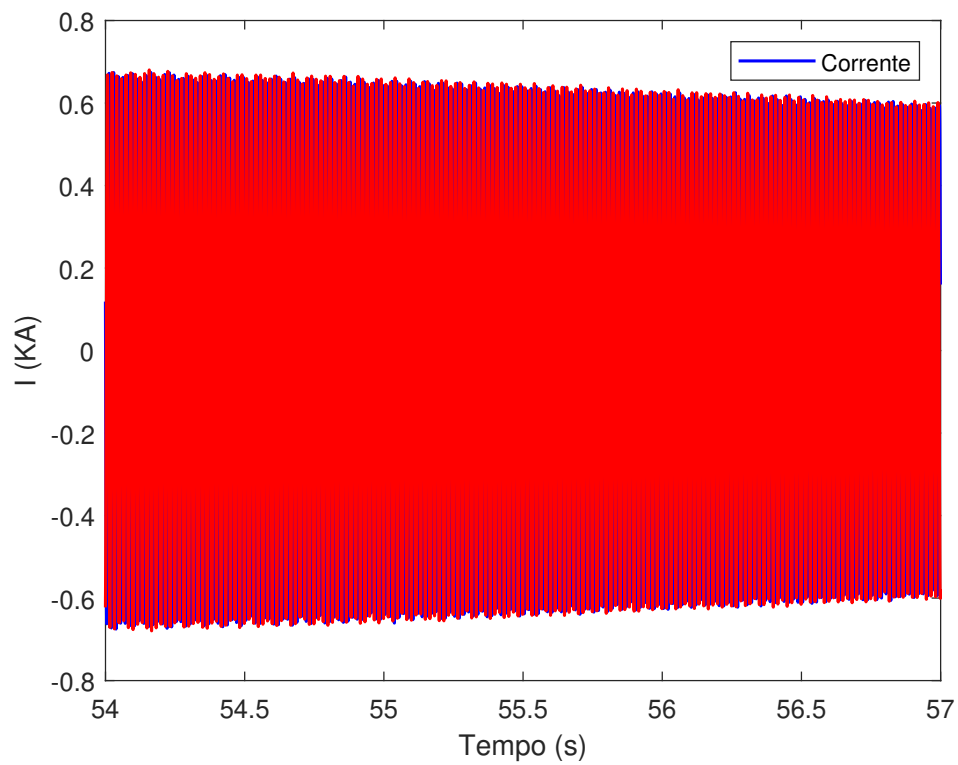


Figura 4.14: Corrente de linha trifásica

Por fim, a Figura 4.15 mostra novamente o comportamento das correntes do rotor ( $I_{dr}$  e  $I_{qr}$ ) durante a rampa ascendente. Ambas as componentes se mantêm relativamente estáveis, com  $I_{qr}$  levemente positivo e  $I_{dr}$  praticamente constante. Esse perfil confirma que o conversor do lado do rotor controla adequadamente a troca de potência ativa e reativa, mesmo durante condições de aumento gradual de vento.

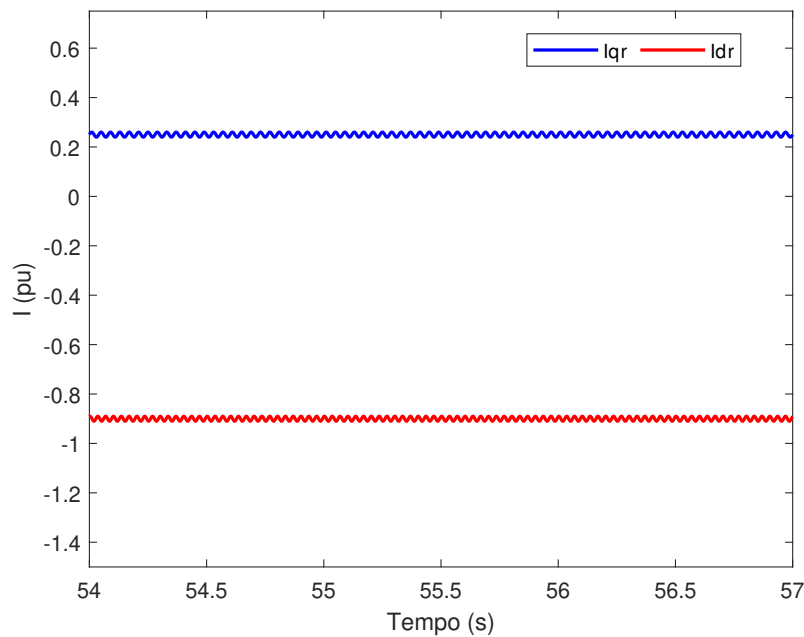


Figura 4.15: Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $I_{dr}$  e  $I_{qr}$ ) durante o evento de rampa ascendente do vento.

A ausência de oscilações ou distorções significativas reforça que os mecanismos de controle são robustos e que o sistema opera de forma estável. Esse comportamento evidencia a capacidade da estratégia de controle em mitigar flutuações dinâmicas sem comprometer a qualidade da energia entregue à rede.

### 4.2.2 Caso 2: Rejeição de bloco de carga

Neste caso, avalia-se a resposta dinâmica do sistema diante da rejeição repentina de um bloco de carga de grande porte. Foi considerada a rejeição de aproximadamente **77,8 MW** no instante  $t = 6$  s, valor que corresponde a cerca de **27,45%** da demanda ativa total do sistema IEEE 30 barras. Este evento introduz uma perturbação significativa na rede, permitindo observar o comportamento do parque eólico quanto à estabilidade de tensão e à atuação dos conversores.

A Figura 4.16 apresenta a variação da tensão em pu medida no PCC e nos terminais do gerador eólico. Nota-se que, imediatamente após a rejeição de carga, ocorre um desvio de tensão de aproximadamente **5%**, que é rapidamente compensado pelo sistema de controle, restabelecendo os níveis de operação próximos do valor nominal, restaurada atuação do controle parque eólico.

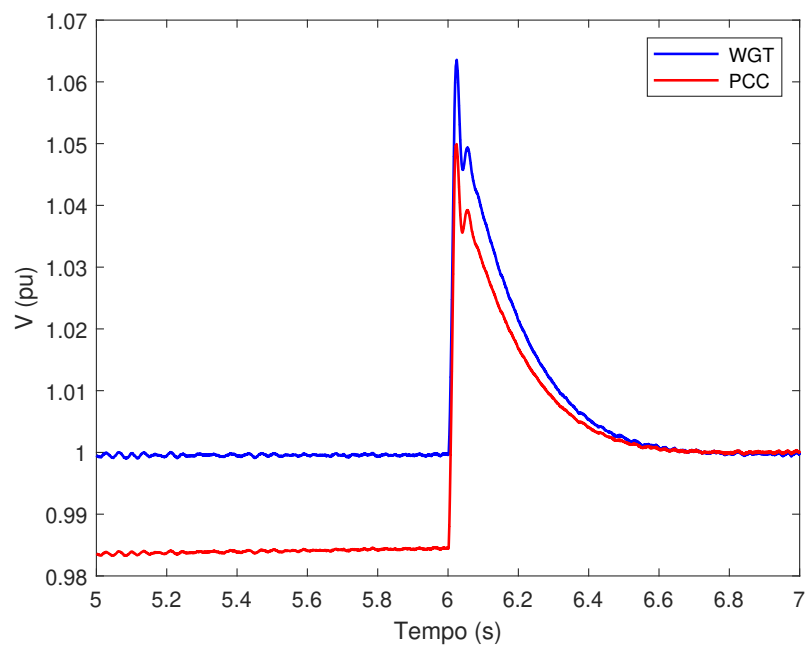


Figura 4.16: Tensões pu medidas no PCC da rede e nos terminais WGT de um dos geradores DFIG

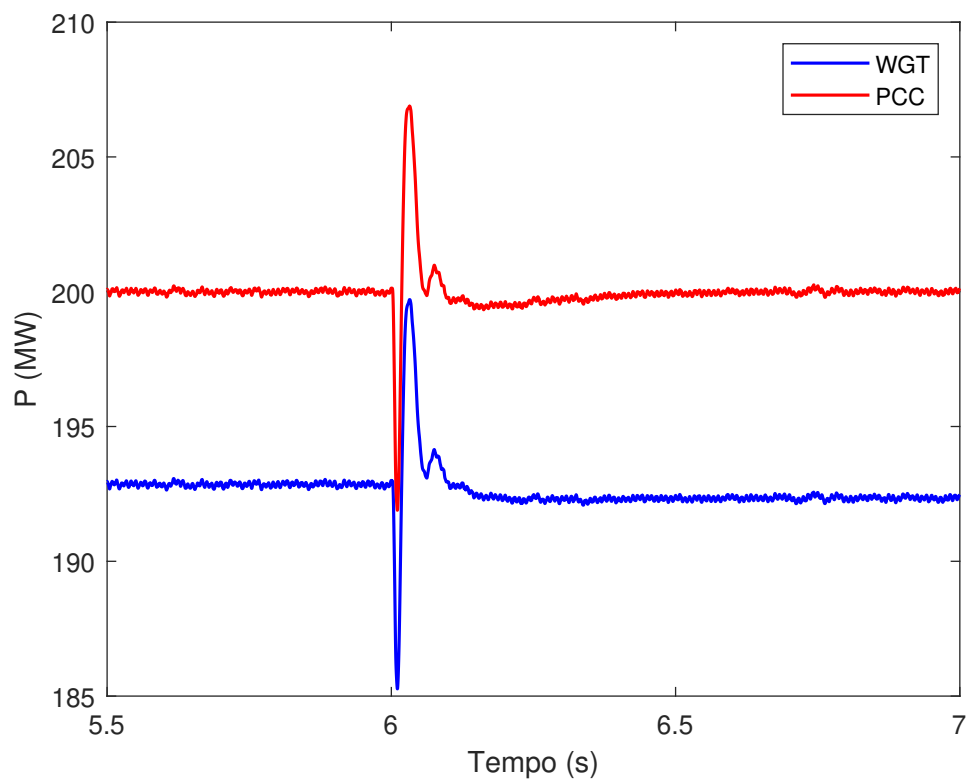


Figura 4.17: Potência ativa

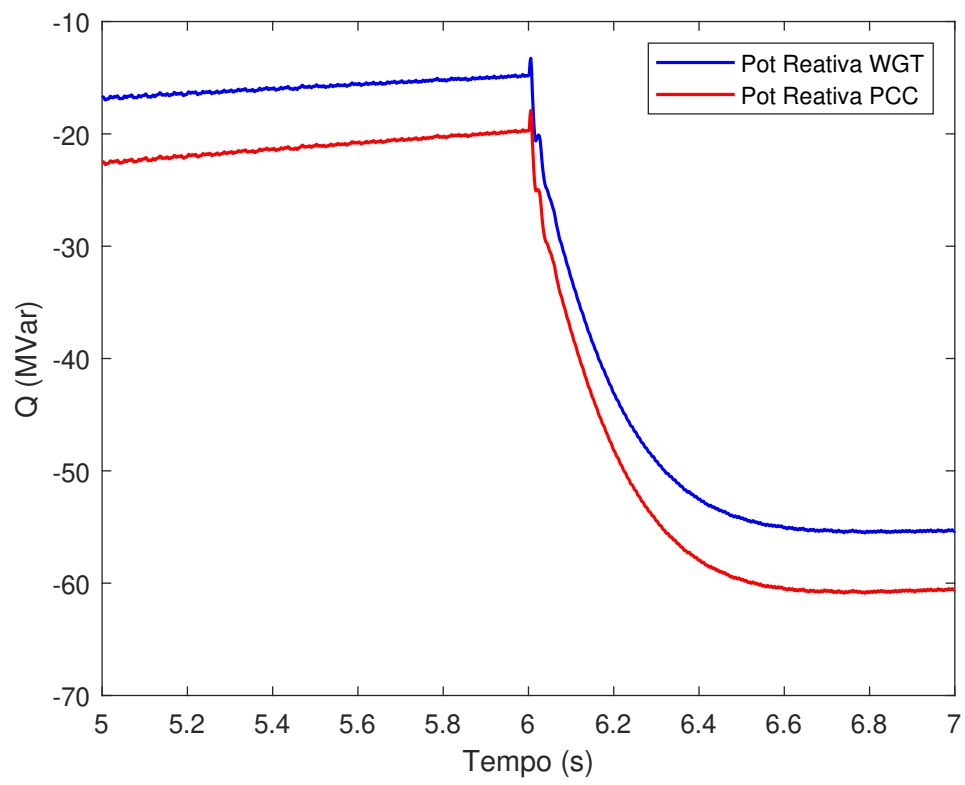


Figura 4.18: Potência reativa

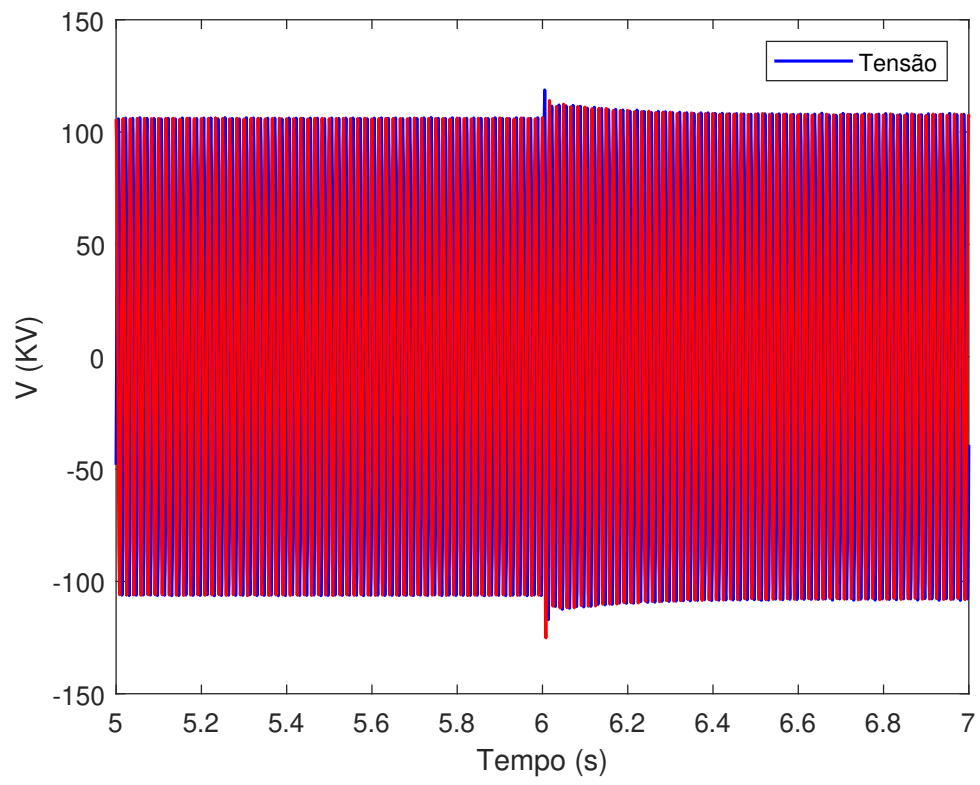


Figura 4.19: Tensão de linha trifásica

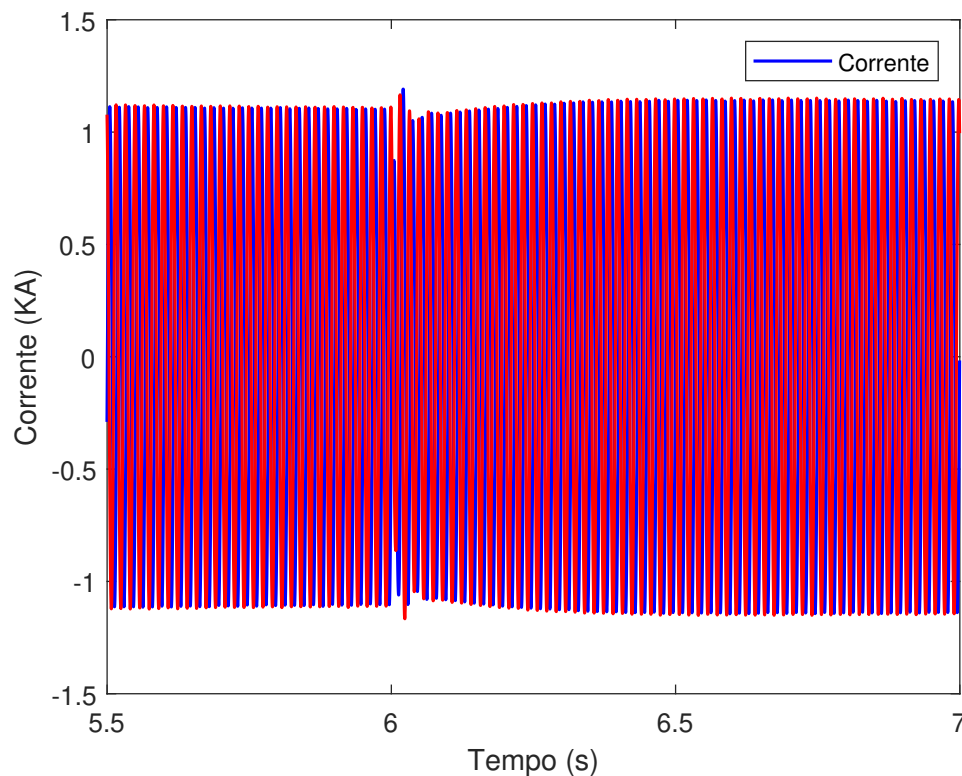


Figura 4.20: Corrente de linha trifásica

As potências ativa e reativa ( $P$  e  $Q$ ), medidas no PCC e nos terminais do parque eólico, são ilustradas nas Figuras 4.17 e Figura 4.18. Observa-se que, após o evento de rejeição de carga ocorrido em aproximadamente 6 s, a potência ativa apresentou uma breve oscilação transitória, seguida de rápida estabilização. Esse comportamento evidencia a eficiência do sistema de controle de potência do aerogerador, que compensou a variação de carga e restabeleceu o equilíbrio dinâmico. Em contrapartida, a potência reativa apresentou uma redução significativa, resultado da diminuição da carga total do sistema, o que reduziu a demanda por suporte reativo e levou à conseqüente queda de  $Q$  nos terminais do gerador e no PCC.

Observa-se que a potência ativa antes e após a perturbação permanece praticamente constante, indicando que não houve variação significativa no perfil de vento durante o ensaio.

Nas Figuras 4.19 e 4.20, é possível observar de forma clara o impacto da rejeição de carga sobre as grandezas elétricas do sistema, especialmente nas formas de onda de tensão e corrente trifásicas. Nota-se um pico transitório imediato seguido por uma rápida estabilização, evidenciando a capacidade do sistema de controle em restabelecer as condições operacionais nominais após o distúrbio. Ressalta-se que, além da operação em MPPT, considera-se a existência de um nível de despacho de potência, no qual a potência ativa gerada pode ser ajustada conforme as necessidades operativas do sistema elétrico.

O impacto da rejeição de carga também é perceptível nas correntes do rotor, conforme mostrado na Figura 4.21. A componente  $I_{qr}$  apresenta comportamento

oscilatório, associado à ação do controle de potência reativa, enquanto a componente  $I_{dr}$  segue a variação da potência ativa, ajustando a corrente do rotor para compensar a redução abrupta da demanda.

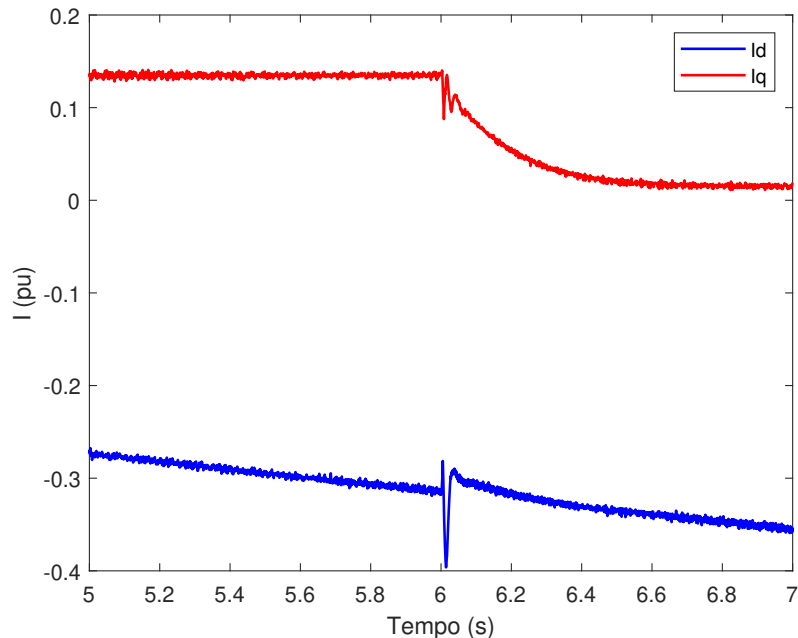


Figura 4.21: Correntes do rotor nos eixos  $q$  e  $d$  ( $I_{qr}$  e  $I_{dr}$ ) durante o evento de rejeição de carga.

Em síntese, os resultados demonstram que o parque eólico é capaz de contribuir para a estabilidade do sistema durante a rejeição de carga, mantendo os níveis de tensão e frequência dentro de limites aceitáveis. Este caso evidencia a importância da estratégia de controle dos conversores na resposta transitória, garantindo a continuidade da operação em cenários de perturbação.

### 4.2.3 Caso 3: Sistema eólico atendendo à rede diante de faltas (trifásicas) em diferentes pontos.

Foram realizadas simulações considerando condições de falta em diferentes pontos da rede elétrica principal. Esse tipo de análise é fundamental, pois permite compreender não apenas a resposta imediata do sistema diante de perturbações severas, mas também a forma como tais distúrbios se propagam ao longo da rede, impactando diretamente a estabilidade e a segurança operativa do conjunto.

No decorrer da investigação, duas perturbações distintas foram aplicadas: a primeira falta aplicada no PCC, em  $t = 4$  s e a segunda em  $t = 8$  s. Posteriormente, as faltas são eliminadas. Conforme ilustrado na Figura 4.22 e 4.23, onde se consta a queda de tensão nos respectivos tempos descritos. Durante a ocorrência da primeira falta, a tensão no PCC apresentou uma queda acentuada de aproximadamente 80%, enquanto no Barramento 2 observou-se uma redução de cerca de 30%. Já na segunda perturbação, com uma falta aplicada no Barramento 2 da rede elétrica, a

magnitude do distúrbio foi ainda mais severa: novamente ocorreu uma queda de 80% na tensão do PCC, acompanhada por uma redução de aproximadamente 90% no Barramento 2. Esses resultados evidenciam a gravidade dos eventos analisados, ressaltando o potencial comprometimento da estabilidade eletromecânica do sistema e a necessidade de estratégias de controle robustas para mitigar tais efeitos.

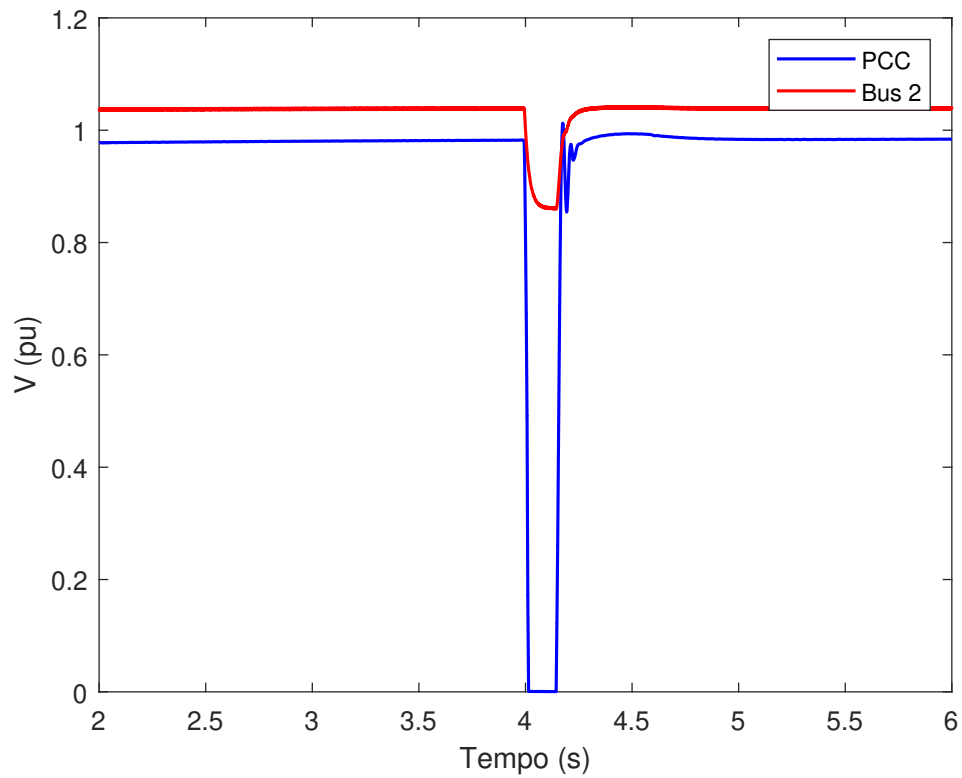


Figura 4.22: Tensões durante falta em 4s.

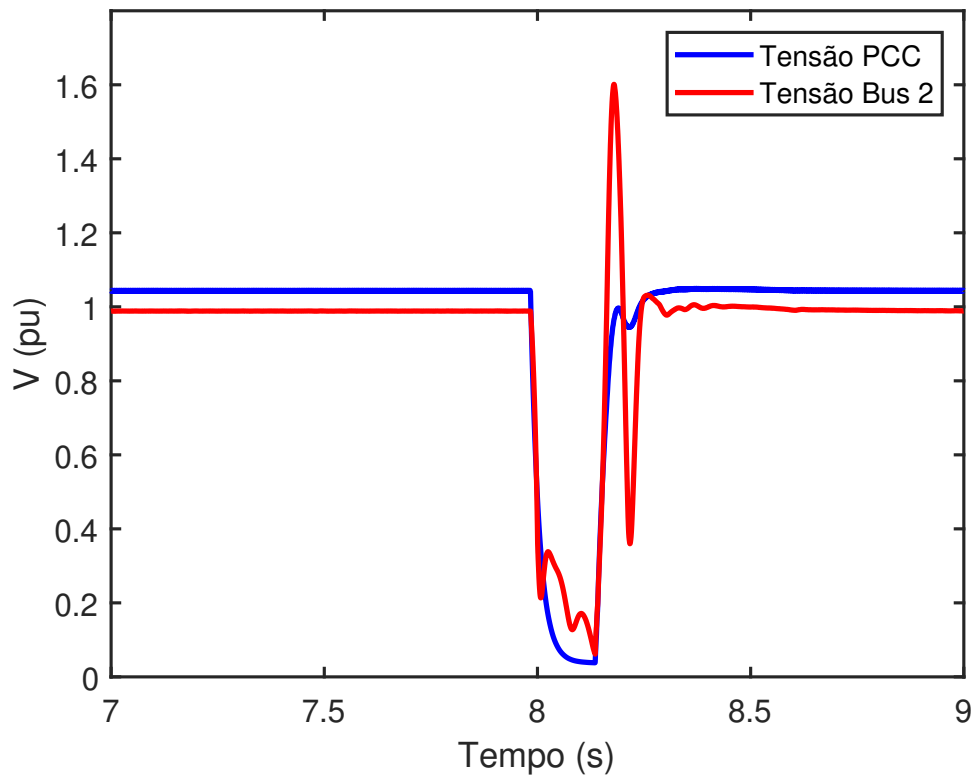


Figura 4.23: Tensões durante falta em 8s.

As respostas de potência ativa durante ambos os eventos podem ser analisadas nas Figuras compreendidas entre 4.24 e 4.25, bem como entre 4.26 e 4.27, Observa-se, em ambos os casos, a ocorrência de distorções associadas ao regime transitório decorrente da falta aplicada ao sistema.

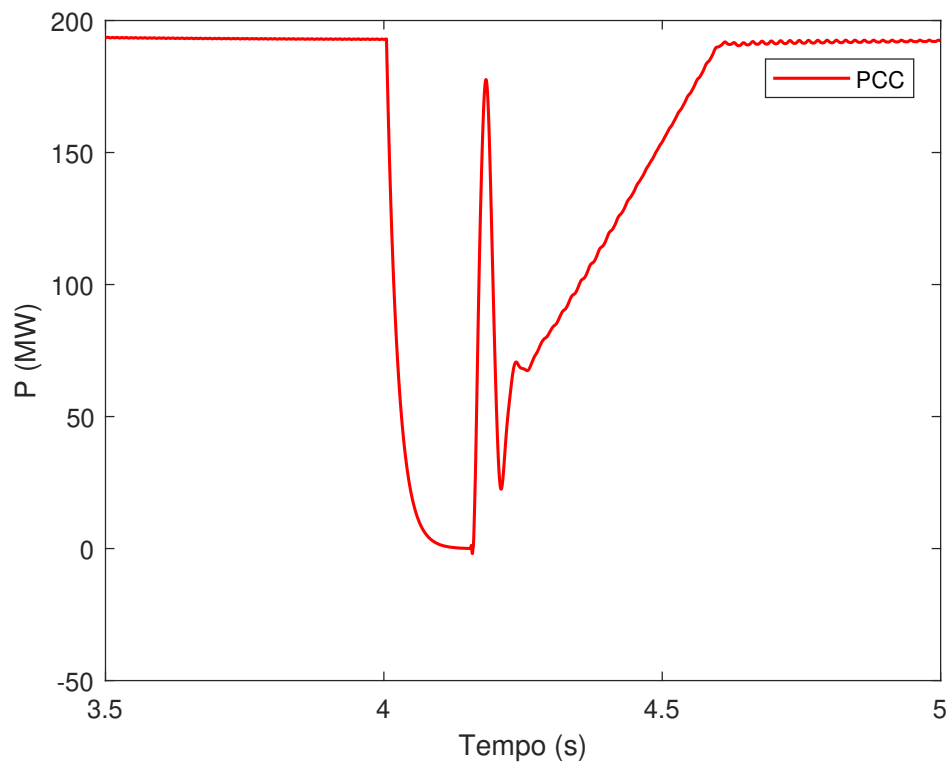


Figura 4.24: Potência ativa durante falha no PCC em 4s

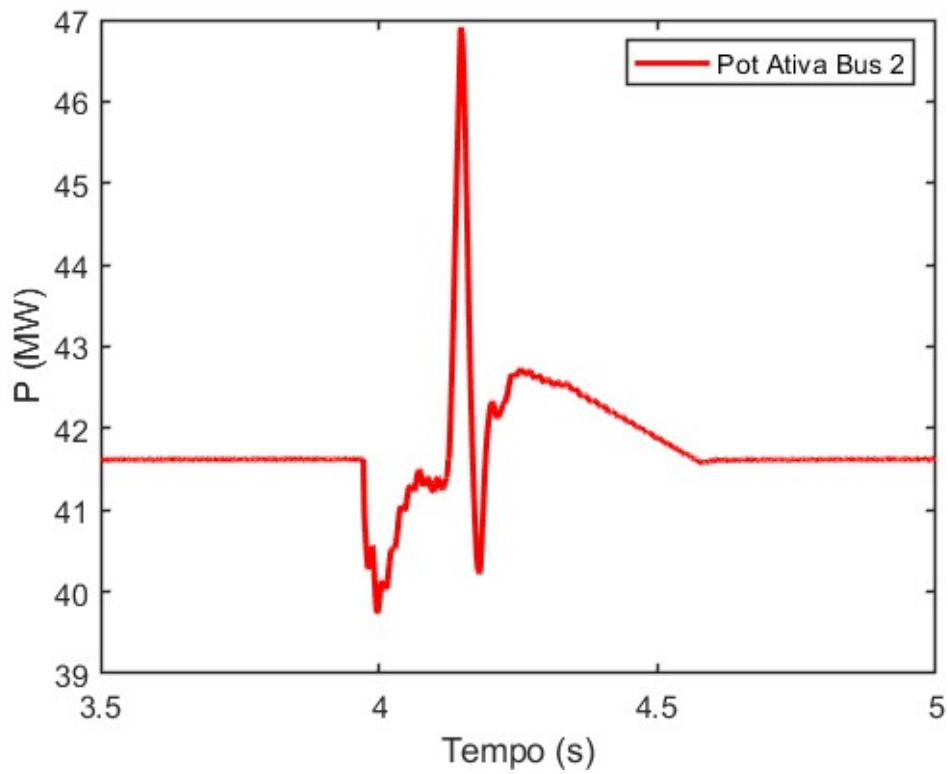


Figura 4.25: Potência ativa durante falta na Bus 2 em 4s

De forma complementar, as respostas de potência reativa são apresentadas nas Figuras 4.28, 4.29, assim como, 4.30 e 4.31. Verifica-se que o sistema apresenta oscilações expressivas, em especial na potência reativa, o que está diretamente associado à dinâmica de compensação exigida para o suporte de tensão.

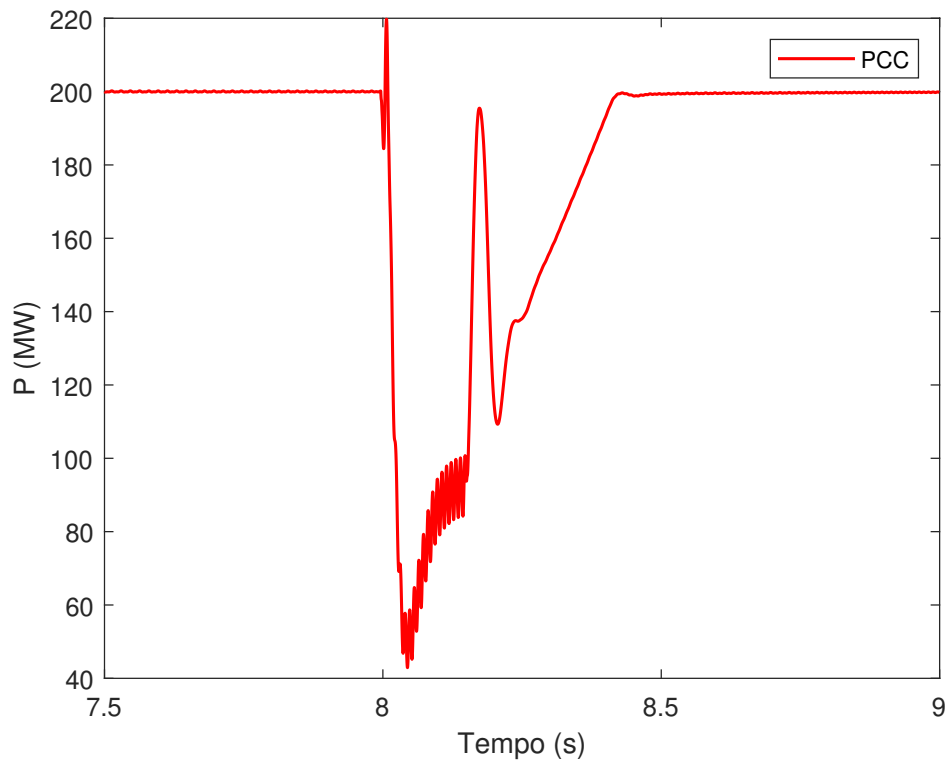


Figura 4.26: Potência ativa durante falta no PCC em 8s

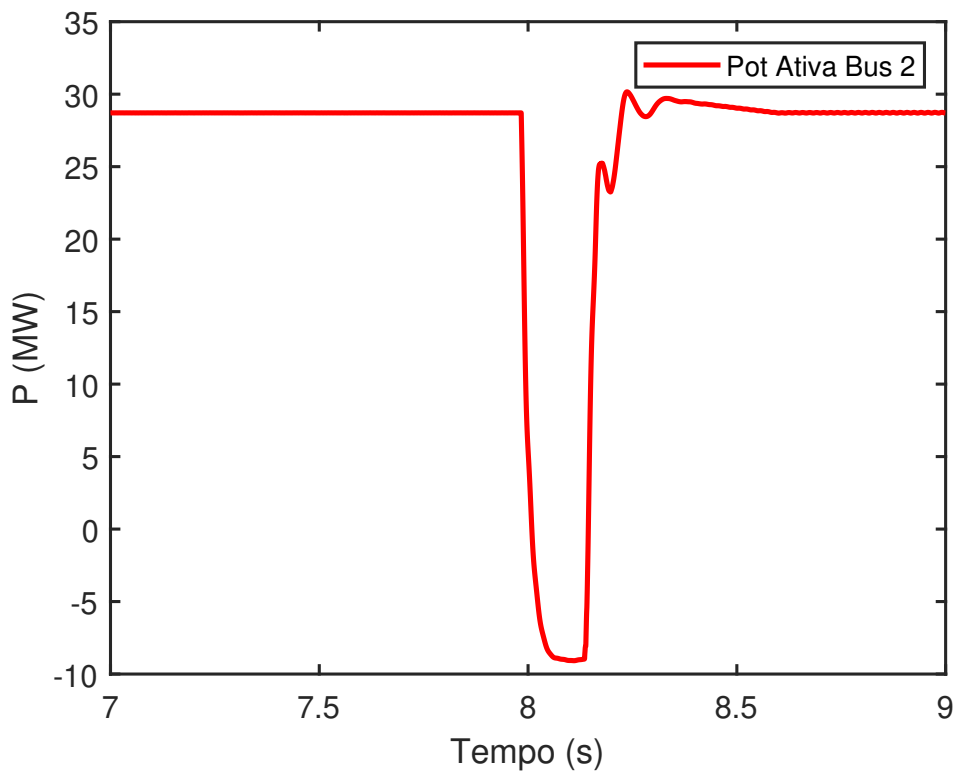


Figura 4.27: Potência ativa durante falta na Bus 2 em 8s

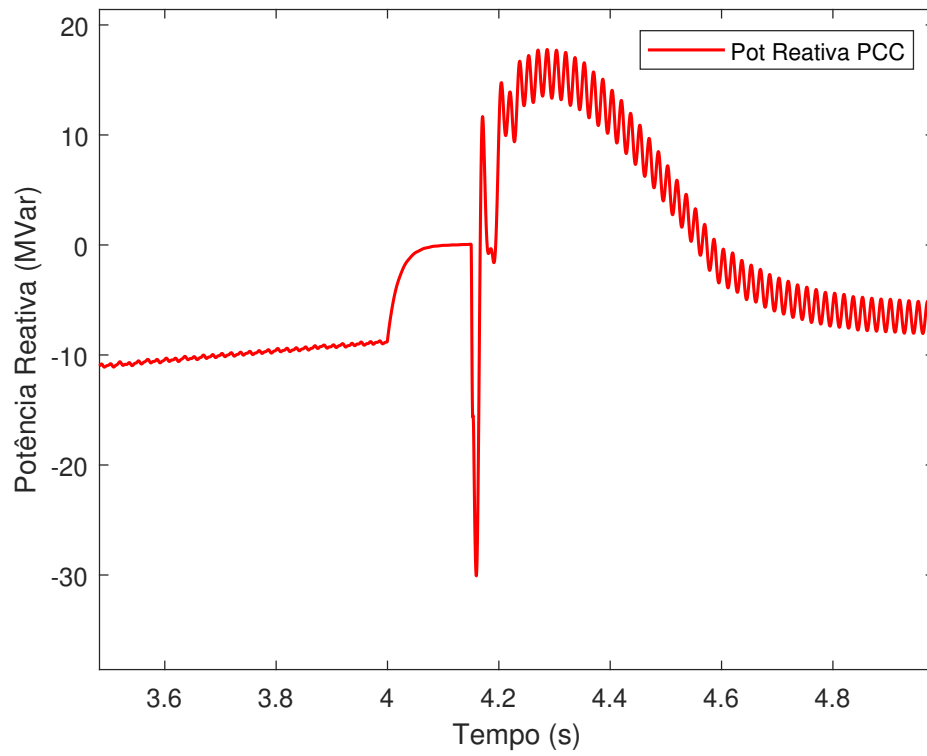


Figura 4.28: Potência reativa durante falha no PCC

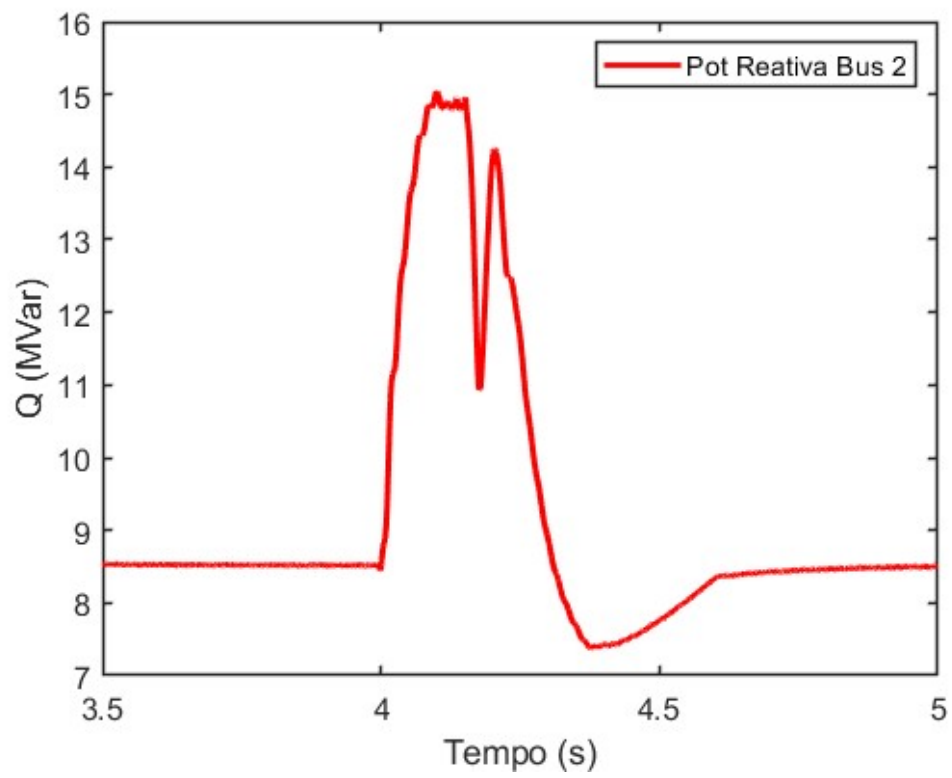


Figura 4.29: Potência reativa durante falta na Bus 2

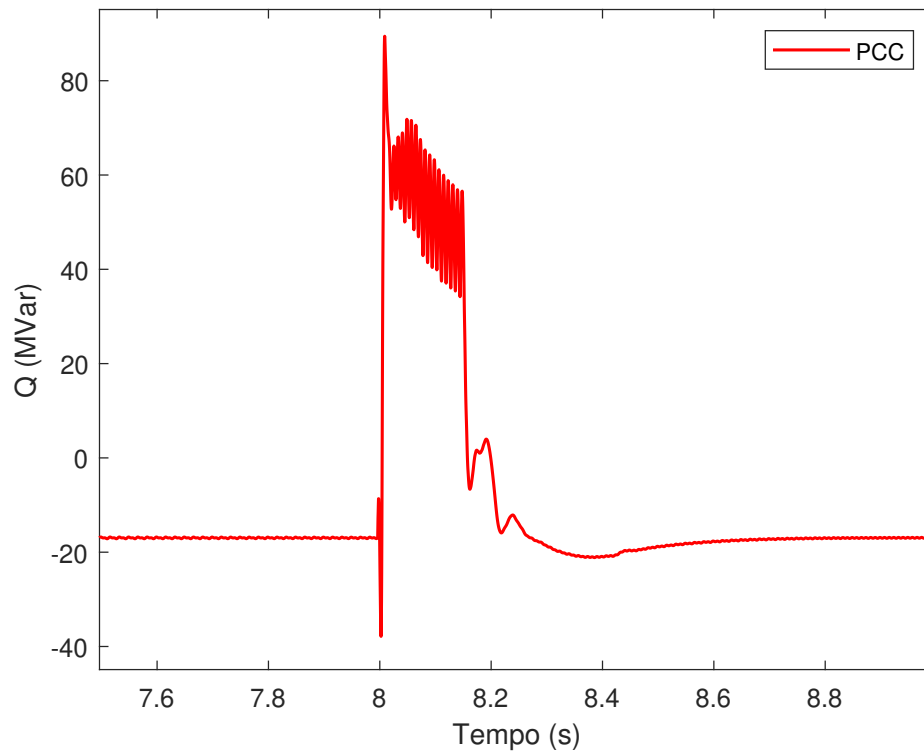


Figura 4.30: Potência reativa durante falta no PCC em 8s

As formas de onda apresentadas na Figura 4.32 e na Figura 4.33 evidenciam as distorções observadas na tensão e nas correntes trifásicas durante o evento, refletindo o impacto da falta sobre os pontos monitorados do sistema.

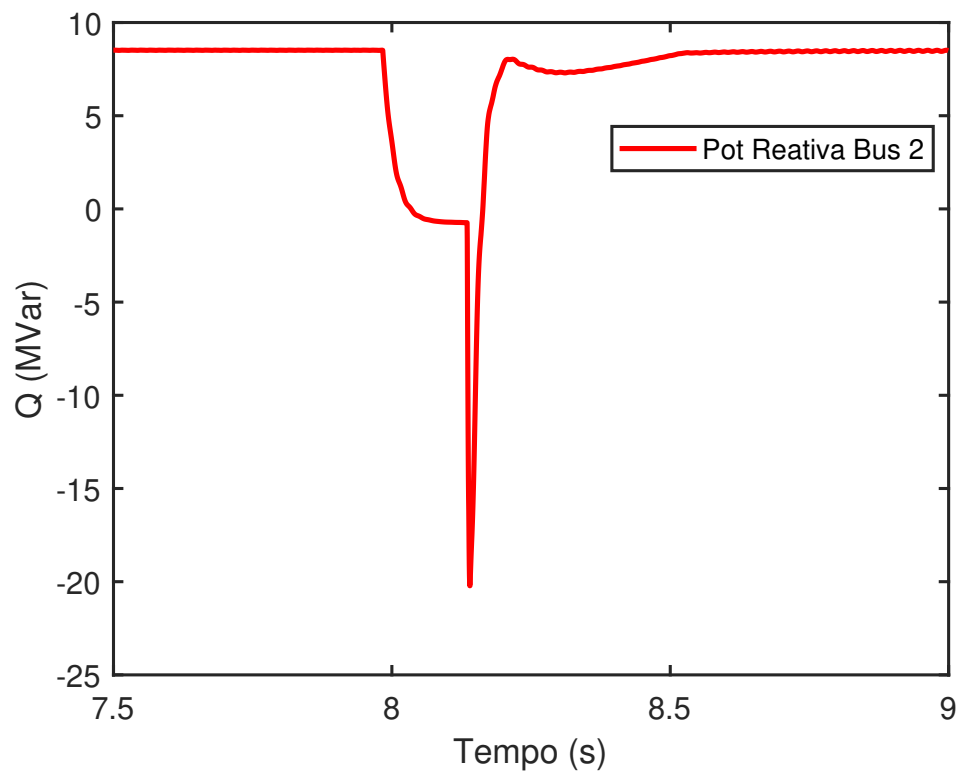


Figura 4.31: Potência reativa durante falta na Bus 2 em 8s

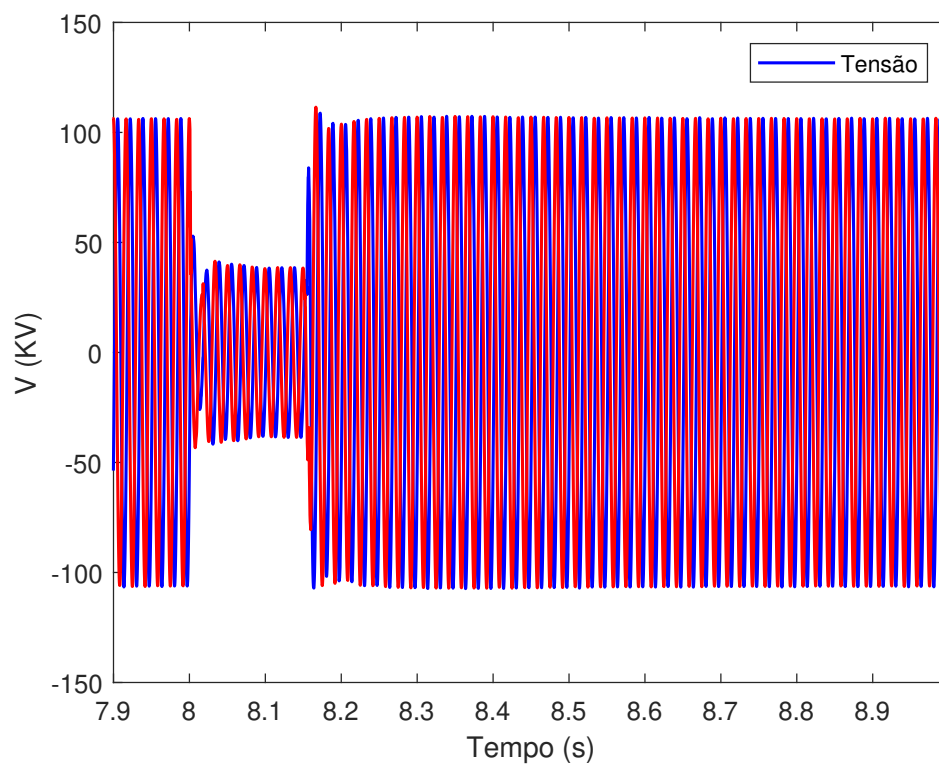


Figura 4.32: Tensão trifásica de linha no Bus 2

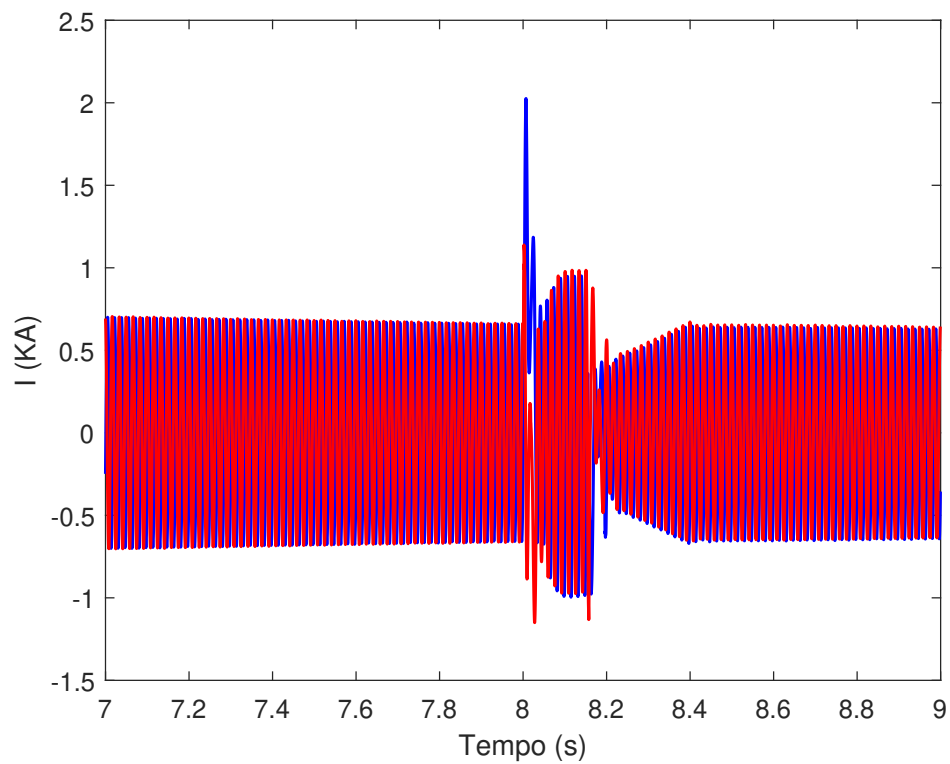


Figura 4.33: Corrente trifásica de linha no Bus 2

Conforme ilustrado nas Figuras 4.34 e 4.35, há distorções perceptíveis nas formas de onda de tensão e corrente trifásica, evidenciando a influência do evento de falta sobre as grandezas monitoradas.

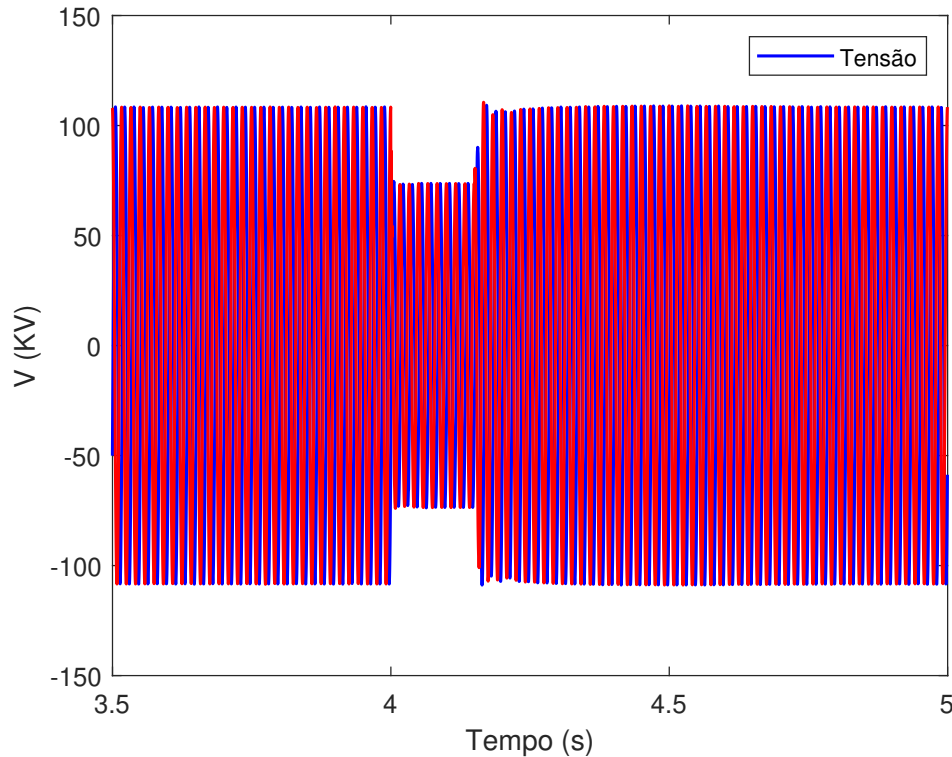


Figura 4.34: Tensão trifásica de linha no PCC

O comportamento das correntes do rotor durante as contingências é ilustrado por meio da análise dos componentes  $I_{qr}$  e  $I_{dr}$ . As Figuras 4.36 e 4.37 mostram que, após as faltas em  $t = 4$  s e  $t = 8$  s, o componente  $I_{qr}$  assim como o componente  $I_{dr}$  apresentou oscilações significativas, refletindo a atuação do elo de controle da potência reativa na tentativa de restabelecer o equilíbrio do sistema.

As condições de simulação dos afundamentos de tensão e dos cenários de curto-circuito foram definidas em conformidade com as recomendações da norma IEC 61400-27-1:2020 iec (2020a), que estabelece os requisitos de modelagem e de resposta dinâmica para aerogeradores sob distúrbios de rede. Essa norma define parâmetros de severidade e duração das faltas, de modo a reproduzir eventos representativos do comportamento real das turbinas em testes de (LVRT). Dessa forma, as faltas trifásicas aplicadas no PCC e no barramento de 132 kV foram configuradas para provocar afundamentos de tensão na faixa de 15% a 30% da tensão nominal, com duração entre 150 e 200 ms, conforme indicado para ensaios de permanência em falta de turbinas do tipo 3 (DFIG).

De acordo com a IEC 61400-21-1:2019 (IEC) (2019), o desempenho dinâmico durante o LVRT deve assegurar a permanência conectada à rede, a rápida injeção de potência reativa para recomposição da tensão e a recuperação gradual da potência ativa após a eliminação da falta, dentro de um tempo típico de reajuste entre 0,5 s e 1 s. A análise dos resultados obtidos demonstra que as respostas de tensão, potência ativa e reativa no PCC e no barramento mantiveram-se dentro desses limites, evidenciando a atuação adequada do controle vetorial desacoplado e do regulador de tensão do CLRE. Assim, o sistema apresentou estabilidade transitória e

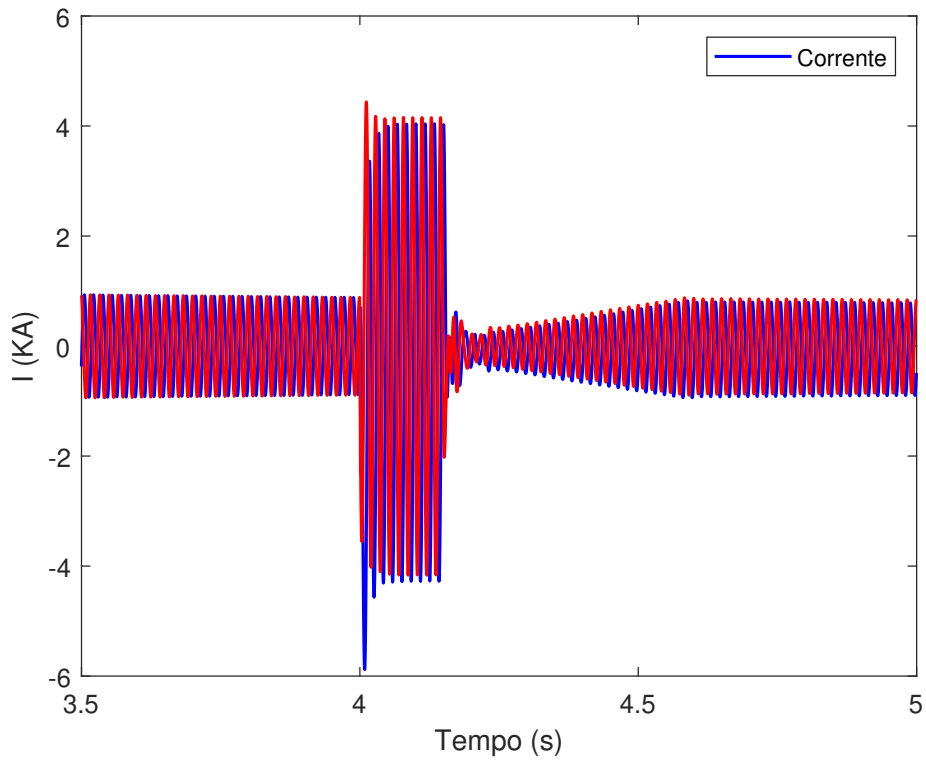


Figura 4.35: Corrente trifásica de linha no PCC

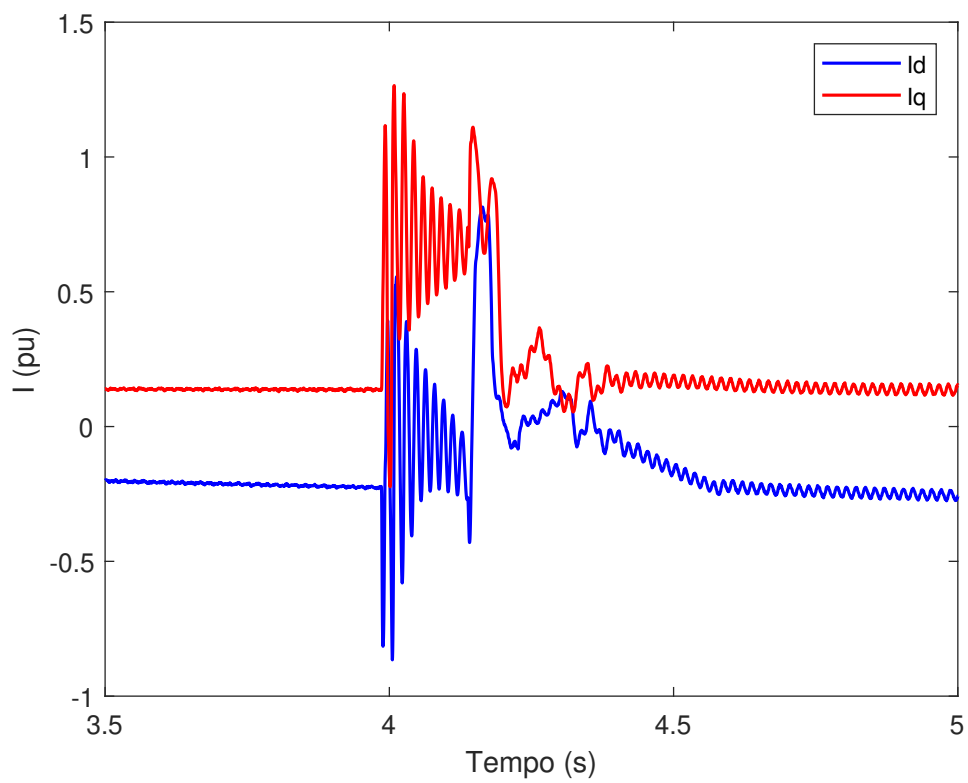


Figura 4.36: Correntes do rotor nos eixos  $q$  e  $d$  ( $I_{qr}$  e  $I_{dr}$ ) durante o evento de falta.

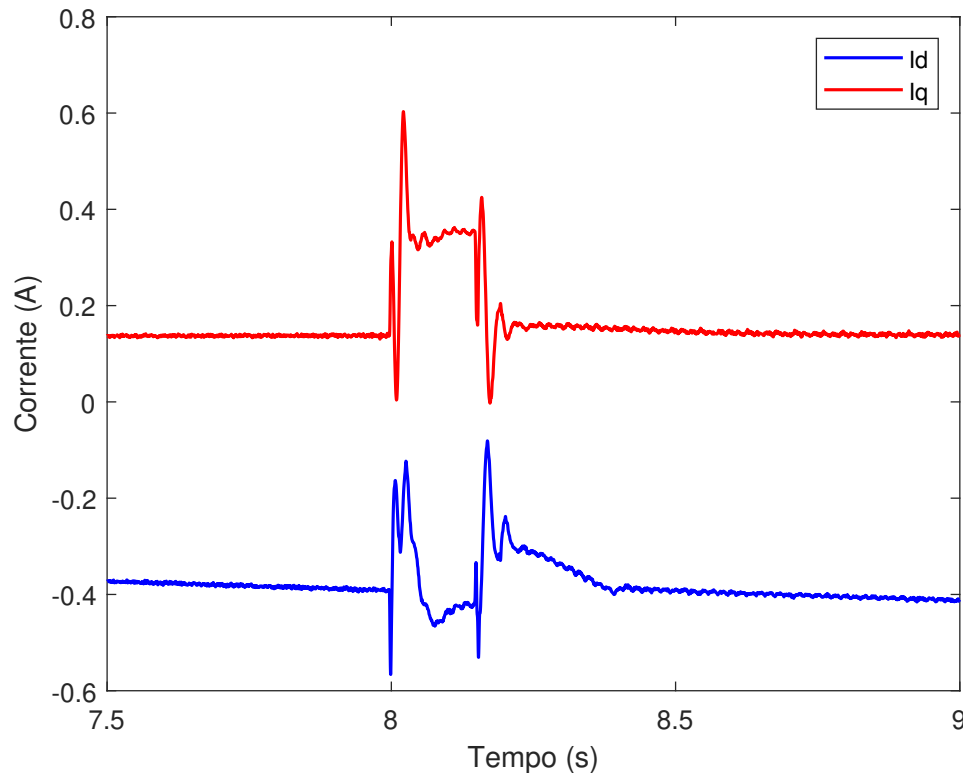


Figura 4.37: Correntes do rotor nos eixos  $q$  e  $d$  ( $I_{qr}$  e  $I_{dr}$ ) durante o evento de falta.

recuperação suave das variáveis após a falta, atendendo plenamente aos critérios normativos de desempenho e estabilidade definidos pelas normas IEC 61400-27-1:2020 e IEC 61400-21-1:2019.

### 4.3 Conexão do Parque eólico Equivalente no nível de 33 kV do Sistema de Subtransmissão

#### 4.3.1 Caso 1: Parque eólico operando sob um perfil real de vento com rampa suave

Este caso considera o parque eólico operando em condição nominal, sob um perfil real de vento com leve tendência ascendente, sem ocorrência de turbulência. O objetivo é avaliar a estabilidade do sistema e o desempenho das variáveis elétricas durante uma variação suave de velocidade, mantendo o regime contínuo de operação. O mesmo modelo de rede e controle foi mantido, assegurando comparabilidade direta com os casos anteriores.

A Figura 4.38 mostra o comportamento do vento no intervalo de 9–14 s, com acréscimo gradual de aproximadamente 6,75 m/s para 7,15 m/s. A variação total de 0,4 m/s (cerca de 6%) é representativa de oscilações brandas típicas de perfis anemométricos estáveis, sem ocorrência de rajadas ou turbulências. Esse pequeno gradiente eleva suavemente o torque aerodinâmico, resultando em acréscimo con-

tínuo de potência sem induzir transitórios eletromecânicos relevantes. Espera-se, portanto, que as variáveis elétricas mantenham comportamento estável e proporcional ao incremento de velocidade.

As tensões eficazes no PCC e no WTG permanecem estáveis próximas de 1,0 pu, como mostra a Figura 4.39 variando dentro do intervalo de 0,99–1,01 pu. Esse resultado confirma a eficiência da malha de controle de tensão do conversor do lado da rede, garantindo estabilidade mesmo com o acréscimo gradual de potência ativa.

Potência Ativa, Figura 4.40, observa-se aumento linear e suave da potência ativa injetada, acompanhando a elevação da velocidade do vento. Potência Reativa, Figura 4.41, os valores de potência reativa mantêm-se próximos, da neutralidade, situando-se entre  $-32$  MVar. As tensões trifásicas as formas de onda trifásicas permanecem equilibradas e senoidais, Figura 4.42, sem indícios de distorções harmônicas ou desbalanceamento entre fases, o que demonstra o correto desempenho do conversor no lado da rede durante o evento. Correntes trifásicas, Figura 4.43,  $I_{abc}$ , seguem o mesmo padrão de crescimento gradual, atingindo amplitude máxima de aproximadamente 2,5 kA ao final do intervalo analisado. Não se observam sobrecorrentes ou irregularidades, confirmando a operação estável e dentro dos limites térmicos do conversor.

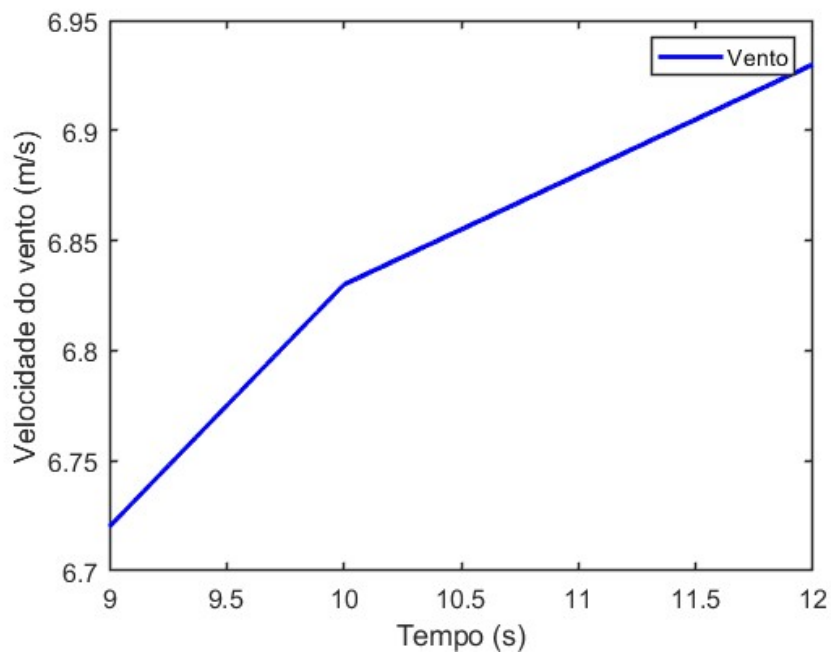


Figura 4.38: Rampa ascendente da velocidade do vento medida entre 9,00 s e 12,00 s.

..

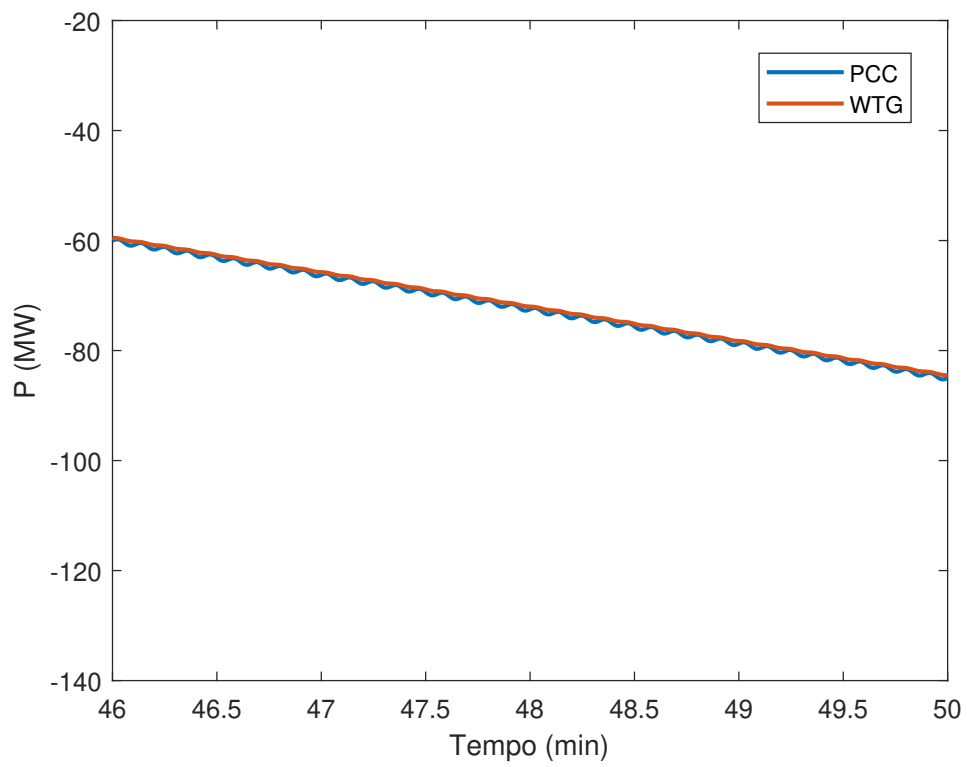


Figura 4.40: Potência ativa

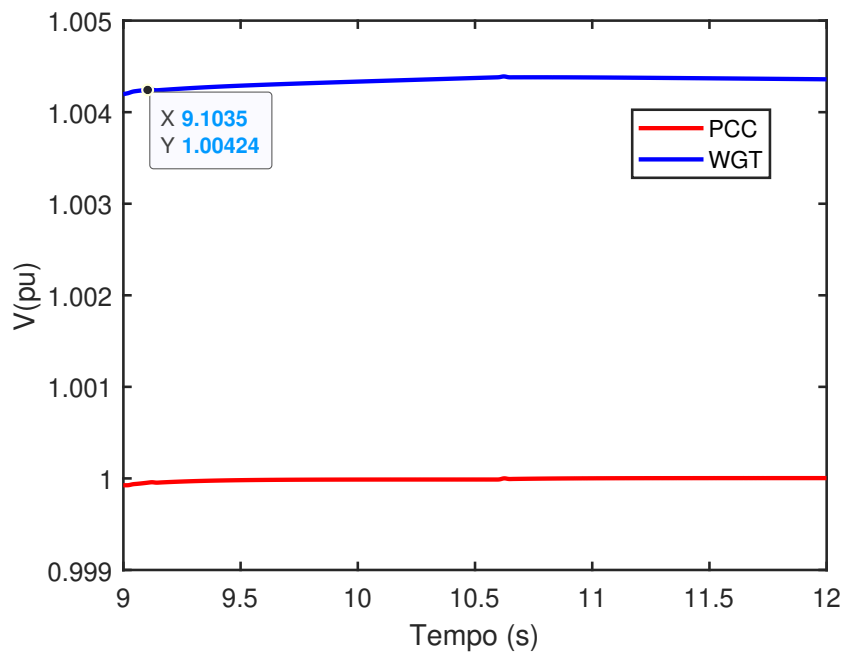


Figura 4.39: Tensão rms em pu

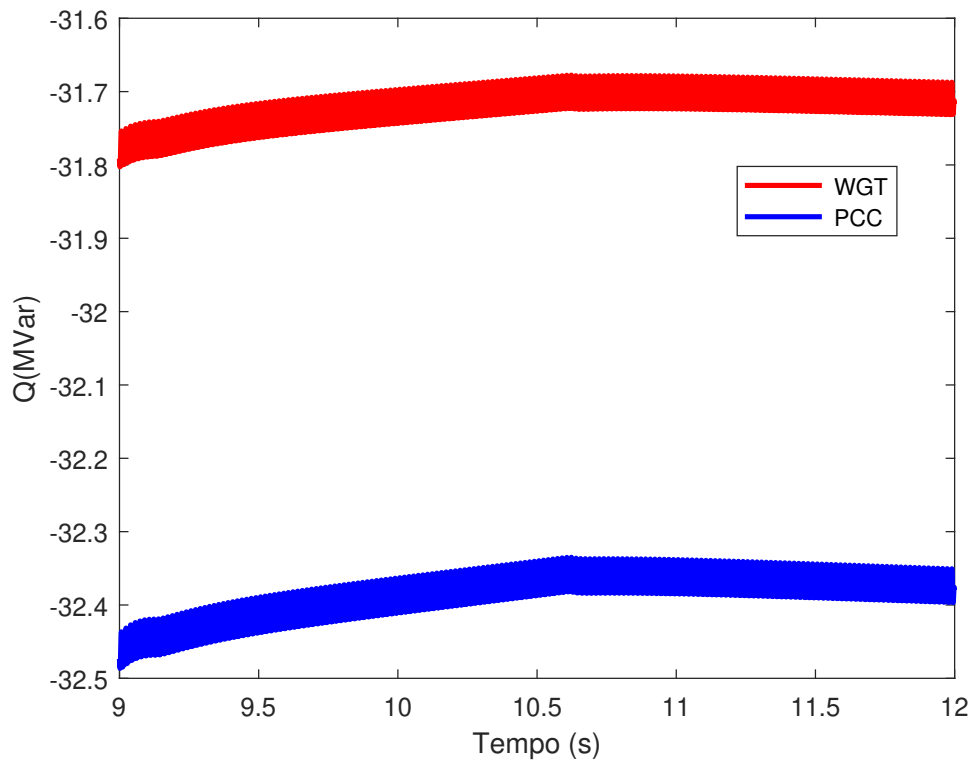


Figura 4.41: Potência reativa

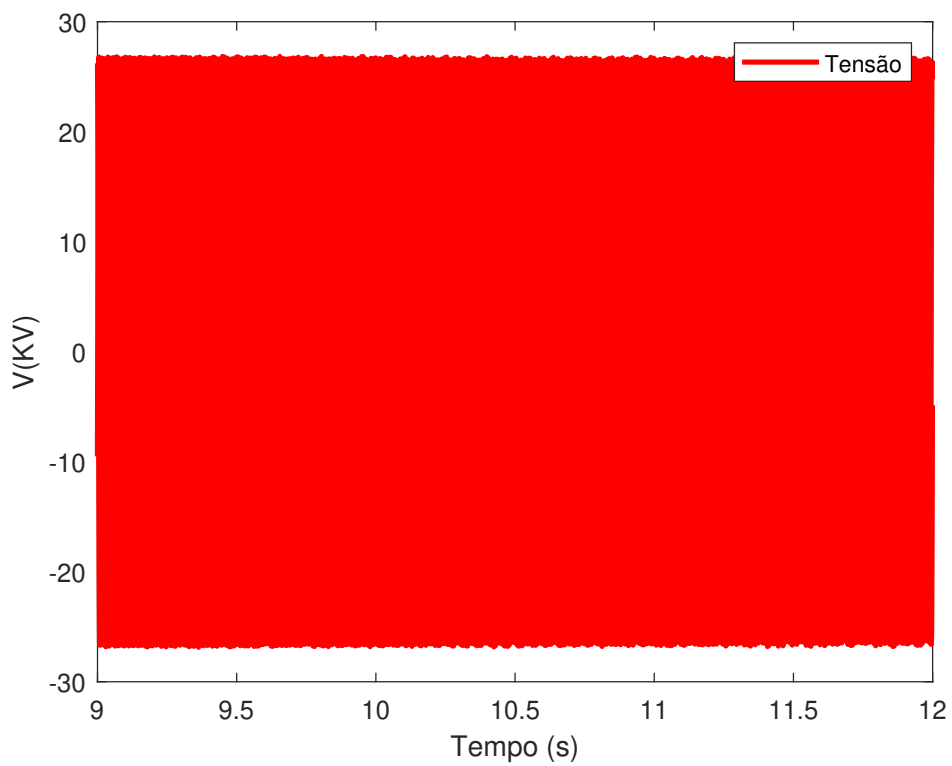


Figura 4.42: Tensão trifásica de linha

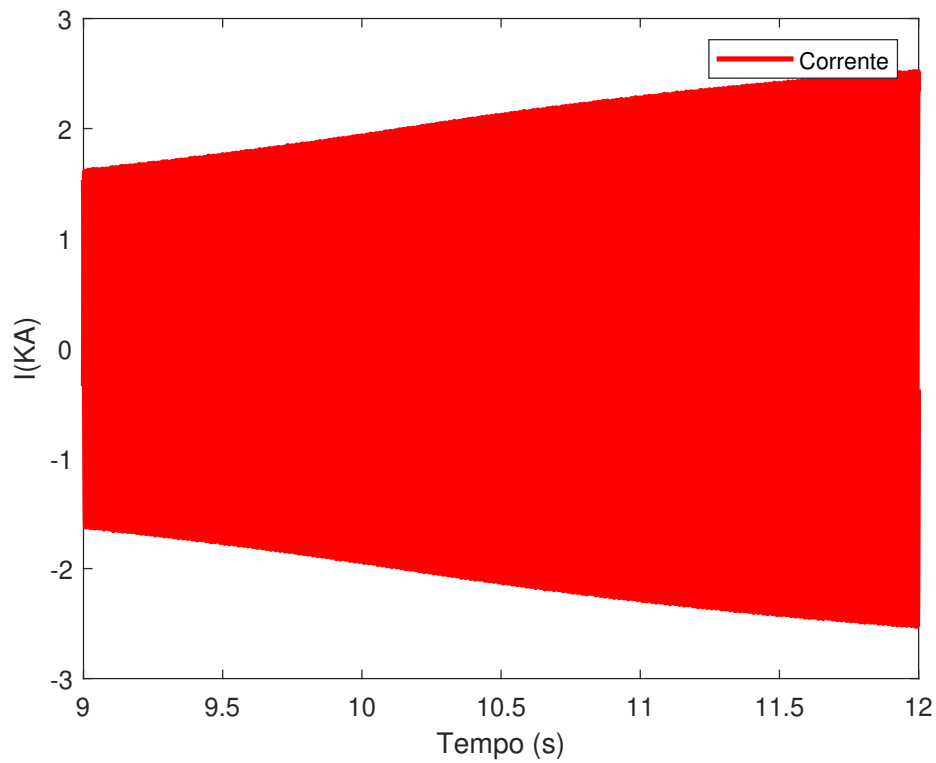


Figura 4.43: Corrente Trifásica de linha

A Figura 4.44 apresenta as componentes  $i_{qr}$  e  $i_{dr}$  (pu) do rotor no referencial síncrono durante o intervalo de 9 s a 12 s, correspondente ao evento de rampa ascendente de vento.

Ambas as correntes mantêm-se estáveis e sem oscilações abruptas, demonstrando o correto desacoplamento entre os eixos  $d$  e  $q$  e a eficácia da estratégia de controle vetorial aplicada no conversor do lado do rotor. Assim, confirma-se que o sistema permanece em regime equilibrado, com margens adequadas de corrente e operação segura durante o aumento gradual da velocidade do vento.

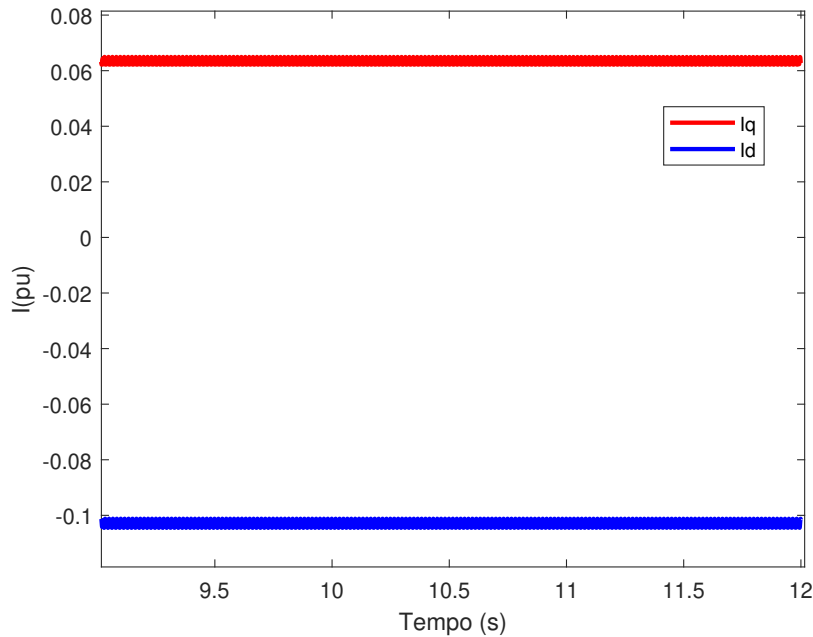


Figura 4.44: Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $I_{dr}$  e  $I_{qr}$ ) durante o evento de rampa ascendente do vento.

### 4.3.2 Caso 2: Sistema eólico atendendo à rede diante da rejeição de bloco de carga

Observando a Figura 4.45, que representa a rejeição de carga em  $t = 6$  s, com um pico rápido de aproximadamente 3–5%, seguido de recuperação imediata para valores próximos de 1,0 pu, evidenciando a eficácia do controle de tensão.

A potência ativa (Figura 4.46) sofre uma distorção logo após o evento, apresentando pequenas oscilações amortecidas e estabilizando-se gradualmente após o evento.

A potência reativa (Figura 4.47, por sua vez, desloca-se de um regime mais indutivo para valores menos indutivos, situando-se entre aproximadamente  $-12$  e  $-8$  MVar, fornecendo suporte de tensão durante a recomposição e contribuindo para o amortecimento do transitório.

As tensões trifásicas  $V_{abc}$  (Figura 4.48) permanecem equilibradas e essencialmente senoidais ao longo de todo o intervalo analisado, sem indicação de desbalanceamentos ou distorções relevantes.

As correntes trifásicas  $I_{abc}$  (Figura 4.49) O sistema mantém-se estável, apresentando apenas a variação associada ao instante da rejeição de carga, na qual é possível identificar claramente o impacto do evento por meio do comportamento observado no gráfico.

As curvas medidas no PCC e no WTG são praticamente coincidentes em todas as variáveis, indicando perdas moderadas no caminho transformador/cabos e atuação coordenada dos controladores.

Em síntese, o transitório é curto e bem controlado, com rápida recuperação da tensão e estabilização dos fluxos de potência, confirmando a robustez do sistema de

controle da turbina DFIG durante a rejeição de carga.

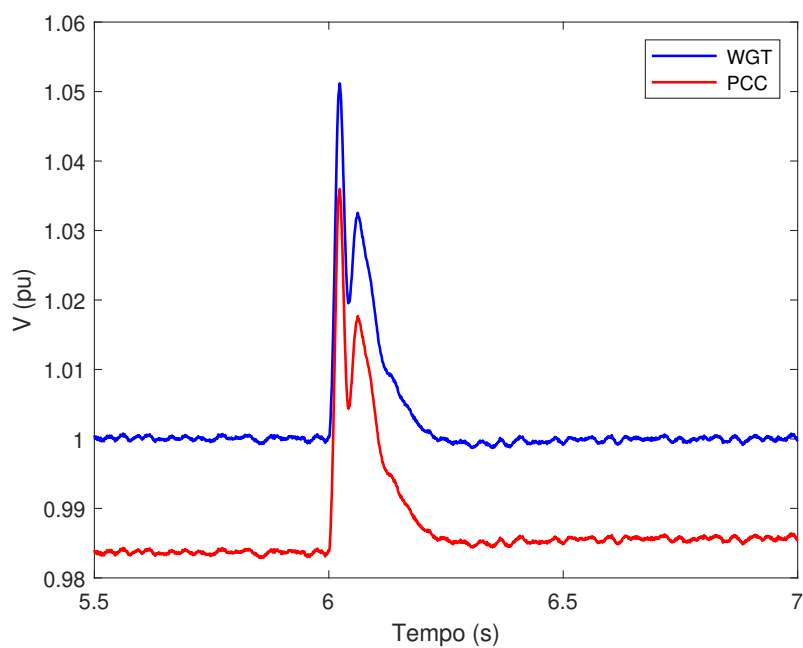


Figura 4.45: Tensões em pu durante um evento de rejeição de carga.

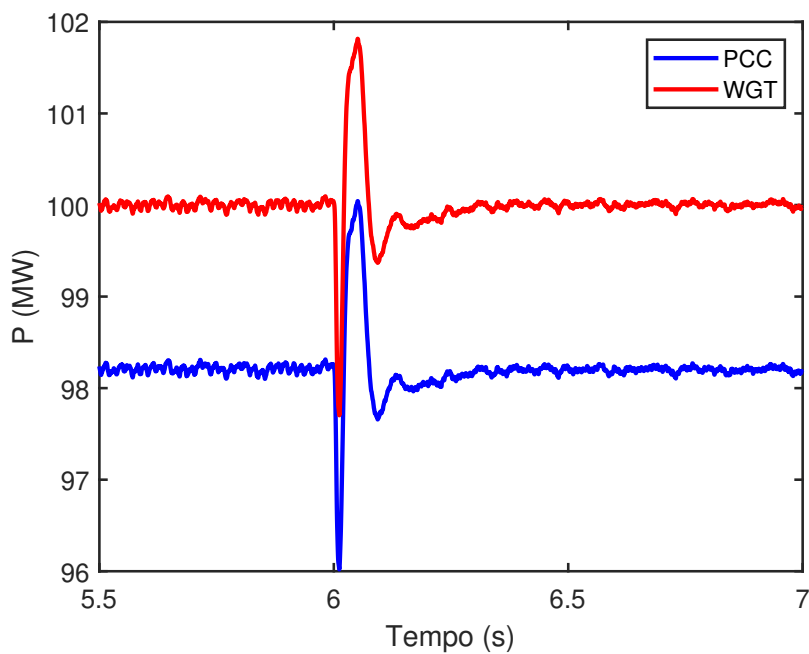


Figura 4.46: Potência ativa durante um evento de rejeição de carga.

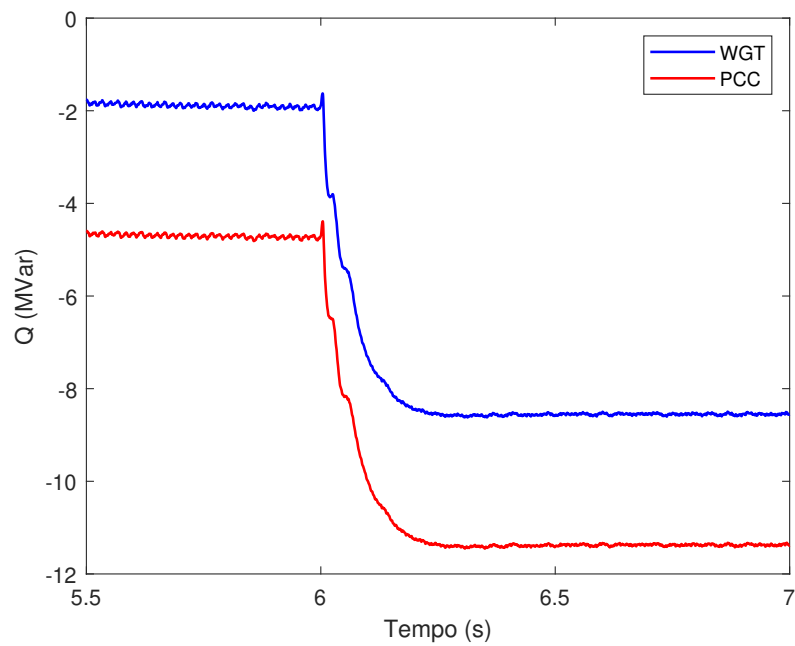


Figura 4.47: Potência reativa durante um evento de rejeição de carga

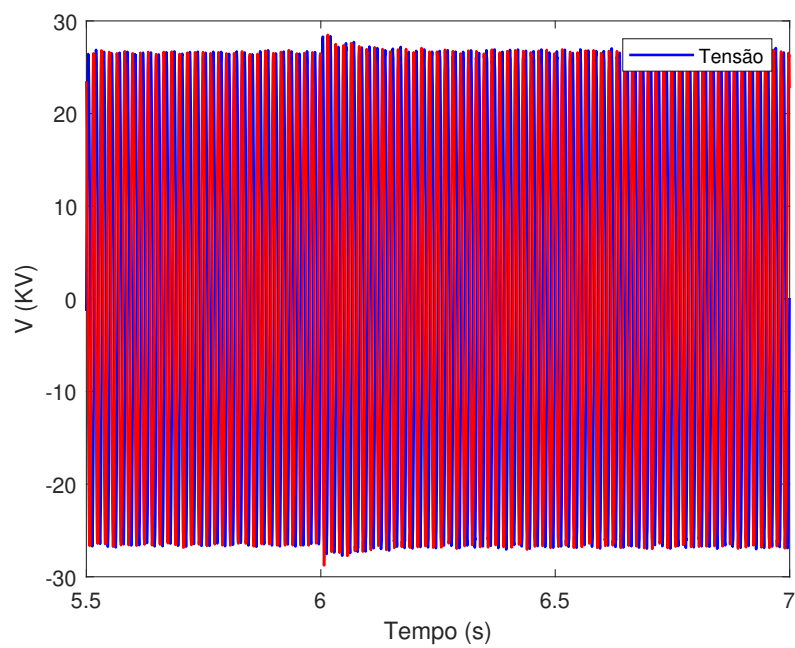


Figura 4.48: Tensões trifásica de linha durante um evento de rejeição de carga.

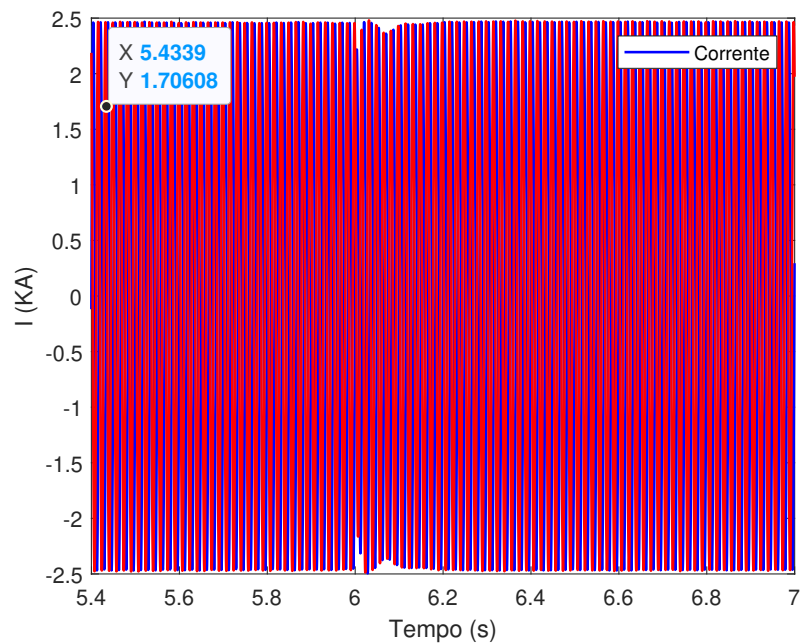


Figura 4.49: Corrente trifásica de linha durante um evento de rejeição de carga.

As componentes de corrente do rotor no referencial  $dq$  respondem de forma coerente à rejeição de carga em  $t = 6$  s, conforme ilustrado na Figura 4.50. A componente direta  $i_{dr}$ , associada ao controle de torque e à potência ativa, salta de valores próximos de zero para cerca de 0,25–0,2 pu, apresentando uma pequena oscilação amortecida seguida de rápida acomodação. Por sua vez, a componente em quadratura  $i_{qr}$ , relacionada ao controle de fluxo e ao suporte de tensão (potência reativa), sofre um degrau para valores mais negativos, atingindo aproximadamente  $-0,1$  pu, retornando em seguida ao seu patamar estável.

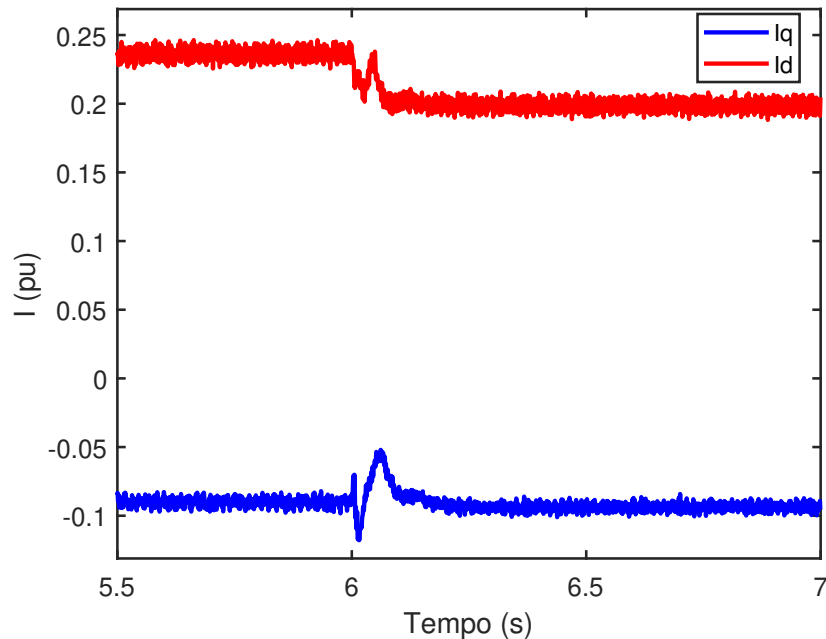


Figura 4.50: Correntes do rotor nos eixos  $q$  e  $d$  ( $I_{qr}$  e  $I_{dr}$ ) durante o evento de rejeição de carga.

### 4.3.3 Caso 3: Sistema eólico atendendo à rede diante de faltas em diferentes pontos

Observando a Figura 4.51, que representa a resposta do parque eólico com turbinas DFIG conectadas à barra de 33 kV durante faltas trifásicas aplicadas no sistema, verifica-se que as tensões RMS no PCC e no WTG (Figura 4.51) sofrem um afundamento pronunciado logo após a aplicação do distúrbio, seguido de recuperação rápida para a vizinhança de 1,0 pu após a eliminação da falta. A proximidade entre as curvas do PCC e do WTG indica perdas moderadas e atuação coordenada do controle de tensão.

A potência ativa (Figura 4.52 apresenta queda abrupta durante a falta, com pequenas oscilações amortecidas na retirada do evento e subsequente recomposição para o patamar pré-distúrbio. Esse comportamento é consistente com a limitação de corrente imposta pelos controladores do CLR e com a manutenção do balanço de potência no elo CC pelo CLRE.

Em contrapartida, a potência reativa (Figura 4.53 exibe picos transitórios de injeção capacitiva imediatamente após a aplicação/remoção da contingência, evidenciando o suporte de tensão provido pelo controle em  $dq$  do CLR. Após a estabilização, o regime retorna a valores próximos dos pré-falta, com leve deslocamento conforme a referência de tensão e o ajuste de  $Q$  no ponto de operação.

As tensões trifásicas  $V_{abc}$  (Figura 4.54 mantêm-se essencialmente senoidais e equilibradas fora do intervalo de falta, confirmando a natureza simétrica do distúrbio aplicado e a adequada ação do controle sobre harmônicos e desbalanços.

As correntes trifásicas  $I_{abc}$  (Figura 4.55 elevam-se durante a falta, porém permanecem limitadas pelo controlador de corrente (e proteção de sobrecorrente), com

rápida acomodação após o clareamento. Não se observa persistência de assimetrias entre fases, e os picos transitórios permanecem dentro dos limites operacionais previstos para o conversor.

Em síntese, o DFIG conectado à rede de 33 kV apresenta um transitório curto e bem amortecido: a tensão recupera-se rapidamente, a potência ativa recompõe-se após pequenos sobre/soushoots, e a potência reativa fornece suporte efetivo ao perfil de tensão durante a recomposição, corroborando a robustez da estratégia de controle adotada.

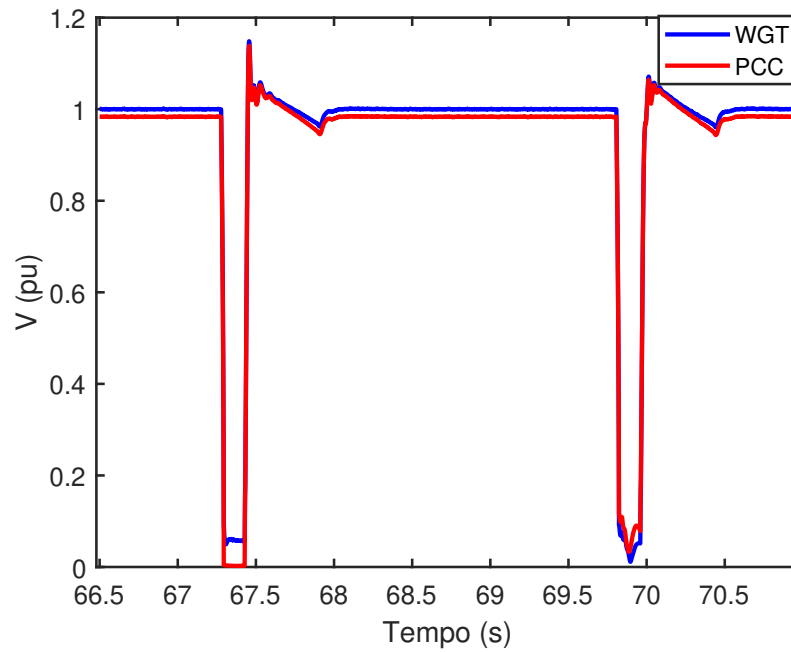


Figura 4.51: Tensão rms em pu

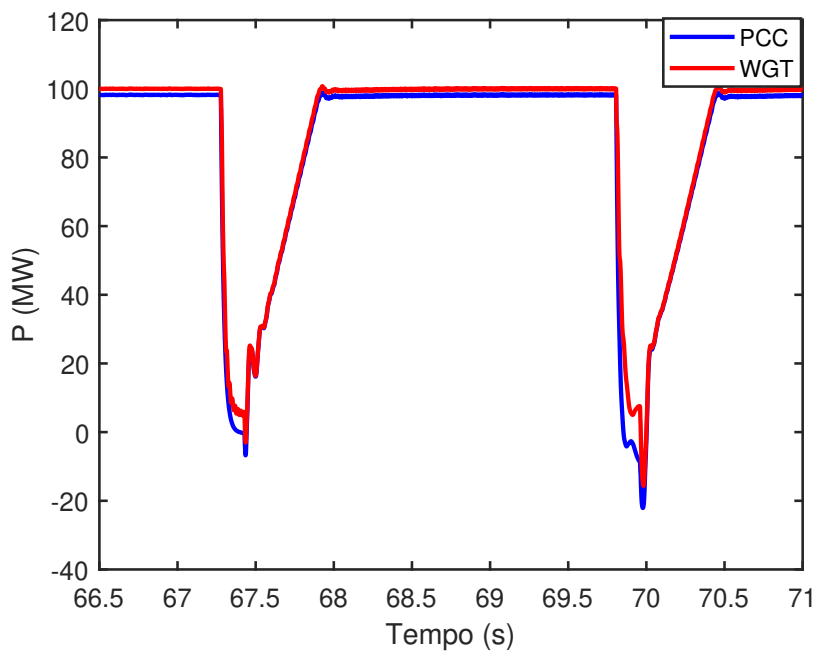


Figura 4.52: Potência ativa

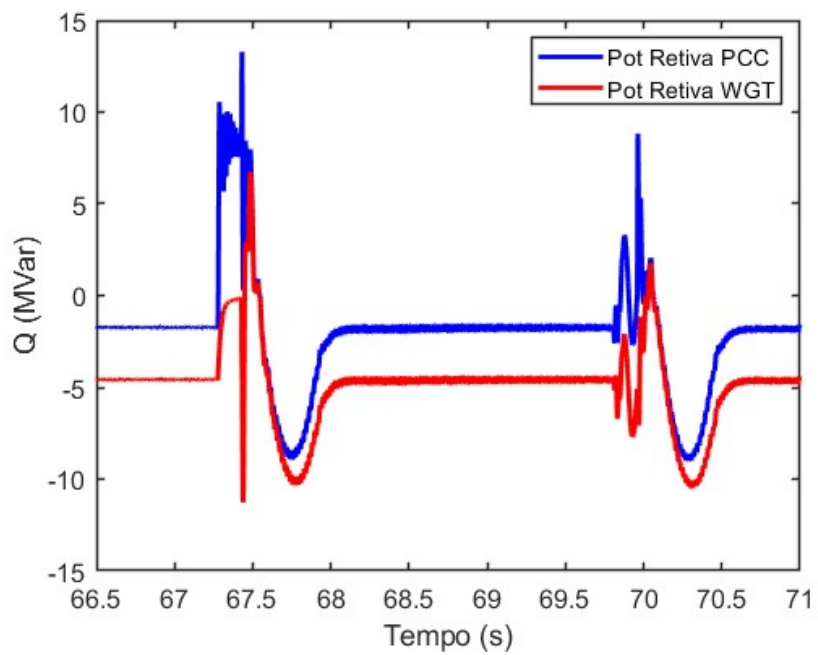


Figura 4.53: Potência reativa

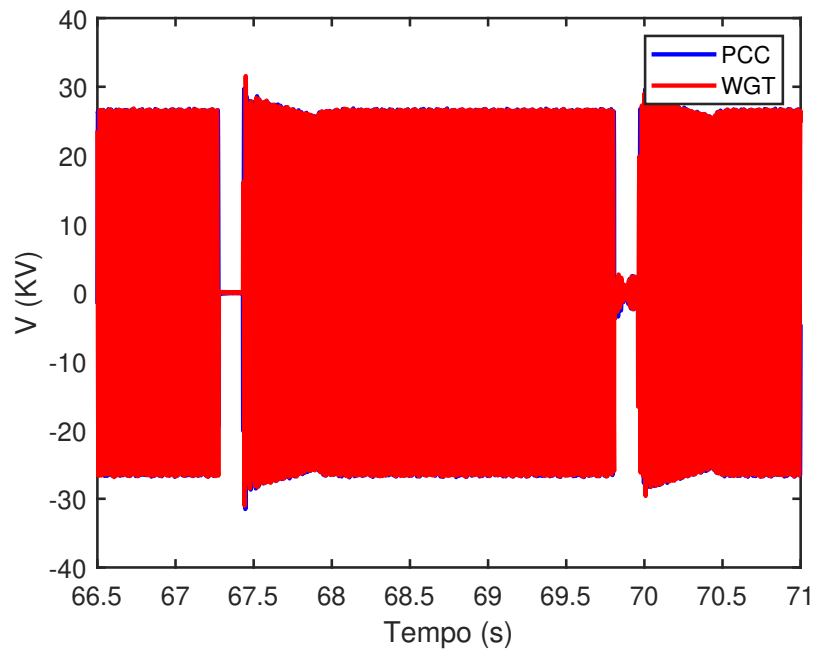


Figura 4.54: Tensão trifásica de linha

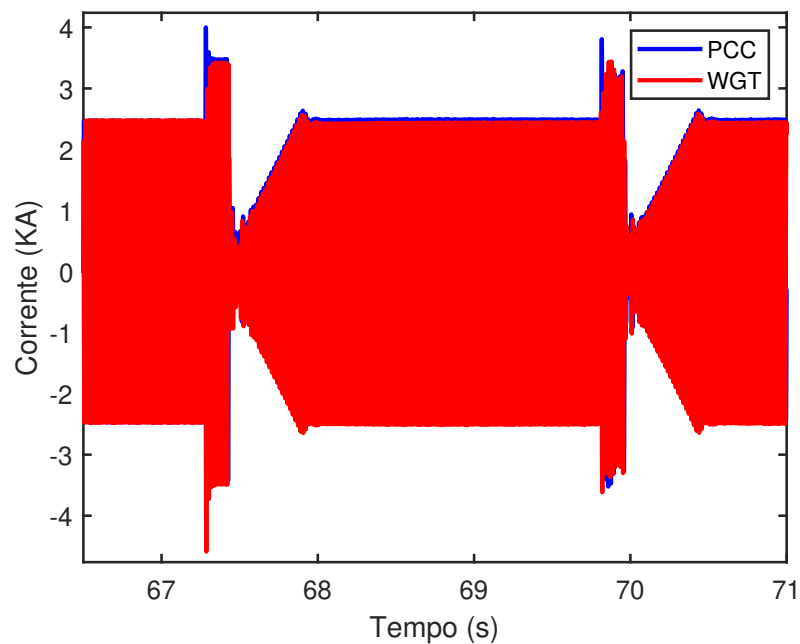


Figura 4.55: Corrente Trifásica de linha

A Figura 4.56 apresenta a evolução das componentes de corrente do rotor nos eixos  $d$  e  $q$  durante dois eventos sucessivos de rejeição de carga no sistema de 33 kV. Observa-se que a componente direta  $i_{dr}$ , responsável pelo controle de torque e pela potência ativa, sofre picos acentuados imediatamente após cada distúrbio, atingindo valores superiores a 1,5 pu. Esses picos refletem a ação rápida do CLR

para recompor o equilíbrio entre torque eletromagnético e potência ativa logo após o salto de tensão provocado pela rejeição de carga. Em ambos os eventos,  $i_{dr}$  retorna rapidamente ao valor de regime, exibindo oscilações amortecidas características da dinâmica do controle interno de corrente.

A componente em quadratura  $i_{qr}$ , associada ao controle de fluxo e à regulação de potência reativa, apresenta deslocamentos negativos abruptos durante cada rejeição, atingindo valores próximos de  $-1,0$  pu. Esse comportamento indica a resposta imediata do DFIG na tentativa de ajustar o fluxo rotor-estator e contribuir para a recomposição do perfil de tensão. Após a estabilização do sistema,  $i_{qr}$  converge suavemente para o valor de referência, mantendo-se dentro dos limites operacionais do conversor.

As respostas simultâneas de  $i_{dr}$  e  $i_{qr}$  demonstram a eficiência do controle vetorial em coordenadas  $dq$ , que garante a desacoplagem entre os eixos e evita sobrecargas mesmo durante variações abruptas de carga. O tempo de acomodação inferior a algumas centenas de milissegundos evidencia a capacidade dinâmica do DFIG em suportar transitórios severos e em restaurar o estado estacionário sem comprometer a estabilidade do sistema.

As condições de curto-circuito aplicadas no sistema seguem as recomendações da norma IEC 61400-27-1:2020 iec (2020a), que estabelece os parâmetros de severidade e duração de afundamentos de tensão utilizados para avaliar a capacidade de permanência em falta (LVRT) de aerogeradores. Assim, as faltas trifásicas foram configuradas para gerar reduções de tensão entre 15% e 30% da tensão nominal, com duração aproximada de 150 a 200 ms, intervalo compatível com os ensaios propostos pela referida norma para turbinas do tipo 3 (DFIG).

Adicionalmente, em conformidade com a IEC 61400-21-1:2019 (IEC) (2019), a análise dos resultados considerou os critérios de desempenho durante o (LVRT): permanência conectada à rede durante o afundamento; injeção rápida de potência reativa para recomposição da tensão ; recuperação

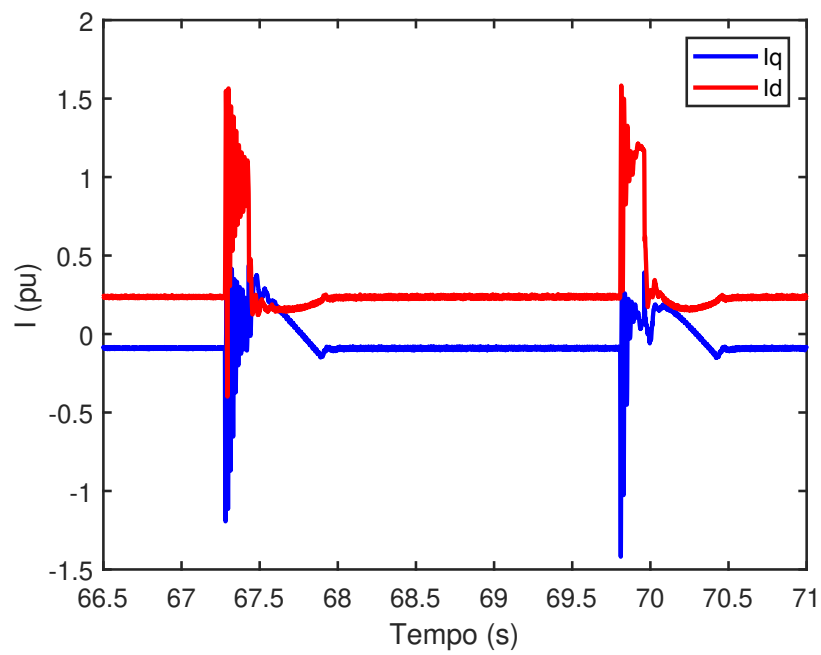


Figura 4.56: Correntes do rotor nos eixos  $q$  e  $d$  ( $I_{qr}$  e  $I_{dr}$ ) durante o evento de rejeição de carga.

# Capítulo 5

## Conclusão

Este trabalho teve como principal contribuição o desenvolvimento e a aplicação de um modelo computacional detalhado de um parque eólico baseado em geradores de indução duplamente alimentados (DFIG) conectado a um sistema de subtransmissão, permitindo a análise integrada do comportamento dinâmico do parque e da rede elétrica frente a diferentes condições operativas e eventos de perturbação. O modelo desenvolvido mostrou-se uma ferramenta consistente para interpretar os fenômenos eletromecânicos envolvidos na interação entre a geração eólica e sistemas de subtransmissão, os quais apresentam características próprias, como maiores impedâncias e maior sensibilidade a variações de tensão.

A partir das simulações realizadas, foi possível observar que o modelo computacional permite avaliar, de forma clara, os efeitos da inserção de um parque eólico baseado em DFIG sobre as variáveis elétricas do sistema de subtransmissão, tais como perfis de tensão, fluxos de potência ativa e reativa e comportamento das correntes durante condições normais de operação e durante eventos de falha. Dessa forma, o modelo se mostrou adequado para identificar como a operação do parque eólico influencia o desempenho global da rede, fornecendo subsídios para a análise de estabilidade e de qualidade da energia elétrica.

Os resultados obtidos indicaram que o parque eólico modelado apresenta capacidade de absorver e suportar eventos de falha elétrica, mantendo um comportamento coerente e controlado das principais variáveis do sistema, desde que respeitadas as limitações impostas pelos conversores e pelas estratégias de controle adotadas. Nesse contexto, o modelo possibilitou avaliar a resposta dinâmica do sistema frente a afundamentos de tensão, variações abruptas de potência e distúrbios aplicados na rede de subtransmissão, evidenciando a importância das estratégias de controle do DFIG para a mitigação dos impactos desses eventos.

Além disso, o estudo permitiu analisar os impactos da geração eólica na qualidade da energia elétrica do sistema de subtransmissão, possibilitando a observação de variações de tensão, oscilações de potência e efeitos transitórios associados à interação entre o parque eólico e a rede. Essas análises reforçam o papel do modelo computacional como uma ferramenta de apoio para a avaliação do desempenho de parques eólicos, contribuindo para o entendimento dos desafios operativos associados à crescente penetração da geração eólica.

De forma geral, o modelo desenvolvido neste trabalho demonstrou ser um ins-

trumento eficaz para o estudo da integração de parques eólicos baseados em DFIG a sistemas de subtransmissão, permitindo a análise de eventos, a avaliação da capacidade de suporte do parque frente a falhas elétricas e a interpretação dos impactos da geração eólica sobre o comportamento dinâmico e a qualidade da energia da rede. Assim, as contribuições apresentadas podem servir de base para estudos futuros voltados ao aprimoramento de estratégias de controle, à avaliação de requisitos de códigos de rede e ao planejamento da integração de novas usinas eólicas em sistemas elétricos de potência.

Por fim, a partir dos resultados obtidos, podem ser indicadas algumas direções para trabalhos futuros na área de geração eólica com DFIG, tais como:

- Desenvolvimento e avaliação de estratégias avançadas de controle vetorial  $i_d/i_q$  voltadas à melhoria da qualidade da energia elétrica, com redução de harmônicos e flutuações de potência (*flicker*);
- Análise de topologias de conversores e dispositivos de proteção associados ao circuito do rotor, considerando diferentes níveis de severidade de distúrbios na rede elétrica;
- Estudo de estratégias de controle sob condições anormais da rede, como tensões desbalanceadas, distorções harmônicas e curtos-circuitos;

Essas propostas podem contribuir para o aperfeiçoamento da modelagem e para o desenvolvimento de soluções mais eficientes na operação de parques eólicos conectados a redes de subtransmissão.

# Referências Bibliográficas

- (2020a). Iec 61400-27-1:2020 – wind energy generation systems – part 27-1: Electrical simulation models for wind power generation.
- (2020b). Wind energy generation systems – part 27-1: Electrical simulation models – wind turbines.
- (2023). Plano nacional de energia 2050: Relatório final. Technical report, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, Brasil. Acessado em: jan. 2025.
- (2024). World windy energy. half-year report 2024: Strong wind power growth continues in first half of 2024. Global Installed Wind Power Capacity Data.
- ABEEólica (2024). Infovento edição 35: Evolução da capacidade instalada de energia eólica no brasil com dados da aneel. {[https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/10/424\\_ABEEOLICA\\_INFOVENTO\\_ED35\\_Digital\\_V3.pdf](https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/10/424_ABEEOLICA_INFOVENTO_ED35_Digital_V3.pdf).
- Akbari, M., Khadem, S. K., and Flynn, D. (2018). A review of control strategies for dfig-based wind turbines under network faults. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28(11).
- Alatar, F. and Mehrizi-Sani, A. (2021). Frequency scan-based mitigation approach of subsynchronous control interaction in type-3 wind turbines. *Energies*, 14(15):4626.
- Alhazmi, M. (2022). Modeling of doubly-fed induction generator using matlab/simulink. Msc thesis, Cardiff University, Cardiff, United Kingdom.
- ANEEL (2025). Painel de informações da matriz elétrica brasileira - sistema de informações de geração. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibjZhZjA3MTAtYjFmOS00MGYxLThjOGMtMT>. Acesso em: 28 abr. 2025.
- Apata, O. and Oyedokun, D. (2020). An overview of control techniques for wind turbine systems. *Scientific African*, 10:1–13.
- Bastiani, B. A. (2020). Controle inercial baseado em gerador síncrono virtual aplicado a unidades eólicas operando no ponto de máxima potência. Technical report, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Dissertação sobre VSG em aerogeradores (acesso livre).
- Becker, S., Müller, M., and Schmidt, J. (2021). Integração das fontes de energia renováveis na rede elétrica: Desafios e soluções. *Journal of Renewable Energy*, 52(3):455–466.

- Bianchi, F., Souza, M., and Lima, T. (2021). Impacto da integração de turbinas eólicas na estabilidade do sistema elétrico. *Journal of Renewable Energy*, 33(4):455–467.
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., and Bossanyi, E. (2021a). *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Chichester, UK, 3rd edition.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., and Bossanyi, E. (2021b). *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Chichester, UK, 3 edition.
- CE (2019). Comissão europeia. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_pt](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pt). [Acessado em 26 de Fevereiro de 2025].
- Cortes, P., Kazmierkowski, M. P., Kennel, R., Quevedo, D., and Rodriguez, J. (2008). Predictive control in power electronics and drives. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(12):4312–4324.
- El-Dabah, M. A., Abdo, M. H., Abdeen, M., and Kamel, S. (2025). Sub-synchronous oscillation damping of series-compensated dfig wind farm using tid controller. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 12:100994.
- Enerdata (2025). China installs record capacity for solar (+45%) and wind (+18%) in 2024. Accessed: November 2025.
- Falcão, C. B. S., Barcelos, S. L. d. S. L., and Oliveira, D. Q. (2025). Analysis of the impacts of short circuits on the dynamic behavior of dfig generators connected to sub-transmission systems. In *Proceedings of the Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, Brazil.
- Fitzgerald, A. E., Kingsley, C. J., and Umans, S. D. (2002). *Máquinas Elétricas*. Artmed Editora S.A., São Paulo.
- Flannery, P. S. and Venkataramanan, G. (2009). Unbalanced voltage sag ride-through of a doubly fed induction generator wind turbine with series grid-side converter. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 45(5):1879–1887.
- García-Sánchez, T., Muñoz-Benavente, I., Gómez-Lázaro, E., and Fernández-Guillamón, A. (2020). Modelling types 1 and 2 wind turbines based on iec 61400-27-1: Transient response under voltage dips. *Energies*, 13(16):4078.
- Heier, S. (2014). *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*. John Wiley & Sons.
- Hydro (2018). *Type 3 Wind Turbine Generators (WTG) for PSCAD v4.6*. Hydro International. Disponível em: <https://www.pscad.com/knowledge-base/article/496>.
- IEA (2024). Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030, [www.iigcc.org/insights/iea-renewables-2024-beautiful-story-investor-action](http://www.iigcc.org/insights/iea-renewables-2024-beautiful-story-investor-action). Accessed: 2025-04-26.

- (IEC) (2019). Iec 61400-21-1:2019 — wind energy generation systems — part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics of grid connected wind turbines. Available at: <https://webstore.iec.ch/publication/26697>.
- IEEE 30 Barras (2018). Ieee 30 bus system. Technical report, Manitoba Hydro International Ltd., Winnipeg, CA. Revision 1.
- IREA (2024). Renewable energy capacity statistics 2024, <https://www.irena.org/publications/2024/mar/renewable-capacity-statistics-2024>. Acesso em: abril de 2025.
- Justo, J. J., Mwasilu, F., and Jung, J.-W. (2021). Doubly-fed induction generator based wind turbines: A comprehensive review of fault ride-through strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45:447–467.
- Krause, P. C. (1986). *Analysis of Electrical Machines*. McGraw-Hill Book Company, New York.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.
- Li, H. and Yang, G. (2020). Enhanced control strategies to improve frt capability of dfig wind turbines. *Electric Power Systems Research*.
- Liu, H., Chen, Z., and Sun, D. (2016). Comparison of pmsg and dfig based wind turbines in different wind and grid conditions. *Energies*, 9(7):558.
- Liu, H., Li, Y., Wu, F., and Sun, Y. (2019). Back-to-back converter control of dfig wind turbines during grid faults using direct power control. *Energies*, 12(2):1–16.
- Liu, Y., Xu, Z., and Blaabjerg, F. (2020). Advanced control strategies of grid-side converters in renewable energy systems: A review. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35(9):9457–9477.
- Ma, Y., Zhu, D., Zou, X., and Kang, Y. (2023). Transient stability analysis and enhancement of dfig-based wind turbine with demagnetization control during grid fault. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Early Access.
- Machado, R. F. and Silva, J. P. (2023). Subtransmission networks: Characteristics and impacts of renewable penetration. *Electric Power Systems Research*, 226:109380.
- Marcos, F., Silva, F., and Santos, L. (2023). Control strategies for doubly fed induction generators under grid faults: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 176:113184.
- Marques, G. D. and Lopes, J. P. (2019). Control of grid-side converter of dfig-based wind turbines for voltage support and power quality improvement. *Electric Power Systems Research*, 170:15–23.
- Marujo, D. (2023). *Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com a Presença de Redes de Distribuição Ativas*. Tese de doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil.

- Matos, J. G. d. (2025). Emprego de geradores síncronos a ímãs permanentes versus geradores de indução duplamente alimentados em sistemas de conversão de energia eólica. Relatório de projeto em doutorado, Universidade Federal do Maranhão (UFMA), São Luís, MA. Centro de Ciências Exatas e Tecnologia.
- Mehta, M. and Mehta, B. (2024). Control strategies for grid-connected hybrid renewable energy systems: Integrating modified direct torque control based doubly fed induction generator and anfis based maximum power point tracking for solar pv generation. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 8:100575.
- Memória da Eletricidade (2023). Parque eólico rio do fogo. Acesso em: 24 nov. 2025.
- Ministério de Minas e Energia (2024). Portal de informações reidi. Acesso em: 24 nov. 2025.
- Mokhber-Yengikand, M., Tohidi, S., Feyzi, M. R., and Ravanji, M. H. (2026). H $\infty$ -based current control for mitigating high-frequency resonance in parallel compensated weak grid connected dfig wind turbines. *Electric Power Systems Research*, 254:112682.
- Morren, J. and de Haan, S. W. H. (2025). Ride-through of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 20(2):435–441.
- Muller, S., Deicke, M., and De Doncker, R. W. (2002). Doubly fed induction generator systems for wind turbines. *IEEE Industry Applications Magazine*, 8(3):26–33.
- Nadour, M., Abid, M., and Ait-Ahmed, M. (2020). Improving lvrvt capability of dfig using a combined backstepping control and active crowbar protection. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 5(1):8.
- Nakata, B. H. (2020). *Análise do Controle de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados*. PhD thesis, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.
- Nguyen, V. T. (2023). A virtual synchronous generator control method in microgrid with vehicle-to-grid system. *Journal of Electrical Engineering*. Métodos de controle de VSG em microgrids.
- Noguchi, T., Takahashi, I., and Kondo, I. (1998). Direct power control of pwm converter without power-source voltage sensors. In *IEEE Industry Applications Conference*, volume 3, pages 1309–1314.
- Novotny, D. W. and Lipo, T. A. (1996). *Vector Control and Dynamics of AC Drives*. Clarendon Press, Oxford.
- (ONS) (2023). Procedimentos de rede – módulo 3: Acesso ao sistema interligado nacional (sin). <https://www.ons.org.br/>. Acesso em: mai. 2025.

- Pena, R., Clare, J. C., and Asher, G. M. (1996a). Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, 143(3):231–241.
- Pena, R., Clare, J. C., and Asher, G. M. (1996b). Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, 143(3):231–241.
- Polinder, H., van der Pijl, F., de Vilder, G., and Tavner, P. (2020). Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(3):725–733.
- Polinder, H., van der Pijl, F., de Vilder, G.-J., and Tavner, P. (2007). Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(3):725–733.
- PSCAD (2023). *PSCAD/EMTDC – Power Systems Computer Aided Design*. HVDC Research Centre, Winnipeg.
- Rajendran, S. K., Diaz, M., Cardenas, R., Espina, E., Contreras, E., and Rodriguez, J. (2022). A review of generators and power converters for multi-mw wind energy conversion systems. *Processes*, 10(11):2302.
- Rocha, L. F. d. (2022). Modelagem e controle de conversores de interface de sistemas eletromecânicos de conversão de energia eólica baseados em geradores síncronos de Ímãs permanentes. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil.
- Rodriguez, J., Kazmierkowski, M., Espinoza, J., Zanchetta, P., Abu-Rub, H., Young, H., and Rojas, C. (2013). State of the art of finite control set model predictive control in power electronics. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*.
- Sanchez, A. and Milano, F. (2019). Short-circuit strength assessment for renewable-dominated subtransmission systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13:2564–2573.
- Shabani, H. R., Hajizadeh, A., Kalantar, M., and Lashgari, M. (2023). Transient stability analysis of dfig-based wind farm-integrated power system considering gearbox ratio and reactive power control. *Electrical Engineering*, 105:3719–3735.
- Sun, T. and Cheng, L. (2019). Advanced frt strategies for dfig-based wind turbines: A review. *Renewable Energy*, 135:1283–1298.
- Vega-Herrera, J., Fuentes-Flores, S., Ortiz-Villalba, D., Llanos, J., Villamarín-Jácome, A., Cortes-Carmona, M., and Espín-Sarzosa, D. (2025). Ac voltage and reactive power control in dfig-based wind farms: A comparative study for mitigating sub-synchronous resonance in compensated and weak networks. *Energy Reports*, 14:566–578.
- WMO (2024). World meteorological organization. record carbon emissions highlight urgency of global greenhouse gas watch. Accessed: 2025-04-26.

- Wu, W., He, Y., Tang, T., and Blaabjerg, F. (2021). A new design method for the passive damped lcl and llcl filter-based single-phase grid-tied inverter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(10):4339–4350.
- Yan, G. and Qin, J. (2020). Equivalent modeling of dfig-based wind farms for sub-synchronous resonance. *Energies*, 13(20):5426.
- Zhao, Z., Du, W., Fu, Q., Chen, X., Wang, Y., and Wang, H. (2025). Risk of oscillations induced collectively by multiple dfigs and pmsgs in a wind power collecting system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 172:111144.
- Zheng, J., Li, B., Chen, Q., Zhang, Y., and Liu, Y. (2023). Hpf-ladrc for dfig-based wind farm to mitigate subsynchronous control interaction. *Electric Power Systems Research*, 214:108925.

# Anexo A - Simulação com duas usinas DFIG e maior distância elétrica

Este anexo apresenta um novo teste com **duas usinas eólicas compostas por aerogeradores DFIG (Type-3)**, conectadas a um mesmo ponto de conexão comum (PCC). O objetivo deste ensaio é avaliar o efeito da adição de um **segundo parque eólico, composto por 40 unidades geradoras**, localizado a uma **distância elétrica adicional de 4 km** em relação ao parque originalmente modelado.

O estudo busca analisar o impacto dessa expansão na dinâmica do sistema e no perfil de tensão no ponto de conexão comum, considerando as interações entre os dois grupos de turbinas e o comportamento do controle durante condições de falta. Essa configuração representa um cenário mais realista de operação de sistemas eólicos de grande porte, onde múltiplos parques compartilham o mesmo ponto de conexão à rede.

Verifica-se uma queda acentuada em 8.0 s na Figura 1, caracterizando o afundamento de tensão provocado pela falta. Após a eliminação, a tensão retorna gradualmente à condição nominal, demonstrando boa capacidade de recuperação do sistema.

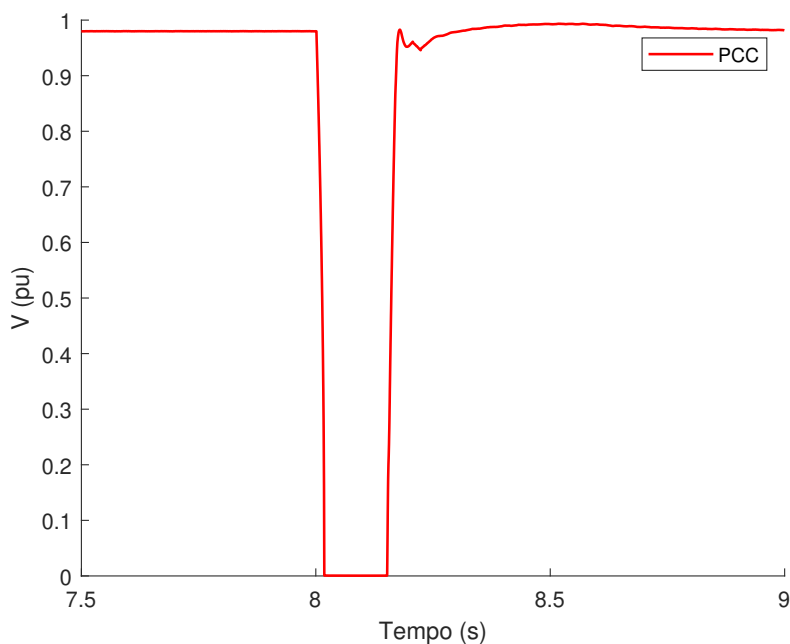


Figura 1: Tensões RMS em pu

A Potência Ativa apresenta uma redução instantânea durante o evento, seguida de recuperação suave Figura 2. Essa resposta reflete o esforço do conversor em estabilizar o fluxo de potência após a perturbação, a potência Reativa observa-se um pico positivo transitório logo após o início da falta, evidenciando o suporte reativo prestado pelo controle do lado da rede para sustentar a tensão no ponto de conexão comum Figura 3.

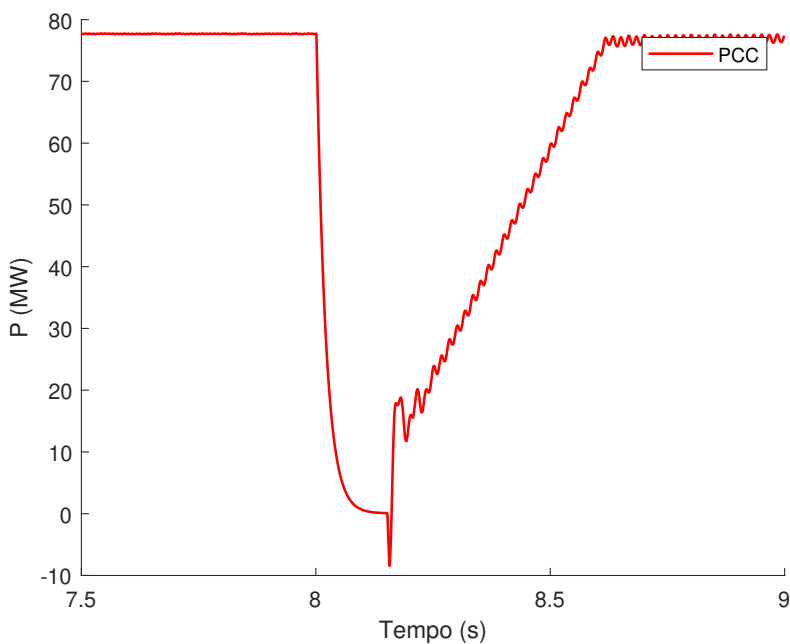


Figura 2: Potência ativa.

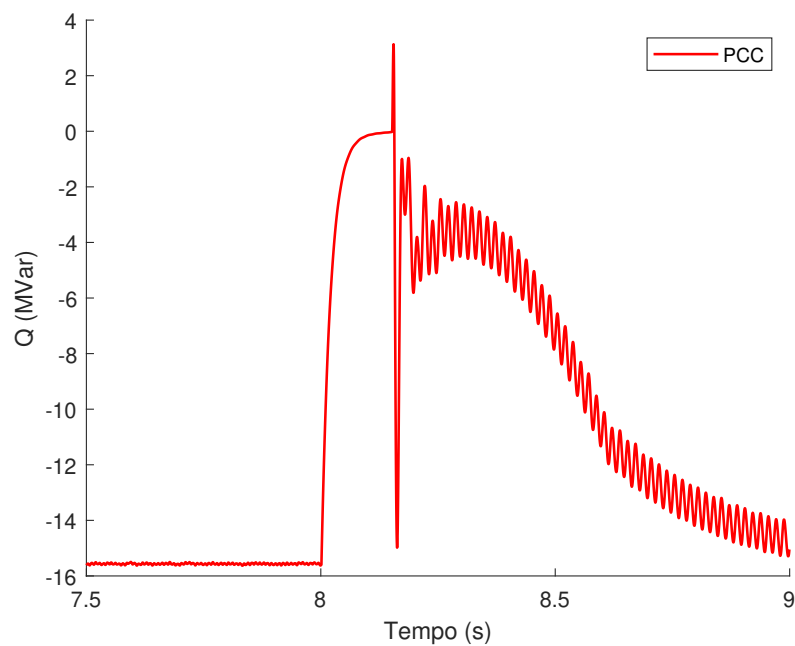


Figura 3: Potência reativa.

Durante o curto-circuito a tensão e corrente trifásicas podem se observadas pelas Figuras 4 e 5, ocorre forte distorção e assimetria momentânea nas fases. Após a eliminação da falta, as formas de onda voltam a ser senoidais e balanceadas.

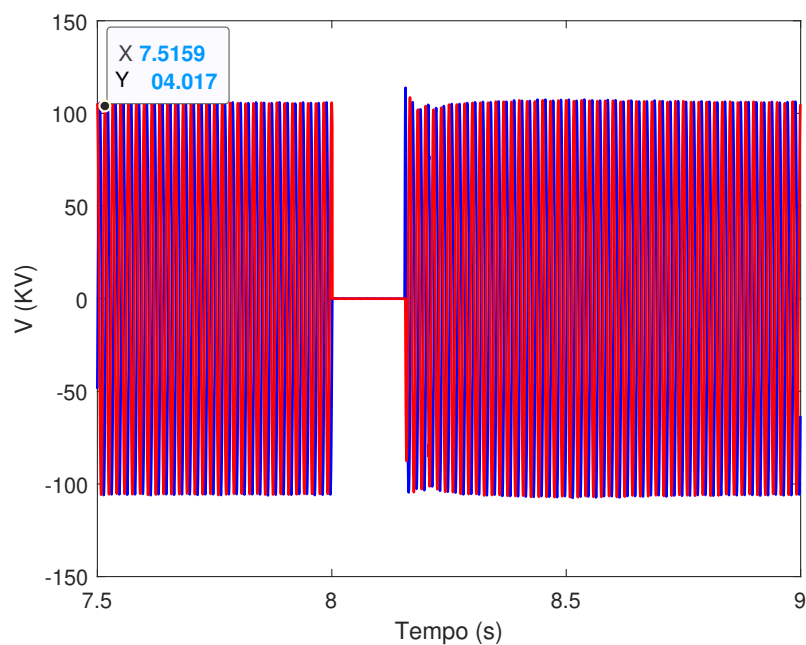


Figura 4: Tensões trifásicas de linha.

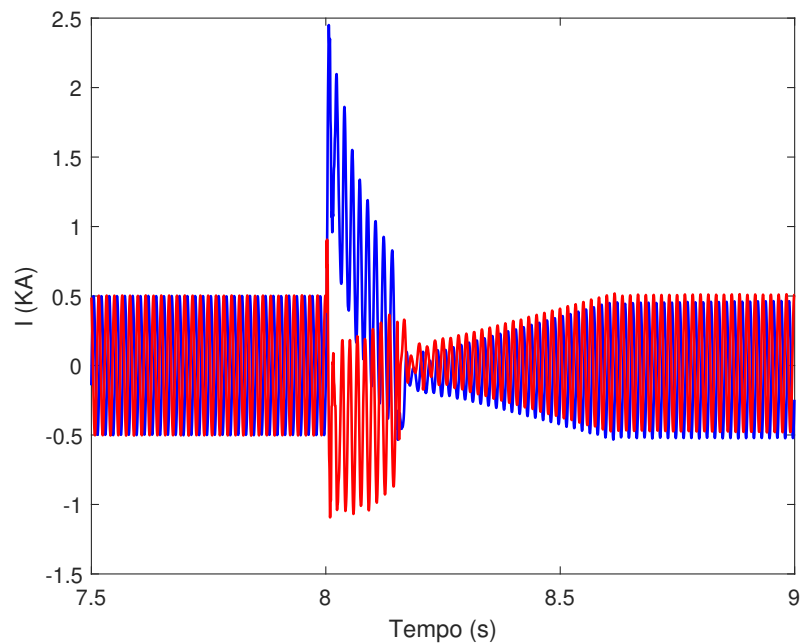


Figura 5: Correntes trifásicas de linha.

A análise dos resultados mostra que o controle do DFIG manteve o equilíbrio entre potência ativa e reativa, garantindo a recomposição rápida das grandezas após a eliminação da falta. O desempenho observado confirma a estabilidade dinâmica e a efetividade do controle de corrente e tensão implementado no sistema.

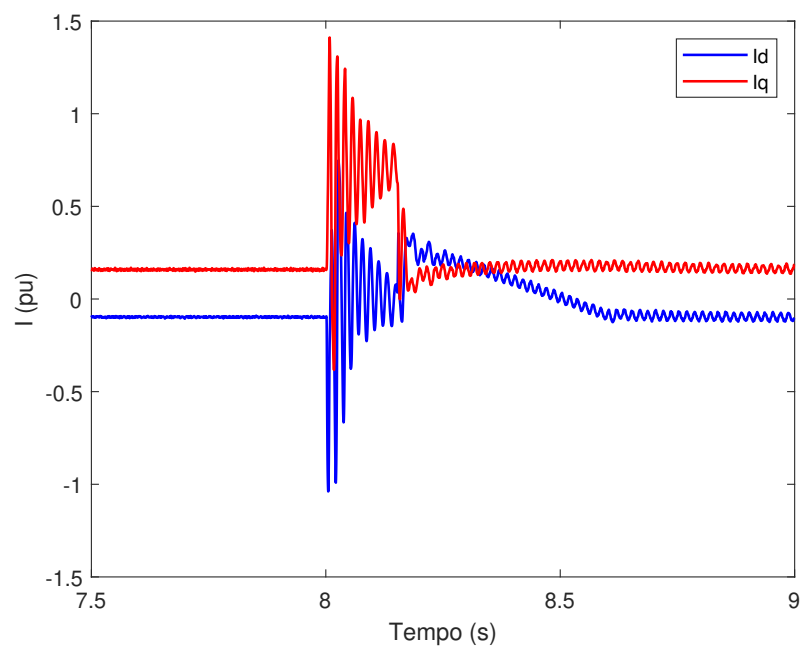
Figura 6: Componentes direta e em quadratura da corrente do rotor ( $i_{dr}$  e  $i_{qr}$ ) durante o evento.

Figura 6 no instante da falta ambas as componentes sofrem variações abruptas, indicando a ação imediata do controle vetorial acoplado ao conversor do lado do rotor. A componente  $I_{qr}$ , responsável pelo controle da potência ativa e torque eletromagnético, apresenta pico positivo expressivo, refletindo o esforço do sistema em manter a transferência de potência. Já  $I_{dr}$ , associada ao controle do fluxo magnético e da potência reativa, assume valores negativos mais pronunciados, fornecendo corrente reativa ao PCC. Após 8 s, as correntes retornam gradualmente ao regime permanente com oscilações amortecidas, comprovando a robustez do controle vetorial e a rápida atuação do regulador PI nos eixos  $d$  e  $q$ .