



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

LUCIVANDO RIBEIRO DE ARAÚJO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO DFIG EM UMA
REDE ELÉTRICA DIANTE DE AFUNDAMENTOS DE
TENSÃO E FALHAS INTERNAS UTILIZANDO
TÉCNICAS DE CONTROLE PI E LQI**

SOBRAL – CE
2018

LUCIVANDO RIBEIRO DE ARAÚJO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO DFIG EM UMA REDE
ELÉTRICA DIANTE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E
FALHAS INTERNAS UTILIZANDO TÉCNICAS DE CONTROLE
PI E LQI**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará como requisito a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Eletrônica de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto.

SOBRAL – CE
2018

LUCIVANDO RIBEIRO DE ARAÚJO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO DFIG EM UMA REDE
ELÉTRICA DIANTE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E
FALHAS INTERNAS UTILIZANDO TÉCNICAS DE CONTROLE
PI E LQI**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará como requisito a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Eletrônica de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto.

Aprovado em: ____/____/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Isaac Rocha Machado
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof.^a Dr.^a Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos
Universidade Federal do Maranhão (UFMA)

A Deus.

Aos meus pais, Lúcia Ribeiro de Souza e Raimundo Messias de Araújo.

A meus familiares, colegas de faculdade, professores e amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro a Deus, Criador de tudo e Todo Poderoso, que permitiu mais uma vitória. Que protege a mim e a minha família nos agraciando com saúde, prosperidade, conforto espiritual e sabedoria. Peço que continue a abençoar meus passos e me dê discernimento para fazer as escolhas corretas.

Aos meus pais, Lúcia Ribeiro de Souza e Raimundo Messias de Araújo, pela educação que proporcionaram a mim ao longo destes anos, pelo apoio nos momentos difíceis, paciência, ensinamentos e amor. Não chegaria tão longe sem vocês ao meu lado.

Ao Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto pela paciência, boa vontade, liberdade de atuação, auxílio e orientação além da confiança em minhas habilidades, sem esse apoio não seria possível obter êxito no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores que participam da banca examinadora prof.^a Dr.^a Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos e prof. Dr. Isaac Rocha Machado pela dedicação de seu precioso tempo para correções, críticas construtivas e sugestões engrandecendo esta obra.

Aos meus amigos dentro e fora da faculdade, em especial aos que trilharam essa jornada no mestrado junto comigo auxiliando e trazendo sugestões contribuindo de maneira significativa na construção desta dissertação.

Aos professores do curso de engenharia elétrica e do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará Campus Sobral que deram a base de conhecimento necessária a este trabalho.

À CAPES, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

“E guiarei os cegos pelo caminho que nunca conheceram, fá-los-ei caminhar pelas veredas que não conheceram; tornarei as trevas em luz perante eles, e as coisas tortas farei direitas. Estas coisas lhes farei, e nunca os desampararei.”
(Isaías, 42:16)

RESUMO

Neste trabalho é realizada uma análise dos principais parâmetros de um gerador de indução duplamente alimentado(DFIG) conectado a uma rede elétrica com geração eólica quando ocorrem distúrbios de afundamento de tensão equilibrado, afundamento de tensão desequilibrado e falhas internas. A análise é feita com base na resposta de dois controladores, o proporcional-integral(PI) e o linear quadrático com ação integral(LQI). Faz parte do escopo deste trabalho apresentar as metodologias de sintonia dos ganhos dos controladores e as características da rede elétrica em que o gerador eólico é conectado. Quatro cenários com perturbações para análise dos resultados são considerados. No primeiro cenário é analisada a ocorrência de afundamentos de tensão equilibrados em dois pontos do sistema em estudo, no segundo cenário é avaliado o efeito dos afundamentos desequilibrados, no terceiro cenário é considerado assimetria elétrica resistiva nos terminais do rotor e no quarto cenário simula-se o distúrbio de faltas internas(curto-circuito) nos terminais do rotor e estator da máquina. Como resultado, mostra-se que, em geral, o desempenho do controle LQI é superior ao controlador PI com menores oscilações nos quatro cenários.

Palavras-chave: Energia eólica, gerador de indução de dupla alimentação, eletrônica de potência, afundamentos de tensão, falhas internas, assimetria elétrica resistiva, controlador PI, controlador LQI.

ABSTRACT

In this work an analysis of the main parameters of a double fed induction generator(DFIG) connected to a wind power grid is performed when there are balanced voltage sag, unbalanced voltage sag and internal faults. The analysis is based on the response of two control strategies, the proportional-integral controller (PI) and the quadratic linear regulator with integral action (LQI). It is part of the scope of this work to present the methodologies for tuning controller gains and the characteristics of the electric grid in which the wind generator is connected. Four scenarios with disturbances to analyze the results are considered. In the first scenario is analyzed the occurrence of voltage sags balanced in two points of the system under study, in the second scenario is evaluated the effect of unbalanced sinkings, in the third scenario is considered electrical asymmetry at the rotor terminals and in the fourth scenario simulates the disturbance of internal faults(short circuit) in the rotor and stator terminals of the machine. As a result, it is shown that, in general, the performance of the LQI controller is higher than the PI controller with smaller oscillations in the four scenarios.

Keywords: Wind energy, double fed induction generator, power electronics, voltage sag, internal faults, electric resistance asymmetry, PI controller, LQI controller.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira em gigawatts (GW)	17
Figura 2 - Capacidade eólica instalada 2017	18
Figura 3- DFIG com conversor back-to-back conectado à rede elétrica.....	28
Figura 4 – Conversor back-to-back com elo CC.....	30
Figura 5 – Eixos “ α ” e “ β ” da transformada de Clarke, fasores a, b e c e suas formas de onda.	32
Figura 6– Eixos “d” e “q” da transformada de Park e formas de onda.	33
Figura 7 - Circuito PLL e sinal gerado.	35
Figura 8 - Circuito equivalente de uma máquina de indução de dupla alimentação. (a) Eixo d. (b) Eixo q.....	36
Figura 9 - Circuito do conversor lado da rede.....	37
Figura 10 - Circuito de controle do conversor lado da rede.	39
Figura 11 - Circuito do conversor lado da máquina.	39
Figura 12 - Orientação do fluxo do estator referenciado ao eixo d.....	40
Figura 13 -Circuito de controle do conversor lado da máquina.	41
Figura 14 - Sistema completo.....	43
Figura 15 Malha de controle de corrente e tensão do conversor lado da rede.	45
Figura 16 - Malha de controle de corrente, potência e velocidade do conversor lado da máquina.	45
Figura 17 - Malha exemplo de um sistema a ser controlado.	46
Figura 18 - Lugar das Raízes da equação (2.32)	47
Figura 19 - Degrau aplicado na malha de corrente com PI.	47
Figura 20 - Diagrama de blocos do controle LQI aplicado ao DFIG.....	49
Figura 21 – Controle LQI do conversor lado da máquina.....	50
Figura 22 - Controle LQI do conversor lado da rede.	50
Figura 23 - Curva de tolerância do aerogerador segundo o ONS.....	55
Figura 24 - Distribuição das falhas nos geradores de indução.	56
Figura 25 – Sistema completo a ser analisado.....	58
Figura 26 - Usina solar de Tauá-CE.	58
Figura 27 - Pontos de aplicação dos afundamentos no sistema.....	60
Figura 28 - Tensão RMS medida em B1.	61
Figura 29 - Tensões trifásicas medidas em B1.	61
Figura 30 - Tensões trifásicas medidas em B5.....	62
Figura 31 - Potência ativa e reativa da geração fotovoltaica.....	63
Figura 32 - Potências ativa e reativa da rede elétrica medidas em B1.	63
Figura 33 - Correntes I_d e I_q do conversor do lado da rede.	64
Figura 34 - Tensão no barramento CC.	64
Figura 35 - Correntes I_d e I_q do rotor.....	65
Figura 36 - Velocidade do rotor.	65
Figura 37 – Potências ativa e reativa de saída do DFIG.....	66
Figura 38 - Tensão RMS medida em B1.	67
Figura 39 - Tensões trifásicas medidas em B1.	68
Figura 40 - Tensões trifásicas medidas em B5.....	68
Figura 41 - Potências ativa e reativa da usina solar fotovoltaica.	69
Figura 42 - Potência ativa e reativa da rede elétrica medidas em B1.	69
Figura 43 - Correntes I_d e I_q do conversor do lado da rede.	70
Figura 44 - Tensão no barramento CC do DFIG.....	70
Figura 45 - Correntes I_d e I_q do rotor do DFIG.....	71

Figura 46 – Velocidade do rotor.....	71
Figura 47 - Potências ativa e reativa de saída do DFIG.	72
Figura 48 - Tensão RMS medida no barramento B1.....	73
Figura 49 - Correntes medidas no barramento B1.....	73
Figura 50 - Potência da geração fotovoltaica com assimetria no DFIG.....	74
Figura 51 - Potência na rede elétrica com assimetria no DFIG medidas em B1.....	74
Figura 52 - Correntes I_d e I_q do conversor lado da rede com assimetria no DFIG.....	75
Figura 53 - Tensão no barramento CC com assimetria no DFIG.....	75
Figura 54 - Correntes no rotor com assimetria no DFIG.....	76
Figura 55 - Velocidade do rotor com assimetria no DFIG.....	76
Figura 56 - Potência gerada pelo DFIG com assimetria.....	77
Figura 57- Tensão da rede elétrica em PU com faltas internas no DFIG medida em B1.....	78
Figura 58 - Tensão na rede elétrica com faltas internas no DFIG medidas em B1.....	78
Figura 59 - Tensão no barramento B5 com falta interna no DFIG.	79
Figura 60 - Potências da geração fotovoltaica com faltas internas no DFIG.	79
Figura 61 - Potências da rede elétrica com faltas internas no DFIG medidas em B1.	80
Figura 62 - Correntes do conversor lado da rede com faltas internas no DFIG.....	81
Figura 63 - Tensão no barramento CC com faltas internas no DFIG.....	81
Figura 64 - Correntes do conversor lado da máquina com faltas internas no DFIG.	82
Figura 65 - Velocidade com faltas internas no DFIG.....	83
Figura 66 - Potências geradas pelo DFIG com faltas internas.	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Parâmetros do gerador de indução de dupla alimentação.....	44
Tabela 2 - Dados do conversor lado da rede e rede elétrica.....	44
Tabela 3 – Ganhos dos PI's do conversor lado da rede.....	48
Tabela 4 - Ganhos dos PI's do conversor lado da máquina.....	48
Tabela 5 - Classificação de eventos de VCTD do submódulo 2.8 do Procedimentos de Rede(ONS).....	53
Tabela 6 - Classificação de eventos de VTCD segundo o IEEE.....	54
Tabela 8 - Afundamentos desequilibrados aplicados.....	67
Tabela 9 - Tipos de falhas e intervalos de tempo.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
GWEC	<i>Global World Energy Council</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SCIG	Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>)
PMSG	Gerador Síncrono de Ímã Permanente (<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>)
DFIG	Gerador de Indução de Dupla Alimentação (<i>Double Fed Induction Generator</i>)
PI	Controlador Proporcional Integral
CLM	Conversor do Lado da Máquina
CLR	Conversor do Lado da Rede
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
DB	Controlador <i>Deadbeat</i>
LQG	Regulador Linear Quadrático Gaussiano (<i>Linear Quadratic Gaussian</i>)
LTR	<i>Loop Transfer Recovery</i>
LQI	<i>Linear Quadratic Regulator with Integral Action</i>
SMIB	<i>Single Machine Infinity Bus</i>
GA	Algoritmo Genético
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
PWM	Modulação por Largura de Pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
IGBT	Transistor bipolar de porta isolada (<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
DSP	Processador Digital de Sinal (<i>Digital Signal Processor</i>)
SPWM	Modulação por Largura de Pulso Senoidal (<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>)
MIMO	Múltiplas Entradas e Múltiplas Saídas (<i>multiple input multiple output</i>)
ONS	Operador Nacional do Sistema
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
STD	<i>Standard</i>
IG	Gerador de Indução(<i>Induction Generator</i>)
IM	Máquina de Indução(<i>Induction Machine</i>)
WT	Turbina Eólica(<i>Wind Turbine</i>)
RMS	Valor eficaz (<i>root mean square</i>)
PU	Valor Por Unidade
AVV	Acionamento a velocidade variável

LISTA DE SÍMBOLOS

V_c	Velocidade constante ou média do vento
V_{ram}	Componente rampa do vento
V_{rui}	Componente ruído do vento
V_{raj}	Componente rajada do vento
V_{vento}	Velocidade do vento
T_{raj}, t_{raj}	Período de duração da rajada e período da rajada respectivamente
t_{iraj}	Tempo de início da rajada
$Rmax$	Valor máximo da rajada
$\Delta\omega$	Varição de velocidade do vento
φ_i	Variável randômica com densidade de probabilidade uniforme de 0 a 2π
N	Número de termos considerados
$S_v(\omega_i)$	Função de densidade espectral
K_N	Coefficiente de arrasto da superfície
F	Vetor força
μ	Velocidade principal do vento na altura de referência
$RAMmax$	Valor máximo da rampa
t_{iram}	Tempo de início da rampa
t_{fram}	Tempo final da rampa
L_g	Características indutivas da rede e gerador
L_f	Indutores do filtro troifásico
s	Escorregamento
ω_r	Velocidade de rotação do rotor
ω_s	Velocidade síncrona da máquina
P_r	Potência ativa do rotor
P_s	Potência ativa do estator
P_T	Potência total
V_a, V_b e V_c	Tensão na fase a , tensão na fase b e tensão na fase c respectivamente
K	Invariância em potência
V_α, V_β	Tensão no eixo alfa e tensão no eixo beta respectivamente.
Θ	Ângulo de diferença entre o eixo a e q , é a fase da rede
V_d	Tensão no eixo d
V_q	Tensão no eixo q
v_{sA}, v_{sB}, v_{sC}	Tensão na fase A, B e C do estator respectivamente
i_{sA}, i_{sB}, i_{sC}	Corrente na fase A, B e C do estator respectivamente
$\lambda_{sA}, \lambda_{sB}, \lambda_{sC}$	Fluxo magnético enlaçado na fase A, B e C do estator respectivamente
R_s, R_r	Resistência no estator e rotor respectivamente.
v_{rA}, v_{rB}, v_{rC}	Tensão na fase A, B e C do rotor respectivamente
i_{rA}, i_{rB}, i_{rC}	Corrente na fase A, B e C do rotor respectivamente
$\lambda_{rA}, \lambda_{rB}, \lambda_{rC}$	Fluxo magnético enlaçado na fase A, B e C do rotor respectivamente
V_{dr}, V_{ds}	Tensão no eixo d do rotor e estator respectivamente

V_{qr}, V_{qs}	Tensão no eixo q do rotor e estator respectivamente
i_{dr}, i_{ds}	Corrente no eixo d do rotor e estator respectivamente
i_{qr}, i_{qs}	Corrente no eixo q do rotor e estator respectivamente
$\lambda_{dr}, \lambda_{ds}$	Fluxo no eixo d do rotor e estator respectivamente
$\lambda_{qr}, \lambda_{qs}$	Fluxo no eixo q do rotor e estator respectivamente
L_{ls}, L_{lr}	Indutância de dispersão do estator e rotor respectivamente
L_m	indutância magnetização
ω_{sl}	Frequência angular de escorregamento
ω_r, ω_s	velocidade de rotação do rotor e velocidade síncrona da máquina
s	Escorregamento
C	Capacitor
V_{dc}	Tensão no barramento CC
I_{oc}	Corrente no barramento CC do conversor do lado da rede elétrica
R_{st}, L_{st}	Resistência e indutância do filtro do conversor do lado da rede elétrica
R_{th}, L_{th}	Resistência e indutância Thevenin da rede elétrica
I_{cc}	Corrente no barramento CC
R_{st}, L_{st}	Resistência e indutância do conversor do lado da máquina
σ	Fator de dispersão
θ_r	Ângulo entre o eixo direto do rotor com o sistema de eixos estacionários fixos no estator
θ_s	Ângulo entre o eixo direto do estator e o mesmo sistema de eixos estacionários
θ_{sl}	Ângulo de escorregamento
i_{ms}	Corrente de magnetização da máquina
L_s, L_r	Indutâncias próprias do estator e rotor respectivamente
T_e	Conjugado Eletromagnético desenvolvido pela máquina
H_t	Constante de inércia da turbina
D_t	Constante de amortecimento
K_P	Ganho proporcional
K_I	Ganho integral
A	Matriz do sistema
B	Matriz de entrada
C	Matriz de saída
D	Matriz de transmissão
$Y(t)$	Vetor de saída
$X(t)$	Vetor de estados
$U(t)$	Vetor de entrada
R	Matriz de Ponderação do Controle
Q	Matriz de Ponderação do Estado
K	Matriz de realimentação de estado ótima
ΔR	porcentagem da resistência da fase balanceada
R_{ex}	Resistência variável externa
R_r	Resistência da fase do rotor

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1. Revisão Bibliográfica	18
1.1.1 Parte 1	18
1.1.2 Parte 2	22
1.2. Objetivo	25
1.3. Principais Contribuições do Trabalho.....	25
1.4. Estrutura do Trabalho	26
1.5. Publicações Originadas deste Trabalho	26
2. MODELAGEM DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA	27
2.1. Modelagem do Vento.....	27
2.2. Funcionamento do Sistema de Geração de Energia Usando DFIG	28
2.3. Conversor Usado no Sistema.....	30
2.4. Controle Vetorial	31
2.4.1 Transformada de Clarke.....	31
2.4.2 Transformada de Park.....	32
2.4.3 Circuito de Sincronismo PLL (Phase Locked Loop).....	34
2.4.4 Modelagem do DFIG	35
2.4.5 Controle do Conversor do Lado da Rede(CLR) do DFIG.....	37
2.4.6 Controle do Conversor Lado da Máquina(CLM) do DFIG.....	39
2.5. Modelo do Sistema no Espaço de Estados.....	42
2.5.1 Equação de Estados do Sistema.....	42
3. PROJETO DOS CONTROLADORES	43
3.1. Malhas de Controle do DFIG.....	43
3.2. Malha de Controle do Conversor Lado da Rede Considerando Controladores PI ...	44
3.3. Malha de Controle do Conversor Lado da Máquina.....	45
3.4. Sintonia dos ganhos dos controladores PI	46
3.5. Controle LQR com Ação Integral (LQI) Aplicado ao Modelo no Espaço de Estados	48
3.6. Matrizes com valores Calculados	51
4. SISTEMA DFIG APLICADO A REDE ELÉTRICA	53
4.1. Afundamentos de Tensão.....	53
4.2. Falhas Internas	55
4.3. Rede Elétrica com DFIG.....	57
4.4. Geração Fotovoltaica de Tauá-CE.....	58
5. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO.....	60
5.1. Cenário 01: Afundamentos Equilibrados em B1 e B5.....	60

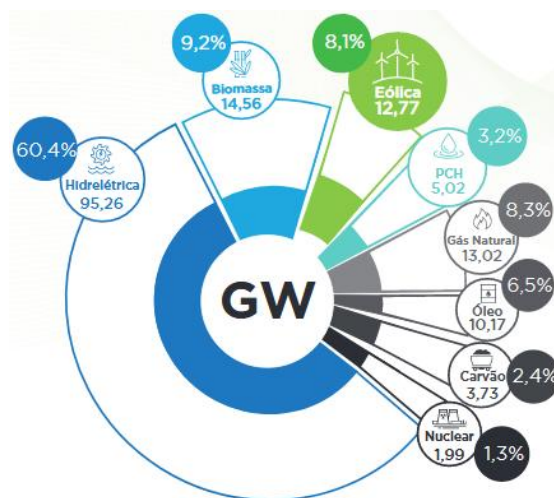
5.2.	Cenário 02: Afundamentos Desequilibrados	66
5.3.	Cenário 03: Assimetria Elétrica no Rotor	72
5.4.	Cenário 04: Falhas internas nos terminais do DFIG.....	77
6.	CONCLUSÃO	85
6.1.	Sugestão de Trabalhos Futuros	85
7.	REFERÊNCIAS.....	86

1. INTRODUÇÃO

Um dos principais fatores ligado ao progresso econômico de um país e qualidade de vida de sua população está relacionado a disponibilidade de energia. No caso do Brasil, até pouco tempo, a matriz energética dependia fortemente de usinas hidrelétricas (Rampinelli & Junior, 2012). Com o avanço da tecnologia e descoberta de novas fontes, a matriz energética brasileira passou a ficar mais diversificada. Dentre as diferentes fontes de energia, a eólica e a solar vêm expandindo em um ritmo maior principalmente pelo enorme potencial que o país possui (Pereira & Martins, 2018).

Conforme mostrado na figura 1, ao final do ano de 2017, o Brasil possuía 12,77 GW de potência eólica instalada representando 8,1% da matriz elétrica brasileira, houve um aumento de 18,87% quando comparando com a potência instalada ao final de 2016 (10,74 GW) (ABEEólica, 2017). Apesar do ritmo de expansão a potência solar instalada não está representada na figura 1, isso porque sua fatia proporcional, comparada as demais fontes, ainda é pequena. As hidrelétricas representam a maior parte da matriz elétrica com 95,26 GW de potência instalada com uma fatia de 60,4% da matriz total brasileira.

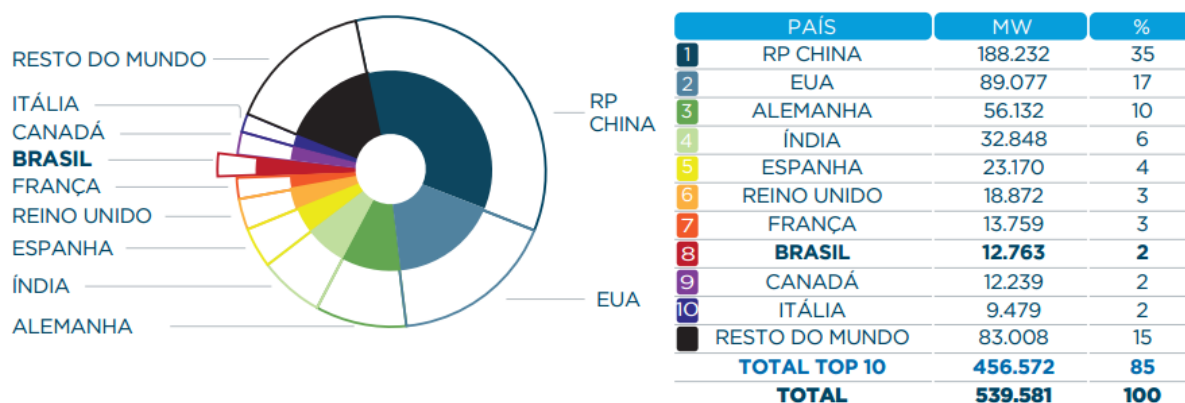
Figura 1 - Matriz elétrica brasileira em gigawatts (GW)



Fonte: (ABEEólica, 2017).

Fatores que colaboram para o crescimento do setor eólico são a constância do vento e o fator de capacidade de geração eólica do Brasil. Comparado com os países de maior capacidade eólica instalada no setor, em 2017 o Brasil passou a ocupar a 8ª posição, em 2012 o país estava alocado na 15ª posição. Na figura 2 é visto todos os países de maior capacidade, em primeiro encontra-se a China e em segundo os Estados Unidos.

Figura 2 - Capacidade eólica instalada 2017



Fonte: (ABEEólica, 2017).

Em termos de expansão, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia, PDE 2024 (EPE, 2015), publicado pelo ministério de Minas de Energia(MME) e Empresa de Pesquisa Energética(EPE), a capacidade eólica instalada do Brasil deverá chegar a 24GW até dezembro de 2024. Isso significa que o setor continua em expansão, com isso pesquisas são necessárias procurando melhores formas de aproveitar o potencial eólico brasileiro que vão desde estudos de locais com ventos propícios para geração até o desenvolvimento de novas tecnologias de aproveitamento da força dos ventos para geração de energia.

1.1. Revisão Bibliográfica

A parte 1 da revisão bibliográfica aborda alguns trabalhos com estratégias de controle aplicadas nos últimos anos em geradores eólicos. Explica-se inicialmente os tipos de turbinas existentes para em seguida focar no gerador de indução de dupla alimentação. A parte 2 aborda trabalhos voltados a análise de problemas no sistema de geração eólica que podem ocorrer na rede elétrica ou nas partes internas do próprio gerador. Na maioria dos trabalhos os problemas relatados são afundamentos de tensão e problemas internos da máquina como faltas e assimetrias elétricas nos terminais do gerador, são analisados os impactos das perturbações, estratégias de controle, detecção dos problemas e formas de proteção do gerador.

1.1.1 Parte 1

Os tipos de turbinas comumente usadas para geração eólica são geradores de indução do tipo gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator, SCIG*) de velocidade fixa(na qual é ligado diretamente à rede elétrica que impõe a velocidade) e turbinas de velocidade variável (que utilizam conversores para adequar o funcionamento ao variar a velocidade) como SCIG para velocidade variável, gerador síncrono de ímã permanente (*Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG*) e de rotor bobinado e o gerador de indução de duplamente

alimentado (*Double Fed Induction Generator*, DFIG). Mais detalhes sobre os tipos de turbinas eólicas podem ser encontradas em (Pinto,2012).

Atualmente nos sistemas de conversão de energia eólica, as turbinas eólicas de velocidade variável com DFIG são praticamente dominantes (Mansouri ,Nayeripour & Negnevitsky, 2016), (Da Silva *et al.*, 2017), (Rocha, 2018). Conforme (Pinto, 2012), (Taveiros, 2014), (Jing, 2012) e (Oliveira *et al.*, 2012) algumas das principais vantagens de um sistema de geração usando DFIG são:

- Desacoplamento e controle das potências ativa e reativa através do controle das tensões nos terminais do rotor;
- Possibilidade de controle do fator de potência;
- Facilidade de construção e manutenção comparada aos geradores síncronos;
- Conexão direta do estator a rede elétrica com fluxo de potência que passa pelos conversores é de 20% a 30% da potência total;
- É atrativo para sistemas de conversão de energia eólica com potência acima de 1MW;
- Possibilidade de trabalho com velocidade variável em frequência constante com conversores eletrônicos de baixo custo comparado as demais máquinas.

Sobre a utilização deste sistema, diversos trabalhos são encontrados em congressos e teses acadêmicas. Um dos primeiros trabalhos de destaque foi apresentado em 1991 por (Yamamoto & Motoyoshi, 1991), nele foi tratado estudos de um DFIG voltado ao controle das potências ativa e reativa de maneira desacoplada, mas apresentava pouca flexibilidade operacional utilizando um cicloconversor no rotor (Silva, 2006). Em 1992, no trabalho de (Xu & Tang, 1992), utilizou o controle por orientação do campo girante do estator na qual, segundo (Silva, 2006), o sistema de geração com velocidade variável e frequência constante apresentou elevado desempenho.

Um projeto de controle de um DFIG, utilizando controladores proporcional-integral (PI) e conversores eletrônicos fonte de tensão na configuração *back-to-back* foi desenvolvido por (Pena *et al.*, 1996). Nesta topologia as bobinas do rotor são alimentadas por um conversor do lado da máquina ou gerador (CLM) enquanto que o outro conversor fica conectado à rede elétrica, conhecido como conversor do lado da rede (CLR). O CLR faz o monitoramento e regulação da tensão do elo CC e a função do CLM é o controle vetorial orientado pelo campo no DFIG (Machado, 2013), a chaves dos dois conversores são controladas através de modulação PWM e o CLR é sincronizado com a rede elétrica através de um circuito PLL (*Phase*

Locked Loop). Ainda neste trabalho foi elaborado um sistema experimental de geração e, conforme (Pena *et al.*, 1996), o resultado do controle vetorial no experimento foi satisfatório proporcionando um fluxo bidirecional de potência ativa com pouca variação e baixa distorção harmônica. Este trabalho tornou bastante popular a utilização de PI para controle do DFIG pois os ajustes dos ganhos destes componentes foram feitas de maneira mais simples, foi obtido respostas satisfatórias mesmo sem muita robustez.

O trabalho de (Muller, 2002) procurou mostrar como geradores de velocidade variável, como o DFIG, tornou-se uma alternativa viável quando comparados com turbinas de velocidade constante, já que estas dependem das características mecânicas. As vantagens foram maiores no momento que a potência tornou-se maior que 1 MW, outra questão apontada que a torna atrativa foi a redução de custo em relação as demais por não necessitar de um conversor ligado entre os terminais do estator e a rede.

No caso de (Timbus *et al.*, 2009) foram realizadas análises e avaliações dos diferentes controladores usados nos sistemas de geração distribuídos focando principalmente no controlador PI clássico, proporcional-ressonante e controlador *deadbeat* (DB). Neste artigo, o desempenho dos controladores foi avaliado em condições de regime permanente, transitório (como variações de potência de entrada e faltas na rede), ainda foram avaliadas as contribuições dos controladores na distorção harmônica total da corrente na rede. Foi exposto o modelo da planta como debatido a respeito dos projetos dos controladores, a conclusão do artigo foi a de que os controladores apresentaram comportamento satisfatório.

Ao longo dos anos surgiram novas estratégias para realizar o dimensionamento do controle destes sistemas utilizando técnicas de programação, um exemplo disso é o trabalho feito por (Almeida, 2004) na qual foram considerados controladores baseados em lógica *fuzzy* para monitorar e controlar a velocidade do rotor e a tensão terminal do conversor conectado ao rotor, o que resultou em um melhor amortecimento das correntes do rotor em relação ao PI.

Utilizando algoritmos genéticos, (Oliveira, Silva & Silva, 2008) propôs uma nova estratégia de controle de potência reativa fornecendo um comportamento bastante razoável e com bastante robustez para diferentes condições de trabalho. Na dissertação de (Marchi, 2011) usou-se um controlador *perceptron* de múltiplas camadas para o controle direto de potência de um DFIG. Neste trabalho ele não precisou de controladores de corrente e esse controlador gerou os sinais de eixo em quadratura e direto da tensão do rotor, essa metodologia mostrou-se eficiente para o controle das potências ativa e reativa de modo independente e com baixa oscilação mesmo com variações de velocidade.

Outras técnicas como as de controle robusto e ótimo como LQG/LTR (*Linear Quadratic Gaussian with Loop Transfer Recovery*) com ação integral (LQG/LTRI) ou LQI (*Linear Quadratic Regulator with Integral Action*) também começaram a ser aplicadas. Em (Pinto *et al.*, 2010), o controle do DFIG foi feito utilizando LQI, a representação da planta foi desenvolvida no espaço de estados de modo que fosse possível projetar os controladores. Os resultados apresentados mostraram o controle satisfatório das correntes possibilitando o controle das potências ativa e reativa em separado. Outro resultado positivo foi com relação ao controle da velocidade que, mesmo com aplicação de distúrbios, seguiu o valor de referência.

Utilizando uma estratégia de controle ótimo LQI, (Albuquerque *et al.*, 2016) fez uma análise do sistema eólico com DFIG diante de um perfil variável de vento. Neste trabalho foi feito a modelagem matemática do vento, da turbina eólica e do gerador. Diante de diferentes perfis de vento, o sistema suportou variações de velocidade indicando que o controle respondia de maneira eficiente com desempenho satisfatório. O trabalho de (Aragão *et al.*, 2016) descreve o comportamento do sistema eólico ao estar presente distorções harmônicas na rede elétrica ligada ao gerador DFIG, foi realizado um estudo comparativo entre o controle PI, o controle ótimo LQI e um compensador ressonante. Os resultados mostraram um desempenho superior do PI em relação ao LQI e uma menor distorção da corrente da rede ao utilizar compensador ressonante.

Um aprimoramento de estabilidade usando LQR no controle do ângulo de passo (*pitch control*) de um DFIG foi proposto no trabalho de (Islam *et al.*, 2016). O LQR neste caso ajusta o ângulo de passo (*pitch angle*) da pá da turbina quando uma função de controle de ângulo de passo é gerado, o objetivo foi aproveitar a aerodinâmica da pá para extrair a potência máxima mecânica. Simulações foram realizadas com comparação entre o LQR e um controle PI, o resultado da proposta mostrou-se satisfatória mesmo quando aplicado perturbações no sistema.

No trabalho apresentado por (Bhushab *et al.*, 2016) foi realizada uma comparação entre LQR baseado em algoritmo genético(GA) e a técnica convencional do LQR quando ocorrem perturbações de tensão no estator. O GA faz o ajuste automaticamente das matrizes de ponderação do LQR levando um tempo menor que o outro método. Na simulação apresentada, os resultados mostraram que a estabilidade do sistema DFIG foi aprimorada quando introduzido o controle LQR baseado em GA além de apresentar uma maior robustez quando comparado com o outro método.

1.1.2 Parte 2

Uma preocupação que envolve sistemas de geração eólica é referente a suportabilidade a distúrbios principalmente quando conectado a outras gerações e cargas em uma rede elétrica complexa. Em (Stojcic *et al.*, 2013) fica evidente que o tempo de inatividade do DFIG, por causa de problemas, pode ocasionar elevadas perdas econômicas. Além disso o acesso é mais difícil já que boa parte das turbinas eólicas estão localizadas em regiões distantes, a manutenção e o uso de equipamentos como guindastes aumentam o custo de energia (Nie & Wang, 2013). O monitoramento da condição do gerador é obrigatório para atender às demandas de confiabilidade e eficiência de custos (Stojcic *et al.*, 2013), simulações também contribuem para a detecção dos problemas através da análise do comportamento da máquina. A intensidade dos distúrbios e propagação de seus efeitos varia de acordo com o tipo de problema ocorrido, em que ponto aconteceu e características do circuito (Kempner, 2016).

Um dos problemas conhecidos é o afundamento de tensão momentâneo que interfere nos sistemas de geração de energia. Conforme (Bollen, 1997) os acionamentos a velocidade variável (AVV) são particularmente sensíveis ao afundamento de tensão. Utilizando simulações computacionais, (Moreira, 2008) faz uma avaliação do impacto de afundamentos de tensão em AVV. Ele observou o conjugado eletromagnético, corrente e tensão no capacitor do elo CC, corrente eficaz de entrada e nos diodos da ponte retificadora a queda de tensão. Uma de suas conclusões afirma que o número de desligamentos por subtensão pode ser atenuado aumentando a capacitância, porém causa elevação no número de sobrecorrentes trazendo redução da suportabilidade do sistema. No mesmo trabalho, (Moreira, 2008) afirma que a com a alta quantidade de trovoadas em uma determinada região, tamanho do sistema de transmissão e distribuição do Brasil e a quantidade de AVV justifica a pesquisa sobre o impacto dos afundamentos de tensão sobre estes equipamentos.

Em seu trabalho (Mendes, 2009) faz um estudo da influência dos afundamentos de tensão equilibrado e desequilibrado em um DFIG conectado a rede através de simulações computacionais e uma bancada experimental, o objetivo é analisar formas de melhorar a robustez do sistema. Como melhoria ele verificou que, para afundamentos equilibrados, o dispositivo de proteção “*crowbar*” mostra-se eficiente ao proteger o conversor do lado da máquina de sobrecorrentes por desconectar o DFIG da rede. *Crowbar* é um banco de resistores conectado aos enrolamentos do rotor através de chaves semicondutoras controladas. Outra melhoria seria no uso da estratégia de controle da corrente de magnetização que atenua de forma mais rápida o fluxo de estator, diminuindo oscilações de potência, torque e sobrecorrentes.

Como sugestão (Mendes, 2009) recomenda a análise dos impactos dos afundamentos com outras estratégias de controle.

Em (Lima *et al.*, 2010) uma nova estratégia de controle para o conversor lado da máquina de um DFIG foi proposta, o intuito era melhorar a capacidade de condução de baixa tensão em cenários com afundamentos, isso se tornou uma questão de grande interesse para os fabricantes de turbinas eólicas. Além disso, segundo a mesma referência, foi dada uma grande importância a respeito da capacidade dos geradores de energia eólica de permanecerem conectados à rede ao ocorrer quedas de tensão da rede.

Em (Rahimi *et al.*, 2014) foi proposto o uso conjunto do controle do conversor do lado da máquina e de um resistores assimétricos de amortecimento do estator colocado em série com cada enrolamento do estator. Neste arranjo os resistores são ativados somente quando alguma das fases está com nível baixo de tensão, a corrente do rotor é controlada de tal forma que nenhuma tensão de desequilíbrio aparece na tensão do estator.

Uma comparação entre estratégias de controle (controle de domínio de seqüência, controle de potência direta e controle convencional de corrente) do conversor lado da rede do DFIG foram feitas por (Baggu *et al.*, 2015). Neste trabalho procurou-se melhorar a qualidade de potência durante afundamentos desequilibrados de tensão. Foram analisadas condições com distorções de corrente, potências ativa e reativa e os distúrbios de tensão. Ao final apresentou-se uma técnica de controle de potência direta modificada que combina vantagens das duas primeiras, ela trouxe menor distorção harmônica, menor variação da tensão do barramento CC, menores distorções através da modificação das potências durante os afundamentos.

Um controlador ressonante modificado foi proposto por (Mendes *et al.*, 2015), foram apresentados os resultados da simulação de um sistema de 2 MW e os resultados experimentais de uma bancada de teste de 25 kW. Os resultados experimentais comprovaram a eficácia dessa estratégia, porém a sua correta operação depende do limite de tensão do conversor. Outra análise a respeito de DFIG sob afundamentos de tensão é encontrado em (Osorio *et al.*, 2017) na qual é usado controle *deadbeat*. No mesmo trabalho dois cenários são analisados: Em um o gerador é forçado a gerar potência reativa e manter a potência ativa em zero e no outro, o gerador deve manter as correntes do rotor dentro de níveis seguros para evitar danos aos enrolamentos durante a queda de tensão. Sob certas condições o primeiro cenário poderia ser prejudicial ao gerador ou ao conversor e no segundo preservava a integridade do DFIG mas não entregava reativos ao sistema.

Em (Jacomini *et al.*, 2018) foi apresentado uma estratégia denominada “*set finite control*” aplicado ao controle de potência direta para DFIG sob operação normal e de

afundamento, os resultados obtidos em uma bancada de teste experimental mostraram que o controlador evitou que o DFIG tivesse altos picos de correntes de estator e rotor durante a queda de tensão. O trabalho de (Ma *et al.*, 2018) propôs a aplicação de um modelo fonte de corrente baseada em modelo de geração eólica do DFIG para análise de estabilidade em sistemas de potências, a proposta do modelo foi validada através de análise do modelo sob condições de faltas simétricas e assimétricas.

Assim como o DFIG pode ter seu desempenho comprometido por perturbações ocorridas na rede elétrica, problemas relacionados aos conversores e falhas internas da máquina podem intervir de maneira negativa no rendimento do gerador e por consequência na produção de energia. (Da Silva *et al.*, 2017) afirmou que além do monitoramento da máquina, é importante analisar a interação entre a turbina eólica e a rede no momento de distúrbios internos e externos à topologia DFIG. Esses problemas podem ser de origem elétrica e/ou mecânica, (Zaggout, 2013) classificou as falhas internas na máquina em dois tipos:

- Falhas elétricas no rotor e no estator.
- Falhas mecânicas no rotor.

Segundo (Zaggout, 2013), esses problemas podem causar distúrbios na corrente, tensão e fluxo, harmônicos, sobreaquecimento dos enrolamentos, aumento de perdas, desgaste da máquina. Dentre os tipos de falhas internas, é dado ênfase neste trabalho dois tipos de falhas internas: A assimetria elétrica no rotor e as faltas internas (curto-circuito) nos terminais do rotor e estator. Para (Lu *et al.*, 2004) é importante analisar curto-circuito nos enrolamentos do estator, pois outras falhas podem ocorrer por consequência deste defeito. Segundo (Da Silva *et al.*, 2017) a literatura ainda carece da análise do comportamento do DFIG no momento de faltas além da trifásica nos terminais do estator e do rotor.

Uma análise da corrente de curto circuito do DFIG foi feita por (Morrem *et al.*, 2007) levando em conta a proteção *crowbar* instalada no circuito do rotor. As equações foram desenvolvidas para a corrente máxima de curto-circuito e comparada com simulações, é comentado que o pior caso é quando ocorre curto-circuito nos terminais da máquina de indução. (Junqing *et al.*, 2013) afirma que faltas internas como curto-circuito em enrolamento é o principal tipo de falta em DFIG. No trabalho de (Da Silva, 2018) foi feito uma análise de comportamento transitório de um DFIG conectado a rede elétrica simulando faltas nos terminais do rotor e estator, as faltas simuladas foram monofásica, bifásica e trifásica. Analisou-se por gráficos de grandezas medidas em vários pontos além de projetar proteções para o sistema.

Embora as assimetrias do rotor não façam inicialmente com que uma máquina falhe, elas podem ter sérios efeitos secundários (Zaggout, 2013). Em um gerador de indução gaiola de esquilo, por exemplo, as falhas nas barras (como quebra) podem resultar em danos no enrolamento do estator (Rodríguez-Cortés *et al.*, 2004), isso pode inutilizar a máquina. No gerador de indução, normalmente as falhas do rotor iniciam com uma pequena fratura ou ponto de alta resistividade no enrolamento do rotor (Vaimann & Kallaste, 2011), a distribuição das correntes do rotor pode ficar desproporcional causando sobreaquecimento e futuramente ruptura do enrolamento. De acordo com (Mengoni *et al.*, 2015) e (Gritli *et al.*, 2017) um dos principais fatores e falha em geradores para turbinas eólicas é o desequilíbrio elétrico do rotor.

Muitos trabalhos de detecção de falhas são relatados em artigos científicos, no artigo de (Zaggout *et al.*, 2014) foi feita a detecção usando resultados de experimentais e simulados foram mostrados confirmando que a análise do espectro dos sinais de malha de controle propostos fornece detecção de assimetria de maneira eficiente e sensível. O trabalho de (Ibrahim *et al.*, 2018) tratou da detecção de assimetrias elétricas no rotor em turbinas eólicas com DFIG. Neste trabalho foi comparado a estratégia do filtro de Kalman efetivo com os métodos da transformada contínua de Wavelet e transformada de Fourier discreta localizada iterativa. Os resultados mostraram que a primeira estratégia rastreou e indicou a gravidade das falhas ao longo do tempo proporcionando ganhos significativos tanto na eficiência computacional quanto na precisão do diagnóstico de falhas.

1.2. Objetivo

Analisar o sistema baseado em um gerador de indução duplamente alimentado interligado a uma rede elétrica com geração solar na presença de perturbações como afundamentos de tensão na rede elétrica e falhas internas do gerador eólico utilizando os controladores PI e LQI.

1.3. Principais Contribuições do Trabalho

1. Analisar o sistema durante afundamentos equilibrados.
2. Analisar o sistema durante afundamentos desequilibrados.
3. Analisar o sistema durante assimetrias elétricas no rotor.
4. Analisar o sistema durante faltas internas.
5. Aplicar técnicas de controle e analisar o comportamento durante as perturbações.

1.4. Estrutura do Trabalho

O trabalho divide-se em seis capítulos incluindo o introdutório. O capítulo dois descreve sobre a modelagem do sistema DFIG e o funcionamento do conversor *back-to-back*. Como este conversor é resultado da junção de dois conversores, é apresentado o modo de atuação do conversor do lado da máquina (CLM) e do conversor do lado da rede (CLR) e qual a função de ambos. É apresentado a forma de sincronia com a rede elétrica utilizando um PLL e do controle vetorial.

No capítulo três, é tratado detalhadamente sobre as técnicas de controle PI e LQI e como aplicá-los ao DFIG. Para o controle PI é mostrado uma técnica de sintonização e as malhas nas quais são aplicados. Descreve-se sobre a técnica LQI de controle e a forma de aplicação desta no sistema, os dados sobre os sistemas também são mostrados juntamente com as matrizes de ponderação para o controle LQI.

O capítulo quatro está focado nos tipos de problemas que podem interferir no desempenho do DFIG em uma rede elétrica, também são relatados os problemas relacionados à rede elétrica na qual o DFIG encontra-se inserido juntamente com uma geração solar.

No capítulo cinco são apresentados os resultados das simulações e análises do comportamento do DFIG ao ocorrer as perturbações expostas no capítulo quatro. São explicados em quais locais da rede elétrica são aplicados esses distúrbios, estes eventos são analisados para os dois tipos de controle aplicados.

No capítulo seis apresenta-se a conclusão deste estudo com sugestões de trabalhos futuros.

1.5. Publicações Originadas deste Trabalho

Durante o desenvolvimento da pesquisa foi gerado o seguinte artigo científico:

- ARAÚJO, L. R.; PINTO, V. P.; ALBUQUERQUE, L. T.; ALMEIDA, R. N. C.; MACHADO, I. R.; ALVES, F. K. P. **Controle Ótimo Aplicado ao Gerador de Indução Duplamente Alimentado em uma Rede com Geração Fotovoltaica Diante de Afundamentos de Tensão Equilibrado e Desequilibrado**. 14th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – INDUSCON 2018

2. MODELAGEM DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Este capítulo apresenta a modelagem do vento, o funcionamento do sistema de geração de energia usando o DFIG, a modelagem do controle vetorial e do DFIG, assim como as características do controle aplicado no sistema. O DFIG é uma máquina elétrica de corrente alternada assíncrona de indução cujo rotor é bobinado. Para geração eólica os enrolamentos do estator são ligados diretamente a rede elétrica enquanto que os do rotor são ligados de maneira indireta através de conversores (Pena *et al.*, 1996).

2.1. Modelagem do Vento

A combinação da velocidade média (V_{base}) e componentes rampa (V_{ram}), ruído (V_{rui}) e rajadas (V_{raj}) do vento permitem retratar diversas circunstâncias para estudo dos ventos modelado pela seguinte equação (Carvalho, 2006):

$$V_{vento} = V_{base} + V_{ram} + V_{rui} + V_{raj} \quad (1)$$

A velocidade de base pode ser representada por uma função degrau ou uma função constante (Carvalho, 2006). O vento em rajada é representado por (2) e (3).

$$V_{raj} = \begin{cases} 0, & t < t_{iraj} \\ V_c, & t_{iraj} < t < t_{iraj} + T_{raj} \\ 0, & t > t_{iraj} + T_{raj} \end{cases} \quad (2)$$

$$V_c = \left(\left(\frac{R_{max}}{2} \right) \cdot \left\{ 1 - \cos(2\pi) \left[\left(\frac{t}{t_{iraj}} \right) - \left(\frac{t_{iraj}}{T_{raj}} \right) \right] \right\} \right) \quad (3)$$

Na qual o período da rajada, tempo de início da rajada e valor máximo da rajada são T_{raj} , t_{iraj} e R_{max} respectivamente. O ruído descreve o comportamento aleatório, descrito por (4), (5) e (6) (Carvalho, 2006). Nestas fórmulas, φ_i é uma variável randômica variante entre 0 a 2π , $\Delta\omega$ é uma variação de velocidade do vento, N é o número de termos considerados, μ é a velocidade principal do vento na altura de referência, F é a escala de turbulência e K_N coeficiente de arrasto da superfície.

$$V_{rui} = 2 \cdot \sum_{i=1}^N [S_v(\omega_i) \cdot \Delta\omega]^{1/2} \cdot \cos(\omega_i \cdot t + \varphi_i) \quad (4)$$

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2} \right) \cdot \Delta\omega \quad (5)$$

$$S_v(\omega_i) = \frac{2 \cdot K_N \cdot F^2 \cdot |\omega_i|}{\pi^2 \cdot \left[1 + \left(\frac{F \cdot \omega_i}{\mu \cdot \pi} \right)^2 \right]^{4/3}} \quad (6)$$

O vento em rampa é representado por (7) e (8) (Carvalho, 2006). O valor máximo da rampa é $RAMmax$, t_{iram} e t_{fram} é o tempo de início e fim da rampa respectivamente.

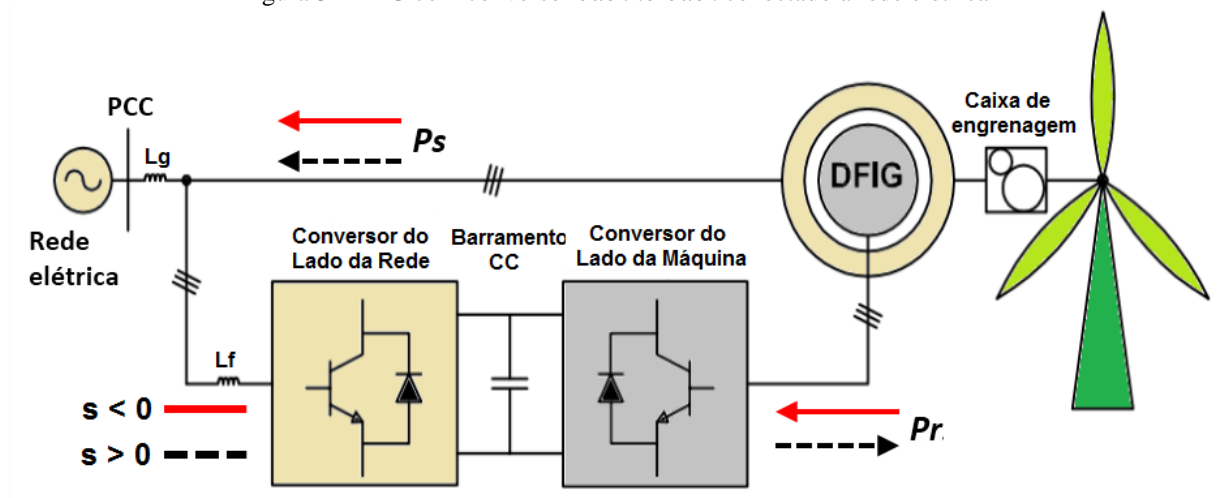
$$V_{ram} = \begin{cases} 0, & t < t_{iram} \\ V_{ramp}, & t_{iram} < t < t_{fram} \\ 0, & t > t_{fram} \end{cases} \quad (7)$$

$$V_{ramp} = \left(RAMmax \cdot \left\{ 1 - \frac{(t - t_{fram})}{(t_{iram} - t_{fram})} \right\} \right) \quad (8)$$

2.2. Funcionamento do Sistema de Geração de Energia Usando DFIG

Com a acessibilidade dos enrolamentos do estator e rotor desta máquina, é possível realizar o controle das correntes dos dois enrolamentos. A configuração do sistema de geração eólica e acionamento do DFIG mostrada na figura 3 é conhecida como Scherbius Estático (Pinto, 2012), (Theodoro, 2016). As bobinas do estator são interligadas diretamente a rede elétrica enquanto que as do rotor são conectadas a rede elétrica de maneira indireta, ou seja, há um conjunto de conversores eletrônicos de potência que alimentam as bobinas do rotor, L_f que são os indutores do filtro trifásico e o L_g , as características indutivas da rede e gerador.

Figura 3- DFIG com conversor *back-to-back* conectado à rede elétrica



Fonte: Autoria própria.

Na situação da figura 3, o DFIG está operando como gerador. Com relação a velocidade de rotação do rotor, o DFIG pode operar de dois modos: No modo subsíncrono e supersíncrono. Isso é determinado de acordo com o escorregamento como uma função da velocidade (s) expresso por (9):

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (9)$$

Na qual ω_r é a velocidade de rotação do rotor e ω_s é a velocidade síncrona da máquina, as duas velocidades são dadas em RPM. No modo subsíncrono o escorregamento é positivo, isso quer dizer que a velocidade de rotação do rotor é menor que a velocidade síncrona da máquina.

$$\omega_s > \omega_r \rightarrow s > 0 \quad (10)$$

No modo supersíncrono o escorregamento é negativo, a velocidade de rotação do rotor é maior que a velocidade síncrona, ou seja:

$$\omega_s < \omega_r \rightarrow s < 0 \quad (11)$$

No modo síncrono o escorregamento é igual a zero, isso porque a velocidade do rotor é igual a velocidade síncrona, no caso:

$$\omega_s = \omega_r \rightarrow s = 0 \quad (12)$$

O valor da potência total (P_T) entregue à rede elétrica é igual a soma das potências do rotor (P_r) e do estator (P_s), isso desconsiderando perdas e a máquina em regime permanente:

$$P_T = P_r + P_s \quad (13)$$

Na qual a relação entre as potências do rotor e estator podem ser dadas da seguinte forma:

$$P_r = -s \cdot P_s \quad (14)$$

A potência mecânica do eixo é dada por (Salles, 2009);

$$P_m = P_s(1 - s) \quad (15)$$

Analisando a relação entre as potências e o valor do escorregamento s , observando a figura 3 considerando o DFIG operando como gerador, pode-se entender que:

Quando o DFIG opera com velocidade subsíncrona:

- $s > 0$ ($\omega_s > \omega_r$), $P_r > 0$ e $P_s < 0$ significando que o rotor consome potência ativa da rede, logo o fluxo da potência será da rede para o rotor.

Quando o DFIG opera com velocidade supersíncrona:

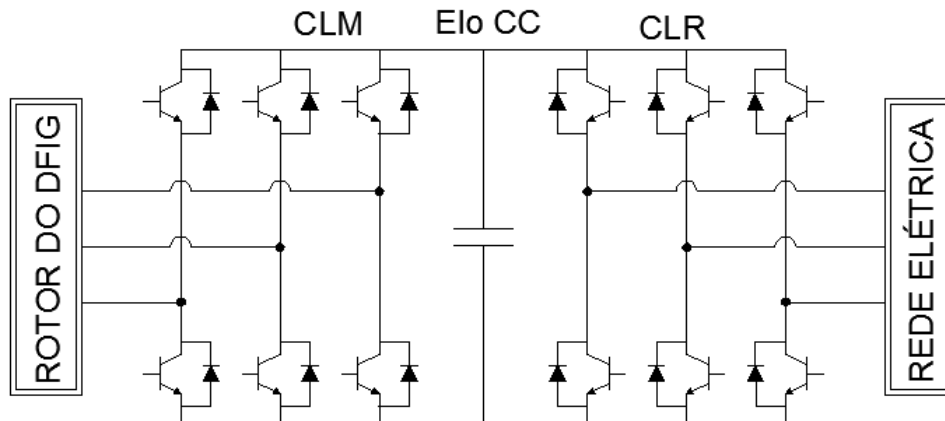
- $s < 0$ ($\omega_s < \omega_r$), $P_r < 0$ e $P_s < 0$ significando que o rotor entrega potência ativa da rede, logo o fluxo da potência será do rotor para a rede.

Nas duas condições da figura 3, o estator fornece energia para a rede elétrica ($P_s < 0$) e o rotor depende da velocidade. Assim, quando o valor de potência é positivo significa que está consumindo energia e negativo significa que está fornecendo a rede.

2.3. Conversor Usado no Sistema

O sistema de conversão utilizado é formado por dois conversores fonte de tensão interligados por um elo ou barramento CC (corrente contínua) formado por capacitores, essa topologia é conhecida como *back-to-back* mostrado com mais detalhes na figura 4. Algumas literaturas referem-se como conversor CA-CC-CA já que os enrolamentos do rotor e do estator trabalham com corrente alternada e o elo CC com corrente contínua.

Figura 4 – Conversor *back-to-back* com elo CC.



Fonte: Autoria própria

Cada conversor é formado por seis chaves semicondutoras que são acionadas por um sinal resultado da modulação PWM (modulação por largura de pulso), normalmente é utilizado transistor bipolar de porta isolada (IGBT, *Insulated Gate Bipolar Transistor*) para o chaveamento. Em cada braço há dois IGBT's que devem funcionar de forma complementar, os controles de cada conversor são feitos independentes um do outro. Permitindo a bidirecionalidade do fluxo de potência ativa e reativa mesmo em velocidades elevadas do gerador (Soares *et al.*, 2012). Tendo essa flexibilidade como característica, este tipo pode ser utilizado em aplicações como acionamentos regenerativos de motores síncronos e de indução, sistemas de geração de energia conectados à rede e correção ativa de fator de potência (Soares *et al.*, 2012).

No controle do barramento CC (elo CC), o conversor responsável por monitorar tensão é o conversor do lado da rede (CLR). Este conversor procura regular o nível de tensão estipulado em projeto não importando o sentido do fluxo de potência ativa. Ele também permite o controle de corrente e/ou potência ativa e reativa no lado da rede conforme figura 3 (Machado, 2013).

O conversor do lado da máquina (CLM) controla a velocidade de rotação do rotor, correntes e as potências ativa e reativa do rotor. Para estes dois conversores utiliza-se os princípios do controle vetorial orientado pelo campo que será discutido a frente.

2.4. Controle Vetorial

A técnica de controle vetorial consiste da utilização de vetores espaciais para a realização do controle de máquinas elétricas de corrente alternada. É feita a manipulação dos fasores de tensão, corrente e fluxo magnético de tal maneira que seja possível o controle similar ao de uma máquina CC (Teixeira, 2010).

A utilização deste recurso é devido o modelo matemático desta máquina trifásica, em eixos abc , descrito por equações diferenciais com indutâncias mútuas variantes no tempo tornando seu modelo complexo (Machado, 2012). Com isso, é utilizado dois recursos matemáticos de transformação de eixos conhecidas como transformada de Park e transformada de Clarke além de um circuito para sincronização com a rede elétrica conhecido como PLL (*phase locked loop*).

2.4.1 Transformada de Clarke

Através da transformada é possível converter um sistema de coordenadas com três eixos estacionários em um conjunto de dois eixos estacionários ortogonais mantendo suas características e efeitos (Teixeira, 2010). A transformada de Clarke pode ser aplicada na tensão e correntes alternadas mantendo as características de potência e torque.

É um sistema convertido para o referencial estacionário identificada pelas letras gregas alfa (α) e beta (β), cada uma representando um eixo, estando 90° de defasagem uma da outra. Utilizando álgebra matricial, é possível transformar os eixos abc (tensão, corrente) em eixos $\alpha\beta$ (tensão, corrente) e vice-versa. Normalmente o eixo α é alinhado com a fase a do diagrama fasorial estando β adiantado ou atrasado. Também é possível transformar de $\alpha\beta$ para dq (transformada de Park), que giram no plano complexo, como também o processo inverso. Este método consiste de facilitar a análise de modelos simétricos trifásicos sem perder as suas características.

Na figura 5 tem-se uma representação das grandezas no referencial $\alpha\beta$, neste caso β está atrasado 90° de α . Supondo que os fasores a , b e c desta figura sejam tensões trifásicas V_a , V_b e V_c respectivamente descritas por:

$$v_a(t) = V \cdot \cos(\omega t) = V_a \quad (16)$$

$$v_b(t) = V \cdot \cos\left(\omega t - \frac{2 \cdot \pi}{3}\right) = V_b \quad (17)$$

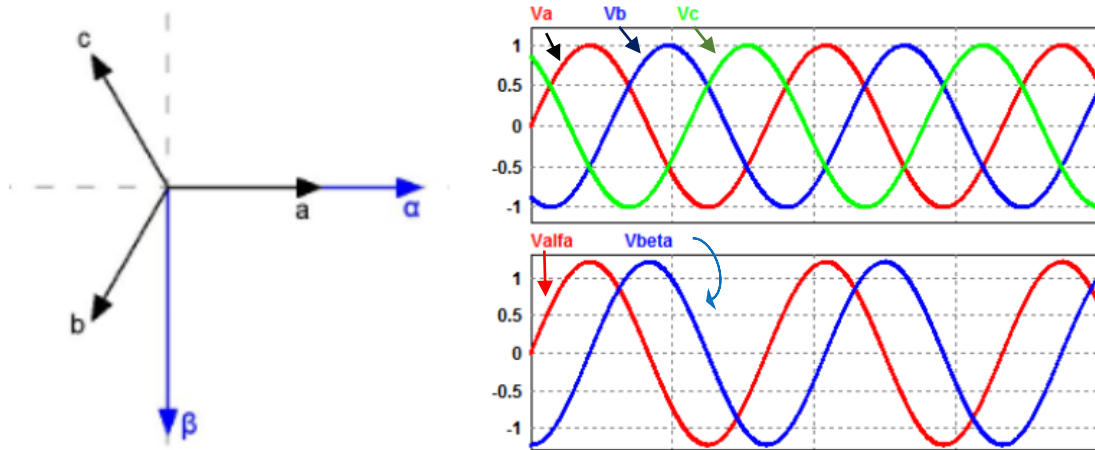
$$v_c(t) = V \cdot \cos\left(\omega t - \frac{4 \cdot \pi}{3}\right) = V_c \quad (18)$$

Considerando-se a transformada de Clarke, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = K \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (19)$$

Em que K é igual a $\sqrt{2/3}$ para manter a invariância em potência. Através de (19) entende-se que as componentes de tensão são projetadas nos novos eixos. Na figura 5 é visto o efeito gráfico das transformadas aplicadas de acordo com o sistema de eixos adotados. Tanto nos eixos de coordenadas como nas formas de onda observamos que V_α (Valfa) está em fase com V_a , V_β (Vbeta) está atrasado 90° em relação a V_α , ambas apresentam as características de serem alternadas porém com eixo fixo. A constante K de invariância em potência é observada no valor máximo de amplitude de V_α e V_β que são maiores que 1.

Figura 5 – Eixos “ α ” e “ β ” da transformada de Clarke, fasores a, b e c e suas formas de onda.



Fonte: Autoria própria

O processo inverso, ou seja, obter V_a , V_b e V_c a partir de V_α e V_β pode ser feito através de (20):

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{K} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (20)$$

2.4.2 Transformada de Park

Através da transformada converte-se um conjunto de eixos formado por componentes alternados (abc) em um conjunto de dois eixos girantes (dq), no referencial síncrono os componentes de dq são constantes em relação ao vetor resultante dos componentes de abc . No caso de máquinas CA, esse tipo de conversão é aplicado na tensão, corrente e fluxo associados

ao estator e rotor para um sistema de coordenadas girantes à velocidade síncrona (Machado, 2013).

Normalmente as coordenadas desta transformada são representadas pelas letras “*d*” (eixo direto) e “*q*” (eixo de quadratura), um destes eixos é fixado em algum vetor de referência. Cada componente fica 90° de defasagem um do outro. Com álgebra matricial faz-se as transformações de $\alpha\beta$ para dq , ou abc para dq , o processo inverso também é possível.

Na figura 6 estão representados os fasores abc , os eixos $\alpha\beta$ e os eixos dq , o ângulo de diferença entre o eixo a e q é o θ . O ângulo θ corresponde à fase da rede (no caso do conversor do lado da rede do DFIG), sendo essencial para o sincronismo com a rede elétrica e para a transformada. O ângulo θ pode ser obtido através de um circuito *PLL* (apresentado na próxima seção).

O gráfico de V_d e V_q da figura 6, levando em consideração (19), resulta na equação (21). O resultado gráfico é contínuo devido estar em sincronia com o vetor resultante da soma de (16), (17) e (18) que são as tensões da rede elétrica.

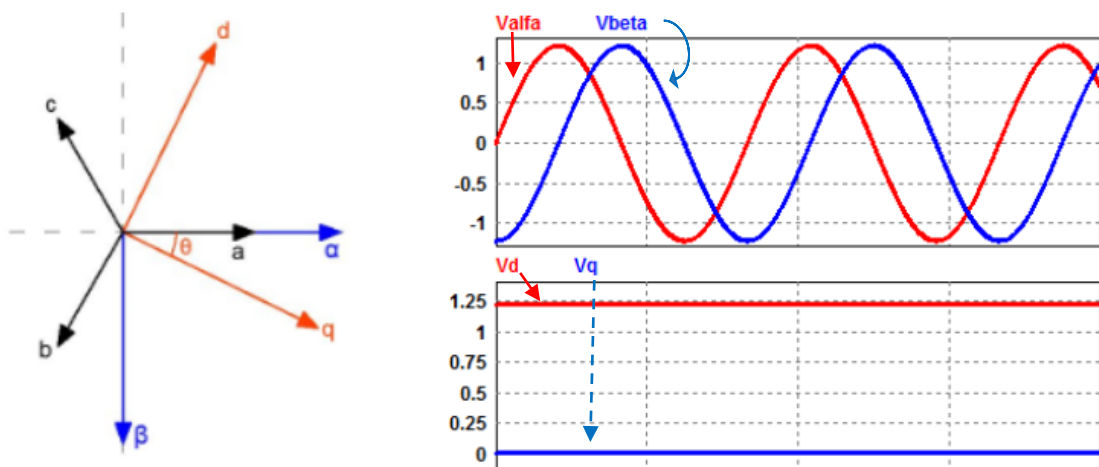
$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \theta & -\text{cos } \theta \\ \text{cos } \theta & \text{sen } \theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (21)$$

O processo inverso é feito usando (22).

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \theta & \text{cos } \theta \\ -\text{cos } \theta & \text{sen } \theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (22)$$

Como no controle de máquinas CA a dificuldade está relacionada a característica de indutância, que é variante com o tempo, essa transformação acaba por resolver esse problema.

Figura 6– Eixos “*d*” e “*q*” da transformada de Park e formas de onda.



Fonte: Autoria própria

Na figura 6 pode-se interpretar que o vetor resultante de tensão(V) está totalmente concentrado na componente de eixo direto (no eixo das ordenadas, apresenta valor diferente de zero) enquanto que a componente de eixo em quadratura é nula (apresenta magnitude zero no eixo das ordenadas). O vetor resultante de tensão(V) no plano complexo é definido em termos de dq em (23) ou $\alpha\beta$ em (24).

$$V = V_d + j \cdot V_q \quad (23)$$

$$V = V_\alpha + j \cdot V_\beta \quad (24)$$

2.4.3 Circuito de Sincronismo PLL (Phase Locked Loop)

O circuito de sincronismo do tipo PLL, é uma malha de controle e rastreamento de fase, sendo uma solução largamente utilizada para a sincronização entre sinais variantes no tempo (Rolim, Costa & Aredes, 2006). Este circuito faz a sincronia, em frequência e fase, do sinal de saída do circuito PLL com relação a referência ou entrada de sinal (Martinez *et al.*, 2013). Caso ocorra o aparecimento de erro, um sistema interno de controle age para reduzir esse erro a um valor mínimo (Best, 2003).

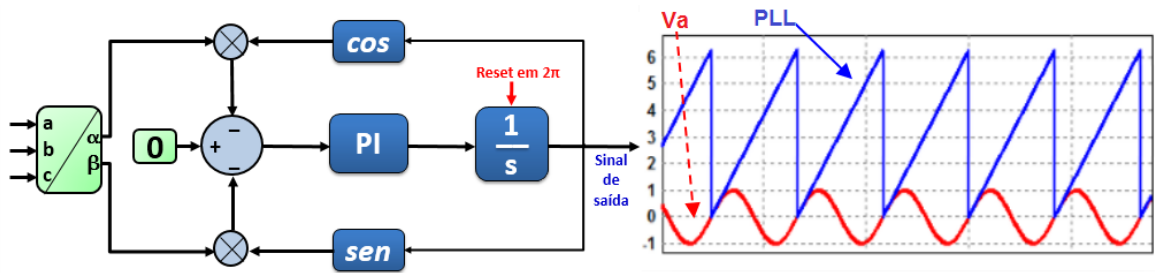
Circuitos PLL têm sido adotados frequentemente para diversas aplicações como circuitos de comunicações, instrumentação digital, DSPs, microcontroladores, microprocessadores e controle de velocidade de motores elétricos (Cung, 2000), sincronia de conversores baseados em eletrônica de potência conectados a rede elétrica e no acionamento e controle de gerador de indução de dupla alimentação para produção de energia. Existem diversos tipos de topologias de PLL, a que será utilizada neste trabalho é sincronizado com a sequência positiva de sistemas trifásicos.

O circuito PLL mostrado na figura 7 possui três entradas e uma saída. Duas entradas são resultados da transformada de Clarke ($\alpha\beta$), a terceira é uma referência adotada (REF). Essa referência é a tensão V_d (transformada de Park) de referência, o circuito é montado com base na equação abaixo:

$$V_d = V_\alpha \cdot \cos(\omega_c \cdot t) + V_\beta \cdot \text{sen}(\omega_c \cdot t) \quad (25)$$

O controlador PI atua reduzindo o erro no sinal resultante da comparação entre os sinais de referência e medido, o sinal de saída do PI é ω_c e passa por uma integral (1/s) que “*reseta*” o sinal a cada 2π radianos. Como resultado gera-se o sinal de saída ($\omega_c \cdot t$) que é o PLL no gráfico da direita, percebe-se que a forma triangular zera a cada período da tensão V_a da rede elétrica. Sua amplitude equivale a $6,28$ (ou 2π) radianos.

Figura 7 - Circuito PLL e sinal gerado.



Fonte: Autoria própria.

2.4.4 Modelagem do DFIG

Na máquina de indução trifásica existem três enrolamentos no rotor defasados 120° mecânicos, no estator também há três enrolamentos com a mesma defasagem. Os enrolamentos do rotor giram em relação aos enrolamentos do estator e, com base em (Machado, 2013), os coeficientes de acoplamento entre estator e rotor mudam continuamente com a variação da posição do rotor.

Na modelagem mais difundida para DFIG, algumas considerações devem ser levadas em conta como enrolamentos idênticos do estator e rotor, entreferro considerado constante, circuito magnético considerado ideal. A distribuição da densidade de fluxo magnético no entreferro é radial e senoidal, perdas magnéticas e mecânicas são desconsideradas (Krause, 1995). Com essas considerações e baseando-se em (Bose, 2001) e (Ong, 1998), (Rocha, 2018) as seguintes equações são encontradas:

Para cada enrolamento do estator tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_{sA} \\ v_{sB} \\ v_{sC} \end{bmatrix} = R_s \cdot \begin{bmatrix} i_{sA} \\ i_{sB} \\ i_{sC} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{sA} \\ \lambda_{sB} \\ \lambda_{sC} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Para cada enrolamento do rotor:

$$\begin{bmatrix} v_{rA} \\ v_{rB} \\ v_{rC} \end{bmatrix} = R_r \cdot \begin{bmatrix} i_{rA} \\ i_{rB} \\ i_{rC} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{rA} \\ \lambda_{rB} \\ \lambda_{rC} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Na qual v , R , i e λ representam respectivamente tensões, resistências, correntes e fluxos magnéticos enlaçados. O subscrito r é relativo ao rotor e s ao estator enquanto que A, B e C são os enrolamentos conectados a cada fase do sistema. Utilizando a transformada de Park, (26) e (27) são representados no eixo dq como (Bose, 2001), (Pradhan & Subudhi, 2017), (Vajpayee, Panda & Behera, 2017)

Representação no eixo dq para estator:

$$\begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \end{bmatrix} = R_s \cdot \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \omega_s \cdot \begin{bmatrix} -\lambda_{ds} \\ \lambda_{qs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{ds} \\ \lambda_{qs} \end{bmatrix} \quad (28)$$

Os fluxos do estator de eixo dq são definidos como:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{ds} \\ \lambda_{qs} \end{bmatrix} = L_{ls} \cdot \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + L_m \cdot \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} \quad (29)$$

O L_{ls} é a indutância de dispersão do estator e L_m é a indutância magnetização.

Representação no eixo dq para rotor:

$$\begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = R_r \cdot \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + \omega_{sl} \cdot \begin{bmatrix} -\lambda_{dr} \\ \lambda_{qr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{dr} \\ \lambda_{qr} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Os fluxos do rotor de eixo dq são definidos como:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{dr} \\ \lambda_{qr} \end{bmatrix} = L_{lr} \cdot \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + L_m \cdot \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (31)$$

O L_{lr} é a indutância de dispersão do rotor e L_m é a indutância magnetização. O termo ω_{sl} representa a frequência angular de escorregamento, dada por:

$$\omega_{sl} = \omega_s - \omega_r = \frac{d\theta_{sl}}{dt} \quad (32)$$

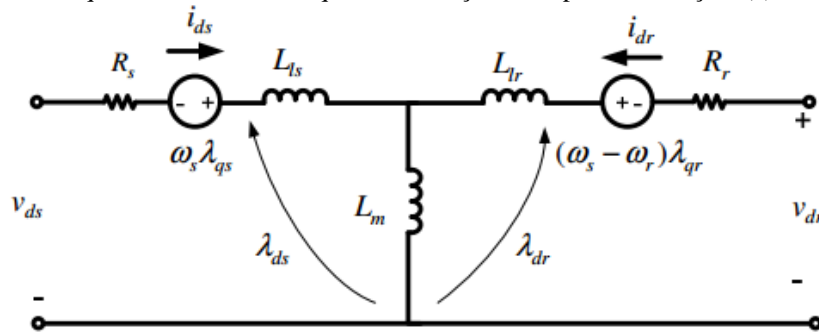
O último termo, $d\theta_{sl}/dt$, é um diferencial de posição devido o escorregamento, ou seja, θ_{sl} o ângulo de escorregamento entre o rotor e estator nos eixos dq . Substituindo (29) em (28) é gerado (33), substituindo (31) em (30) é gerado (34). (Rocha, 2018), (Bhutto *et al.*, 2018)

$$\begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \end{bmatrix} = R_s \cdot \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \omega_s \cdot \begin{bmatrix} -\lambda_{qs} \\ \lambda_{ds} \end{bmatrix} + L_{ls} \cdot \begin{bmatrix} di_{ds}/dt \\ di_{qs}/dt \end{bmatrix} + L_m \cdot \frac{di_{ds}}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_{ds} + i_{dr} \\ i_{qs} + i_{qr} \end{bmatrix} \quad (33)$$

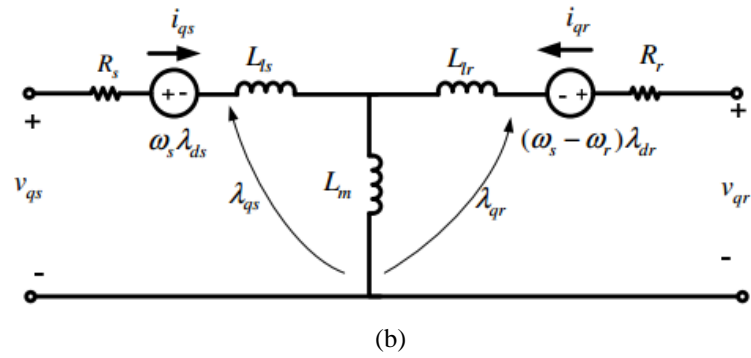
$$\begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = R_r \cdot \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + (\omega_s - \omega_r) \cdot \begin{bmatrix} -\lambda_{qr} \\ \lambda_{dr} \end{bmatrix} + L_{lr} \cdot \begin{bmatrix} di_{dr}/dt \\ di_{qr}/dt \end{bmatrix} + L_m \cdot \frac{di_{ds}}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_{ds} + i_{dr} \\ i_{qs} + i_{qr} \end{bmatrix} \quad (34)$$

Os circuitos equivalentes a (33) e (34) são mostrados na figura 8(a) e 8(b), representando o circuito equivalente da máquina no referencial dq (Bose, 2001), (Pinto, 2012).

Figura 8 - Circuito equivalente de uma máquina de indução de dupla alimentação. (a) Eixo d. (b) Eixo q.



(a)

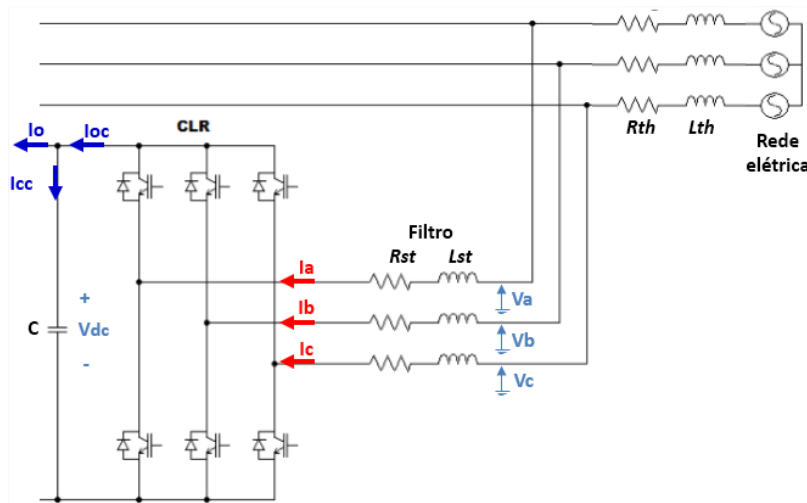


Fonte:(Pinto, 2012)

2.4.5 Controle do Conversor do Lado da Rede(CLR) do DFIG

Uma representação do circuito do conversor *back-to-back* conectado à rede é mostrado na figura 9. As impedâncias Thevenin, L_{Th} e R_{Th} , representam a rede elétrica enquanto L_{st} e R_{st} , são a indutância e resistência do filtro. Este conversor é responsável por manter a tensão do barramento CC (V_{dc}) no nível desejado durante as variações.

Figura 9 - Circuito do conversor lado da rede



Fonte: Autoria própria.

Com base na figura 9, observando as tensões (V_a, V_b, V_c) e as correntes de linha (i_a, i_b e i_c) tem-se (Machado, 2013): (Amrane *et al.*, 2017):

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R_{st} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L_{st} \cdot \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{a1} \\ v_{b1} \\ v_{c1} \end{bmatrix} \quad (35)$$

Aplicando a transformada de Park a (35) resulta em:

$$v_d = R_{st} i_d + L_{st} \frac{di_d}{dt} - \omega_s L_{st} i_q + v_{d1} \quad (36)$$

$$v_q = R_{st} i_q + L_{st} \frac{di_q}{dt} - \omega_s L_{st} i_d + v_{q1} \quad (37)$$

Aplicando a transformada de Laplace nas duas equações anteriores (Lima, 2009), (Amrane *et al.*, 2017):

$$V_d(s) = (R_{st} + s \cdot L_{st}) \cdot I_d(s) - \omega_s \cdot L_{st} \cdot I_q(s) + V_{d1}(s) \quad (38)$$

$$V_q(s) = (R_{st} + s \cdot L_{st}) \cdot I_q(s) + \omega_s \cdot L_{st} \cdot I_d(s) + V_{q1}(s) \quad (39)$$

Através das equações (38) e (39), a função de transferência das correntes I_d e I_q do sistema fica (Oliveira, Silva & Silva, 2008), (Machado, 2013):

$$\frac{I_d(s)}{V_d'(s)} = \frac{I_q(s)}{V_q'(s)} = \frac{1}{R_{st} + s \cdot L_{st}} \quad (40)$$

As saídas dos controladores PI são V_d' e V_q' . Assim as tensões de referência V_{d1ref} e V_{q1ref} (que entram no bloco de transformação dq para abc da figura 10 são adquiridas substituindo (40) em (38) e (41):

$$V_{d1ref}(s) = -V_d'(s) + [\omega_s \cdot L_{st} \cdot I_q(s) + V_d] \quad (41)$$

$$V_{q1ref}(s) = -V_q'(s) - [\omega_s \cdot L_{st} \cdot I_d(s)] \quad (42)$$

Através da transformada de Park, toda a tensão é concentrada em V_d o que faz $V_q = 0$, por isso V_d é constante em (40). A malha de controle do sistema conectado a rede é apresentada na Figura 10. Nesta figura há três PI's, dois deles são para I_d e I_q , em cascata temos outro PI para o controle de tensão na qual sua saída gera um sinal de referência para I_d , o circuito PLL que gera o sinal necessário para as transformadas e sincronia com a rede. Neste trabalho é utilizado a transformada invariante em potência, assim no elo CC a tensão no capacitor (C) do barramento (V_{dc}) relaciona-se com as correntes no barramento por (Pinto, 2012):

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{I_{oc}}{C} - \frac{V_d \cdot I_d}{C \cdot V_{dc}} \quad (43)$$

Observando (43) encontra-se a conexão entre V_{dc} e a corrente de eixo direto I_d (Pena *et al.*, 1996), ou seja, a malha de tensão se relaciona com a malha de corrente I_d .

Ao final é gerado um sinal SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*) a ser enviado para as chaves do conversor lado da rede. O sinal SPWM é definido como resultante de uma comparação de uma onda senoidal de referência com uma onda portadora de alta frequência (Ahmed, 2000). A onda portadora usada é um sinal triangular, a frequência do sinal de saída é controlada pela onda senoidal de referência.

O cálculo das potências ativa(p) e reativa(q), em termos de dq , são dados por (Machado, 2013):

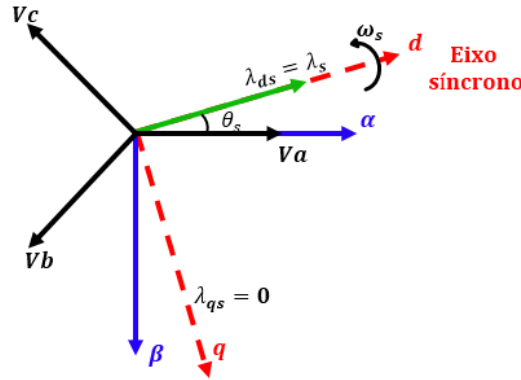
$$p = V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q \quad (44)$$

$$q = V_d \cdot I_q - V_q \cdot I_d \quad (45)$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad (46)$$

Aplicando o princípio do controle vetorial orientado pelo campo desenvolvido por (Leonhard, 2001), o fluxo do estator é colocado sobre o eixo direto ($\lambda_s = \lambda_{ds}$) e transformado em referencial. Na figura 12 é visto a representação da orientação de campo pelo estator.

Figura 12 - Orientação do fluxo do estator referenciado ao eixo d..



Fonte: Autoria própria.

O ângulo entre o sistema de eixos síncronos (dq) com o sistema de eixos estacionários fixos no estator ($\alpha\beta$) é θ_s . Como o fluxo do estator está alinhado com o eixo direto, não há componente no eixo de quadratura deste fluxo, assim (Rocha, 2018), (Mouhi & Essadki, 2018):

$$\lambda_s = \lambda_{ds} \quad (47)$$

$$\lambda_{qs} = 0 \quad (48)$$

Os índices subscritos 'r' e 's' são referências às grandezas do rotor e estator respectivamente. As indutâncias do estator e rotor:

$$L_s = L_{Ls} + L_m \quad (49)$$

$$L_r = L_{Lr} + L_m \quad (50)$$

É possível realizar uma aproximação na qual o comportamento transitório do estator é zero e a resistência do estator ser desprezível (Akhmatov, 2003), (Boldea, 2006).

$$\frac{d\lambda_{ds}}{dt} = \frac{d\lambda_{qs}}{dt} = 0 \quad (51)$$

As equações (49), (50), (31), (32) sendo substituídas em (30) e fazendo manipulações algébricas, em seguida aplicando Laplace, chega-se a:

$$V_{dr}(s) = (R_r + s \cdot \sigma \cdot L_r) \cdot I_{dr}(s) - \omega_{sl} \cdot \sigma \cdot L_r \cdot L_{qr} \quad (52)$$

$$V_{qr}(s) = (R_r + s \cdot \sigma \cdot L_r) \cdot I_{qr}(s) + \omega_{sl} (\sigma \cdot L_r \cdot L_{dr}(s) + L_m \cdot L_{ms}(s)) \quad (53)$$

Através de (52) e (53), a função transferência do controle do conversor do lado da máquina é dada por:

$$\frac{I_{dr}(s)}{V_{dr}'(s)} = \frac{I_{qr}(s)}{V_{qr}'(s)} = \frac{1}{\sigma \cdot s \cdot L_r + R_r} \quad (54)$$

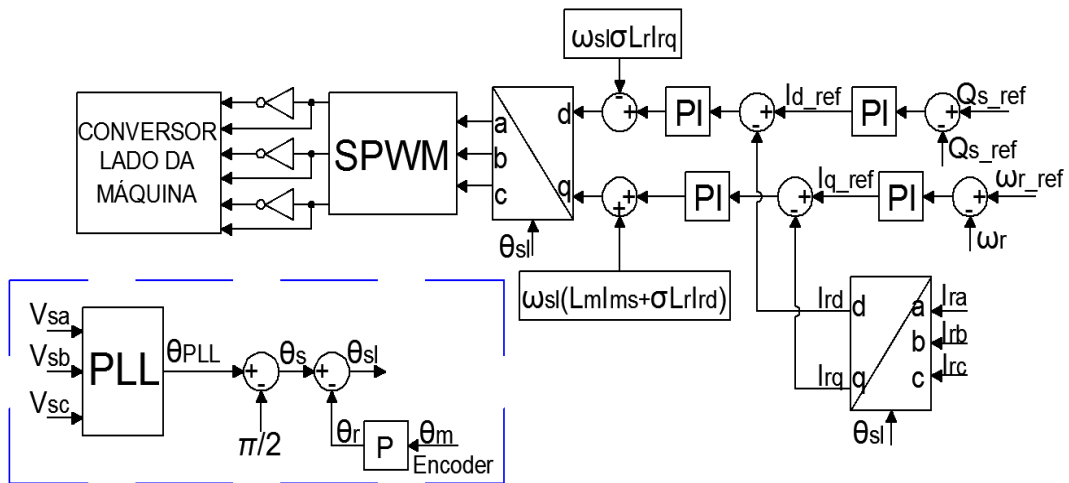
As saídas dos controladores PI de corrente são V_{dr}' e V_{qr}' . Acrescentando as parcelas de desacoplamento entre eixos nas tensões de referência, V_{dr_ref} e V_{qr_ref} , considerando V_d constante:

$$V_{dr_ref}(s) = V_{dr}'(s) - \omega_{sl} \cdot \sigma \cdot L_r \cdot L_{qr}(s) \quad (55)$$

$$V_{qr_ref}(s) = V_{qr}'(s) - \omega_{sl} \cdot (\sigma \cdot L_r \cdot L_{dr}(s) + L_m \cdot L_{ms}) \quad (56)$$

Assim, a malha de controle do CLM do DFIG é mostrada na figura 13 considerando-se dois pares de controladores PI em cascata (controle de corrente e velocidade). Para este controle ainda é necessário que a posição do fluxo do estator seja determinada.

Figura 13 -Circuito de controle do conversor lado da máquina.



Fonte: Autoria própria.

Como a valor da resistência do estator é pequena (comparada com a reatância indutiva) considera-se o vetor espacial fluxo do estator(θ_s) atrasado 90° do vetor espacial tensão da rede (Machado, 2013). Então, subtraindo 90° do θ_{PLL} o ângulo de escorregamento (θ_{sl}) é:

$$\theta_{sl} = \theta_s - \theta_r \quad (57)$$

O ângulo de posição mecânica do rotor é θ_r . Novamente na parte final do circuito de controle é gerado o sinal SPWM que é enviado para as chaves do conversor lado da máquina. Para o controle de velocidade, (Pena *et al.*, 1996) considera a seguinte função transferência:

$$\frac{I_{qr}(s)}{\omega_r(s)} = \frac{1}{s \cdot H_t + D_t} \quad (58)$$

Em que H_t é o momento de inércia da máquina e D_t é o coeficiente de atrito viscoso do sistema concentrado no eixo do gerador (Pinto, 2012).

2.5. Modelo do Sistema no Espaço de Estados

A modelagem descrita anteriormente determina uma função de transferência para o projeto de controle relacionando entrada e saída da malha de controle. Para sistemas complexos, uma alternativa à obtenção da função de transferência é a realização da modelagem por espaço de estados na qual leva-se em conta múltiplas entradas e múltiplas saídas (MIMO - *multiple input multiple output*). A representação por estados de espaço pode ser representada por:

$$\dot{X}(t) = A \cdot X(t) + B \cdot U(t) \quad (59)$$

$$Y(t) = C \cdot X(t) + D \cdot U(t) \quad (60)$$

Sendo (59) a equação de estado e (60) a equação de saída. $X(t)$ é o vetor de estados, $U(t)$ é o vetor de entrada e $Y(t)$ é o vetor de saída. As matrizes A , B , C e D são chamadas de matriz do sistema, de entrada, de saída e de transmissão respectivamente (Maya & Leonardi, 2011)

2.5.1 Equação de Estados do Sistema

A modelagem desenvolvida por (Pinto *et al.*, 2011), com base em (59) e (60) e nas equações de modelagem do sistema realizada na seção 2.4, utilizando linearização por expansão em série de Taylor e álgebra matricial, gerou o modelo linear em equação de estado do sistema apresentada na equação (61). As três primeiras variáveis são i_{qr} , i_{dr} , ω_r representando as correntes e velocidade mecânica do rotor, ou seja, o lado da máquina. As três últimas variáveis são i_q , i_d , v_{dc} representando as correntes da rede e tensão no elo CC, ou seja, o lado da rede.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ \omega_r \\ i_d \\ i_q \\ v_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_r}{\sigma \cdot L_r} & \omega_s - \omega_r & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \omega_r - \omega_s & \frac{-R_r}{\sigma \cdot L_r} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \xi & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{-R_{rt}}{L_{rt}} & \omega_e & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\omega_e & \frac{-R_{rt}}{L_{rt}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{3 \cdot v_d}{2 \cdot C \cdot v_{dc}} & 0 & \frac{3 \cdot v_d \cdot i_d}{2 \cdot C \cdot v_{dc}^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ \omega_r \\ i_d \\ i_q \\ v_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma \cdot L_r} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma \cdot L_r} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-1}{2 \cdot H_T} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{L_{rt}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{L_{rt}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \\ T_e \\ v_d \\ v_q \\ i_c \end{bmatrix} \quad (61)$$

Para o controle de um sistema neste formato é utilizado uma técnica de realimentação de estados conhecida como regulador linear quadrático com ação integral ou LQI que será abordado no capítulo seguinte juntamente com a sintonia dos ganhos do controlador PI clássico para o DFIG em estudo.

Tabela 1 Parâmetros do gerador de indução de dupla alimentação

Potência Nominal	1 MVA
Tensão de linha nominal	690 V
Resistência do estator	0,166 pu
Indutância do estator	0,29 pu
Resistência do rotor	0,108 pu
Indutância do rotor	0,29 pu
Indutância de magnetização	4,7 pu
Relação de espiras entre estator e rotor	0,4
Número de polos	4
Constante de inércia	0,5 s
Velocidade nominal	1800 rpm

Fonte: (Albuquerque *et al.*, 2016)

Para a rede elétrica, tem-se os seguintes dados da tabela 2.

Tabela 2 - Dados do conversor lado da rede e rede elétrica.

Tensão de linha da rede elétrica	690 V
Resistência do filtro da rede	1,07 Ω
Indutância do filtro da rede	10,22 mH
Tensão no barramento CC	1200 V
Capacitor	99000 μF

Fonte: (Albuquerque *et al.*, 2016)

3.2. Malha de Controle do Conversor Lado da Rede Considerando Controladores PI

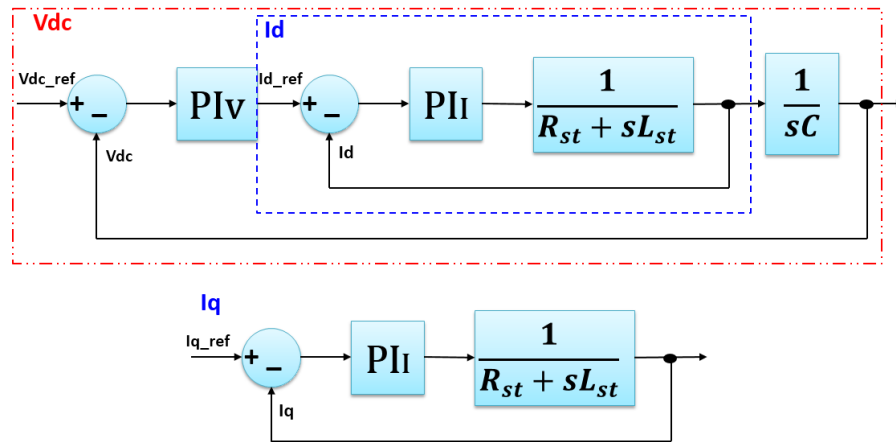
Com base na função transferência mostrada em (40) e na figura 10, o lado da rede possui 3 controladores PI. Para facilitar o entendimento da malha de controle, pode-se considerar que a parte do controle é composta por 3 malhas de controle na qual a malha de V_{dc} é externa a malha de I_d e a terceira é a malha de I_q conforme ilustrado na figura 15.

As duas malhas de corrente são iguais por serem derivadas das correntes trifásicas que fluem no conversor do lado da rede. A malha de tensão está em cascata com a malha de corrente I_d monitorando o barramento CC levando em conta (43). A estrutura de controle em cascata é comumente usada para acionamentos de motor devido à sua flexibilidade (Mohan, 2012).

Como a malha de corrente possui uma dinâmica mais rápida em relação a malha de tensão (porque o capacitor não pode sofrer variações bruscas no seu valor de tensão), a malha

de corrente é vista como um ganho de corrente (G_i) do conversor (Oliveira, 2004), (Mohan, 2012).

Figura 15 Malha de controle de corrente e tensão do conversor lado da rede.



Fonte: Autoria própria.

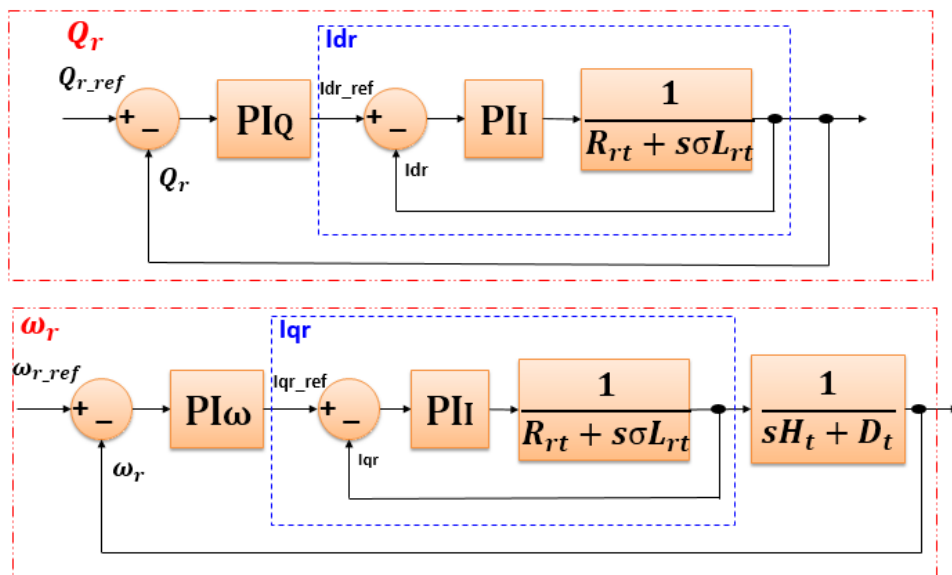
A malha da corrente I_q não possui malha externa, sua análise é mais simples que a malha de I_d . O controlador PI também possui uma função de transferência, que é a mesma para qualquer sistema, na qual K_p é ganho proporcional e K_i é o ganho integral:

$$PI(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (61)$$

3.3. Malha de Controle do Conversor Lado da Máquina

No CLM são controladas as correntes, a velocidade do eixo do rotor da máquina e a potência reativa produzida, as malhas de controle são mostradas na figura 16.

Figura 16 - Malha de controle de corrente, potência e velocidade do conversor lado da máquina.



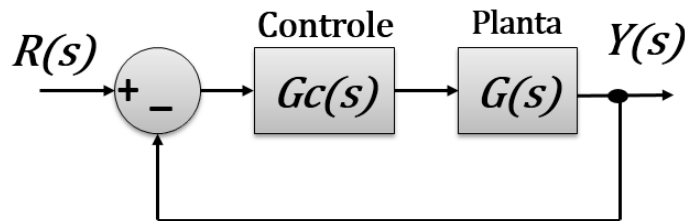
Fonte: Autoria própria.

Na figura 16 a malha de potência reativa Q_r está cascateada com a malha de I_{dr} , a malha de velocidade está cascateada com a malha de I_{qr} . A função de transferência dos controladores PI das malhas de controle do CLM também é a equação (61).

3.4. Sintonia dos ganhos dos controladores PI

Para a sintonia dos controladores PI foi utilizado o método gráfico conhecido como Lugar das Raízes. Esse método é baseado no caminho percorrido pelas raízes da equação característica traçada no plano s à medida que um parâmetro varia de zero ao infinito (Kwon & Chang, 2016). O parâmetro variado neste trabalho é o K_p , o Lugar das Raízes é simétrico em relação ao eixo real. Na figura 17, $G(s)$ é a função transferência da planta e $G_c(s)$ é a função transferência do controlador adotado.

Figura 17 - Malha exemplo de um sistema a ser controlado.



Fonte: autoria própria.

A função transferência em malha fechada do sistema é:

$$C(s) = \frac{Y(s)}{R(s)} = \frac{G_c(s) \cdot G(s)}{1 + G_c(s) \cdot G(s)} \quad (62)$$

A equação característica é o polinômio do denominador da função transferência $C(s)$ da planta:

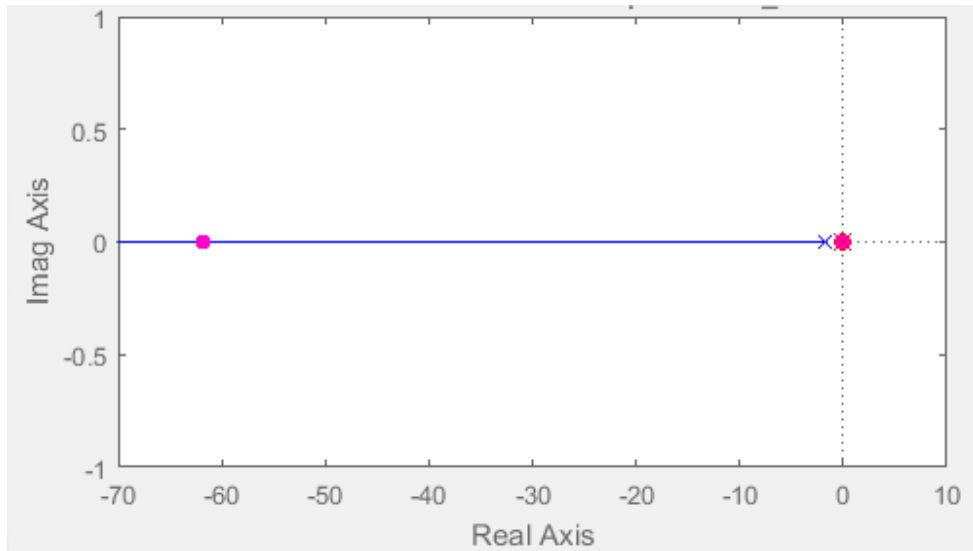
$$1 + G_c(s) \cdot G(s) = 0 \quad (63)$$

As raízes da equação características (polos em malha fechada) do sistema devem atender (63) (Kwon & Chang, 2016), (Zhang & Messner, 2011). Com $G(s)$ sendo a equação (40), função transferência da malha de corrente da rede, e $G_c(s)$ sendo a equação (61) do PI encontra-se a função transferência em malha fechada de corrente da rede:

$$C(s) = \frac{K_p \left(s + \frac{K_I}{K_p} \right)}{s^2 L + s(K_p + R) + K_I} \quad (64)$$

Aplicando alocação de polos para o cálculo dos ganhos do PI e variando o ganho proporcional do PI gera-se o lugar das raízes de (64) mostrada na figura 18.

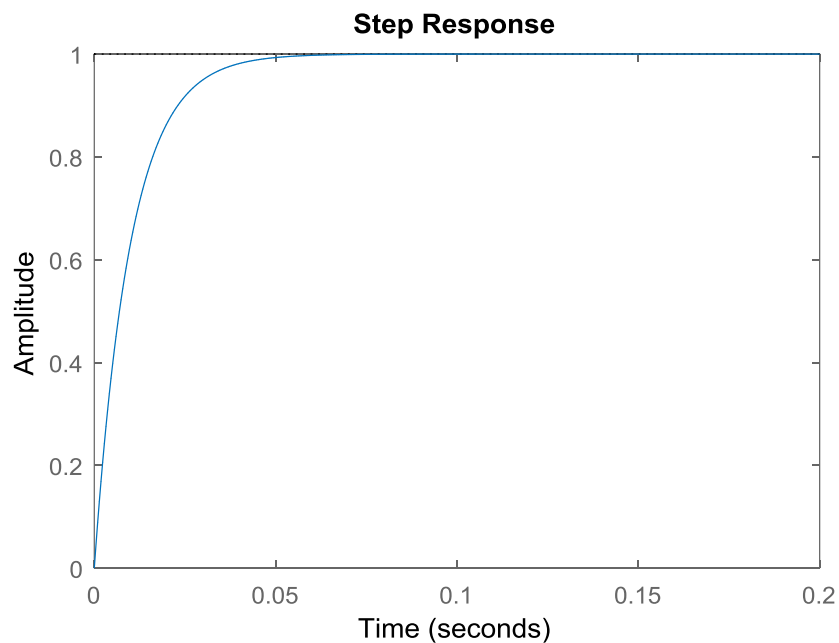
Figura 18 - Lugar das Raízes da equação (2.32)



Fonte: autoria própria.

Para o sistema ser estável os polos não podem estar no semiplano direito do gráfico da figura 18, a alocação de polos permite encontrar os valores dos ganhos que garantem a estabilidade. A figura 19 apresenta a resposta do controlador de corrente ao ser aplicado um sinal degrau na malha de corrente, o valor de referência 1 é atingido pelo sinal do controlador em pouco mais de 0,05 segundos.

Figura 19 - Degrau aplicado na malha de corrente com PI.



Fonte: autoria própria.

Na tabela 3 estão reunidos os valores dos ganhos do PI de corrente assim como os valores do PI de tensão ao aplicar a mesma metodologia.

Tabela 3 – Ganhos dos PI's do conversor lado da rede.

Ganhos do PI do conversor lado da rede.			
Ganhos	Corrente Id	Corrente Iq	Tensão do barramento
K_P	10 A/V	22 A/V	10 A/V
K_I	0,09 (A/V)/s	0,09 (A/V)/s	0,1 (A/V)/s

Fonte: Autoria própria.

Repetindo a mesma metodologia para o conversor lado da máquina, os valores de ganho dos PI's são os apresentados na tabela 4.

Tabela 4 - Ganhos dos PI's do conversor lado da máquina.

Ganhos do PI do conversor lado da máquina.				
Ganhos	Corrente Idr	Corrente Iqr	Velocidade	Pot. Reativa
K_P	0,9 A/V	3 A/V	5 A/rpm	5 A/Var
K_I	0,05 (A/V)/s	0,02 (A/V)/s	0,5 (A/rpm)/s	0.1 (A/Var)/s

Fonte: Autoria própria.

3.5. Controle LQR com Ação Integral (LQI) Aplicado ao Modelo no Espaço de Estados

A estratégia de controle do regulador LQI, , procura vincular $x(t)$ com $u(t)$ pela função de custo (Skogestad & Postlethwaite, 2005), (Slavov, 2018):

$$J = \min_{u(t)} \int_0^{\infty} [x^T(t) \cdot Q \cdot x(t) + u^T(t) \cdot R \cdot u(t)] dt \quad (65)$$

As matrizes Q e R devem ter simetria com a diagonal principal e positivas que determinam a importância relativa do erro e o consumo de energia dos sinais de controle obedecendo a Lei de Controle:

$$u(t) = -K \cdot x(t) \quad (66)$$

Na qual a matriz de ganho ótimo K permite o controle de todo o sistema de maneira otimizada, sendo determinada por (Soni & Sathans, 2018), (Anurag & Kamlu, 2018):

$$K = R^{-1} \cdot B^T \cdot P \quad (67)$$

Em que, P é uma matriz positiva e deve satisfazer a chamada equação reduzida de Riccati (Slavov, 2018):

$$A^T P + P A - P B R^{-1} B^T P + Q = 0 \quad (68)$$

Acrescentando o termo integral para cancelar o erro de regime permanente, (66) fica:

$$u(t) = -Kx(t) + K_i\xi(t) \quad (69)$$

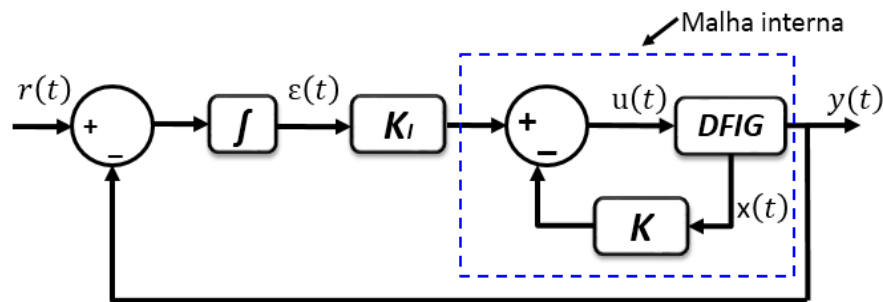
Em que, $\xi(t)$ é o sinal de erro do sistema. É necessário utilizar matrizes aumentadas formadas a partir de matrizes menores e completando com elementos de valores zero quando necessário para a manipulação matricial. Com isso tem-se a matriz ótima Kt aumentada formada por duas matrizes menores de (69):

$$Kt = [K \quad -K_i] \quad (70)$$

K é uma submatriz com elementos de ganho proporcional e K_i uma submatriz com elementos de ganho integral (Slavov, 2018). Comparando a equação (2.51) do sistema DFIG com (2.49), identifica-se as matrizes $X(t)$, $\dot{X}(t)$, A , B e $U(t)$. Adotando C como uma matriz identidade 6 por 6 e D uma matriz 6 por 6 de zeros.

O diagrama de blocos da figura 20 ilustra o controle LQI aplicado ao DFIG, o bloco DFIG é a equação de estados (3.51). A malha mais interna destacada no quadro, com a submatriz K , sem a saída da submatriz K_i formam o LQR sem ação integral. Na malha externa a submatriz K_i elimina o erro de regime permanente e o resultado é a entrada de referência da malha mais interna.

Figura 20 - Diagrama de blocos do controle LQI aplicado ao DFIG.



Fonte: Adaptado de Pinto, 2012

Com base no sistema da figura anterior junto com as matrizes anteriores, o sistema é reescrito da seguinte forma com matrizes aumentadas:

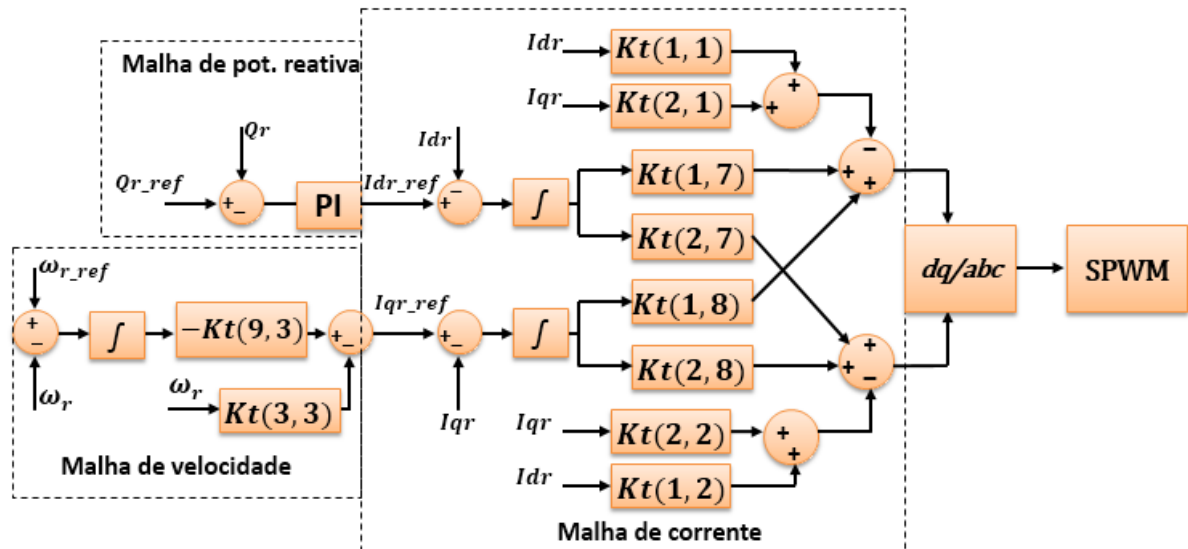
$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ \dot{\xi}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A - BK & BK_i \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ \xi(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ I \end{bmatrix} u(t) \quad (71)$$

Em que as matrizes menores A , B , K , C e K_i são elementos de uma matriz maior (matriz aumentada), I é uma matriz identidade e $\xi(t)$ é um vetor de erros .

Os valores da matriz de ganho Kt são utilizados no controle do DFIG na forma apresentada na figura 21 e figura 22. Para o conversor que controla o rotor tem-se a figura 21,

para a malha de corrente e velocidade, há componentes da matriz de ganhos Kt na qual a representação $Kt(x, y)$ significa elemento da matriz Kt linha x coluna y .

Figura 21 – Controle LQI do conversor lado da máquina.

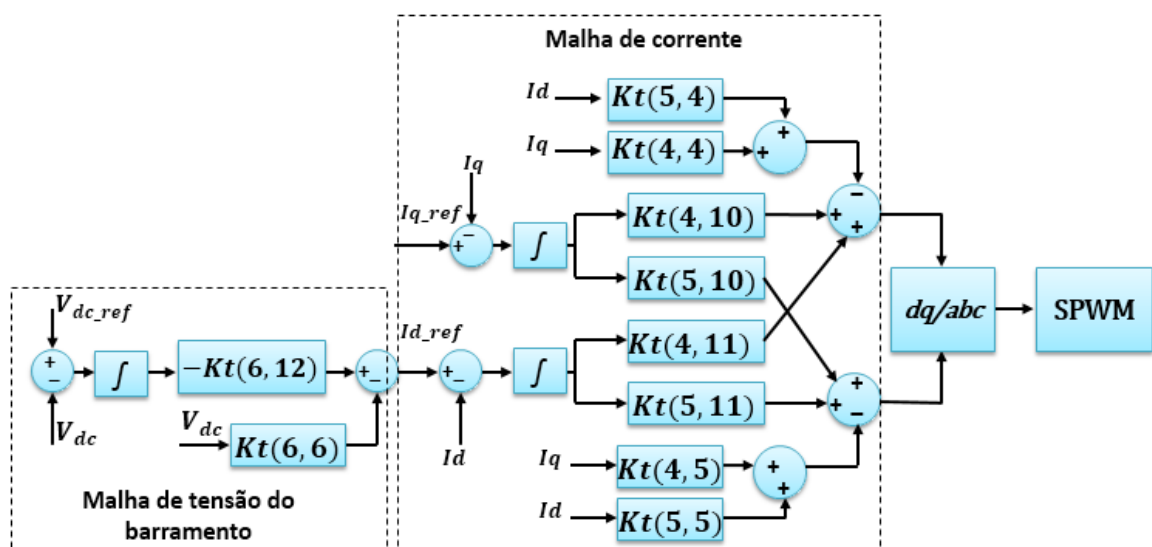


Fonte: Adaptado de (Albuquerque *et al.*, 2016).

Tanto para a figura 21 quanto para a figura 22, na saída do bloco dq/abc , há um somador no qual o resultado é somado ao sinal triangular. Essa soma faz a geração do sinal SPWM que aciona as chaves semicondutora.

Para o conversor que controla o lado da rede, tem-se a figura 22. Para a malha de corrente e tensão do barramento, há componentes da matriz de ganhos Kt na qual a representação $Kt(x, y)$ significa elemento da matriz Kt linha x coluna y .

Figura 22 - Controle LQI do conversor lado da rede.



Fonte: Adaptado de (Albuquerque *et al.*, 2016).

3.6. Matrizes com valores Calculados

Substituindo os valores das tabelas 1 e 2 em (2.51) foi encontrado os seguintes valores dos elementos das matrizes:

$$A = \begin{bmatrix} -72,345 & 56,5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -56,5 & -72,345 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,0002 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -104,696 & 377 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -377 & -104,696 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 8,7307 & 0 & 0,1233 \end{bmatrix} \quad (72)$$

$$B = \begin{bmatrix} 1407 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1407 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -97,8 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -97,8 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10,1 \end{bmatrix} \quad (73)$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (74)$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (75)$$

Utilizando (71) são encontradas as seguintes matrizes Q e R compatíveis com as matrizes aumentadas:

$$Q = \begin{bmatrix} 10 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,89 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 200 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 200 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 900 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 900 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,055 \end{bmatrix} \quad (76)$$

$$R = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 \end{bmatrix} \quad (77)$$

As matrizes K e Ki , submatrizes de Kt , apresentadas a seguir são adquiridas a partir de matrizes aumentadas, assim elas comportam matrizes menores que são utilizados nas malhas de controle LQI mostradas anteriormente. Estão apresentadas em separado para facilitar a exibição dos dados.

$$K = \begin{bmatrix} 3,114 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3,114 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 5,663 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -2,044 & 0 & -0,052 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -2,044 & -0,059 \\ 0 & 0 & 0 & 0,026 & 0,031 & 3,014 \end{bmatrix} \quad (78)$$

$$Ki = \begin{bmatrix} -14,14 & 0,179 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,179 & -14,14 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -7,071 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 26,611 & -32,994 & 0,013 \\ 0 & 0 & 0 & 32,935 & 26,672 & 0,015 \\ 0 & 0 & 0 & 5,643 & -0,206 & -0,74 \end{bmatrix} \quad (79)$$

4. SISTEMA DFIG APLICADO A REDE ELÉTRICA

Este capítulo apresenta uma rede elétrica composta por barramentos, transformadores, linhas de distribuição e outra geração de energia diferente do DFIG, tudo isso sob influência de fenômenos que possam causar problemas a geração e distribuição de energia. Os problemas abordados serão: Afundamentos de tensão e falhas internas no DFIG quando conectado e funcionando em rede com outro sistema de geração, no caso uma geração fotovoltaica. Não é tratado a respeito de fluxo de carga nem cálculo de curto-circuito e proteção, pois foge a temática desta dissertação.

4.1. Afundamentos de Tensão

Segundo (Menezes, 2007) afundamentos de tensão configura-se na diminuição momentânea do valor eficaz da tensão em, no máximo, um minuto ocorrido por perturbações na rede. Já os procedimentos de rede, submódulo 2.8 (Operador Nacional do Sistema, 2017), fala que é uma diminuição no valor eficaz de tensão entre 0,1 e 0,9 p.u. que se mantém de um ciclo a três segundos, no mesmo submódulo um ciclo é igual a 16,67 milissegundos. Nesse documento esse evento está incluído entre os fenômenos de variação de tensão de curta duração (VTCD) (Mendes, 2009), os eventos são classificados de acordo com a tabela 5. Nesta tabela, de acordo com a duração do evento de variação de tensão de curta duração e do impacto causado na amplitude da tensão pode-se classificar o fenômeno em interrupções momentânea e temporária, afundamentos momentâneo e temporário, elevações momentâneas e temporárias.

Tabela 5 - Classificação de eventos de VCTD do submódulo 2.8 do Procedimentos de Rede(ONS).

Evento	Duração	Amplitude
Interrupção momentânea	≤ 3 segundos	$< 0,1$ p.u.
Afundamento momentâneo	≥ 1 ciclo e ≤ 3 segundos	$\geq 0,1$ p.u. e $< 0,9$ p.u.
Elevação momentânea	≥ 1 ciclo e ≤ 3 segundos	$> 1,1$ p.u.
Interrupção temporária	> 3 segundos e ≤ 1 minuto	$< 0,1$ p.u.
Afundamento temporário	> 3 segundos e ≤ 1 minuto	$\geq 0,1$ p.u. e $< 0,9$ p.u.
Elevação Temporária	> 3 segundos e ≤ 1 minuto	$> 1,1$ p.u.

Fonte: Procedimentos de Rede, submódulo 2.8 (Operador Nacional do Sistema, 2017)

A norma IEC 61000-2-1 (1990) reforça esse conceito como uma diminuição repentina da tensão que, depois de um breve período de tempo (0,5 ciclo a uns poucos segundos) é

restabelecido. O IEEE STD 1159, segundo (Kempner, 2016), classifica de maneira detalhada não somente esse evento como outros similares, eles estão mostrados na tabela 7.

Tabela 6 - Classificação de eventos de VTCD segundo o IEEE

Evento	Duração	Amplitude
Afundamento instantâneo	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 p.u.
Elevação instantânea	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 p.u.
Interrupção momentânea	0,5 ciclos – 3 segundos	< 0,1 p.u.
Afundamento momentâneo	30 ciclos – 3 segundos	0,1 – 0,9 p.u.
Elevação momentânea	30 ciclos – 3 segundos	1,1 – 1,4 p.u.
Interrupção temporária	3 segundos – 1 minuto	< 0,1 p.u.
Afundamento temporário	3 segundos – 1 minuto	0,1 – 0,9 p.u.
Elevação temporária	3 segundos – 1 minuto	1,1 – 1,2 p.u.

Fonte: IEEE STD 1159(1995) *apud* (Kempner, 2016)

Esses afundamentos podem ter origem em partida de grandes motores, chaveamento de cargas pesadas e curto-circuito em qualquer ponto da rede de fornecimento de energia (Maia, 2011), faltas ocasionadas por fenômenos naturais tais como, descargas elétricas e vendavais (que derrubam postes e linhas) também podem ocasionar afundamentos. Conforme o impacto nas fases, essas faltas momentâneas de tensão podem ser (Menezes, 2007):

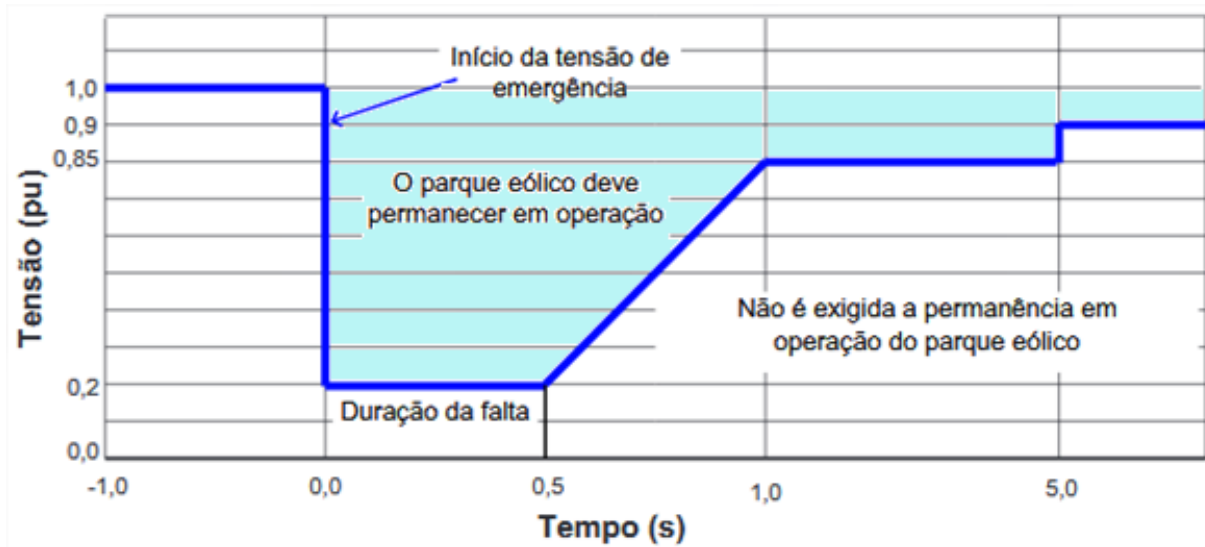
- Trifásicas;
- Trifásicas à terra;
- Bifásicas;
- Bifásicas à terra;
- Fase terra.

Com esses tipos de falta, um afundamento de tensão pode ser equilibrado ou desequilibrado (Maia, 2011). Um afundamento é equilibrado quando ocorre falta trifásica, o desequilibrado ocorre nos outros casos. Afundamentos equilibrados (ou simétrico) são menos corriqueiros, porém severas enquanto os mais comuns são os desequilibrado do tipo bifásico e fase-terra (Menezes, 2007) e com menor severidade.

Variações de tensão podem prejudicar a continuidade da operação de sistemas industriais, hospitais e consumidores de energia em geral trazendo prejuízos e possíveis danos a equipamentos caso as proteções não atuem corretamente. Além disso, as usinas eólicas sofrem regularmente com esse tipo de ocorrência, já que barras de transmissão, mesmo distantes, estão

conectados à rede e são susceptíveis a esse fenômeno (Mendes, 2009). De acordo com os Procedimentos de Rede (Carvalho, 2006), o nível de tensão e tempos limites para o aerogerador manter-se funcionando, no caso de haver uma queda de tensão, são mostrados na figura 23 que relaciona tensão(V) em porcentagem pelo tempo(s) em segundos. A área mais escura representa a região de tolerância do aerogerador, ao extrapolar esses limites o sistema opera com as proteções.

Figura 23 - Curva de tolerância do aerogerador segundo o ONS.



Fonte Adaptado de (Carvalho, 2006).

Os afundamentos podem ser oriundos de faltas temporárias, que não danificam os sistemas de proteção e isolamentos, podendo voltar ao normal automaticamente (Hirt, 2015) ou permanentes sendo restabelecida a situação quando ocorre intervenção humana (Argenta, 2013). Afundamentos são mais severos quando a resistência de falta possui valor ínfimo (Menezes, 2007) mas raramente os curtos-circuitos no sistema possuem resistência de falta nula (Menezes, 2007), alguns trabalhos como o de (Ortmeyer, Hiyama & Salehfar, 1996) apontam valores de resistência de pouco menos de 1 a 5 Ω ou maiores, como 70 Ω .

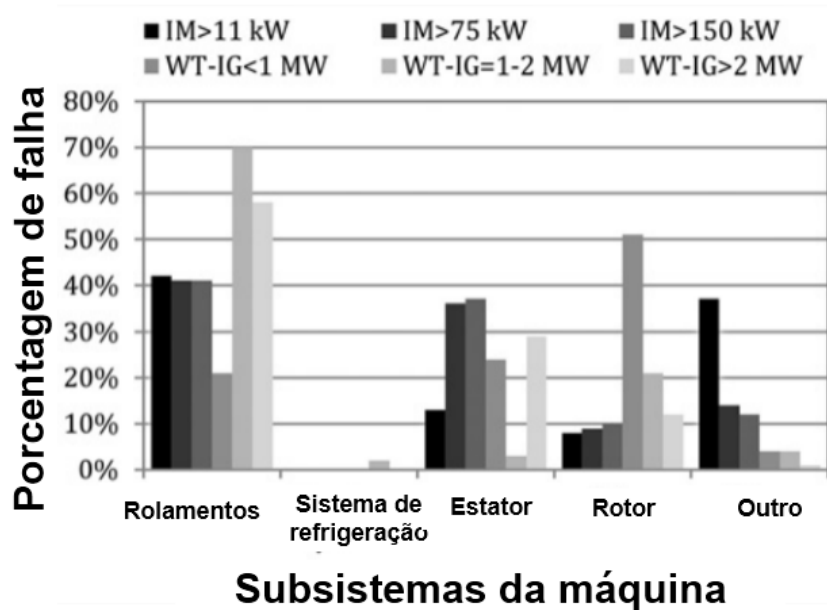
4.2. Falhas Internas

De acordo com (Da Silva *et al.*, 2017) a topologia do DFIG está se tornando a mais aplicada em turbinas eólicas de velocidade variável com potência superior a 1,5 MW. Com as turbinas eólicas conectadas a rede elétrica faz-se necessário análises de possíveis falhas para evitar danos tanto as turbinas quanto a rede na qual estão inseridos.

No artigo publicado por (Zaggout *et al.*, 2014) esses geradores apresentam uma porcentagem de falhas internas concentradas principalmente no rotor, estator e rolamentos da

máquina, como mostrado na figura 24 para WT-IG (gerador de indução de turbina eólica) e IM (máquina de indução). No eixo vertical tem-se o percentual de falha enquanto no eixo horizontal tem-se os subsistemas da máquina que mais apresentam problemas. Segundo a mesma referência para aplicações eólicas, de 12 a 50% das falhas nos geradores estão associadas ao rotor.

Figura 24 - Distribuição das falhas nos geradores de indução.



Fonte: Zaggout *et al.*, 2014.

Algumas falhas internas, conforme (Da Silva *et al.*, 2017), ocorrem entre espiras, defeitos nos enrolamentos, falha de assimetria nos enrolamentos, curto-circuito entre espiras, além de falhas mecânicas e dimensionamento mal feito de sistemas de proteção. Nos distúrbios internos, essa análise ajuda no estudo de coordenação da proteção e cálculo da corrente máxima permitida pela rede elétrica (Morren *et al.*, 2007). Neste trabalho também são tratados dois tipos de falhas internas da máquina, a assimetria elétrica e curtos-circuitos internos (faltas) nos enrolamentos do DFIG.

4.3.1 Assimetria Elétrica no Rotor

São problemas que aparecem devido à crescente resistência ou ao circuito aberto de um ou mais dos enrolamentos do rotor ou dos circuitos da engrenagem da escova (Da Silva *et al.*, 2017). Um dos principais fatores que contribui para esse distúrbio é o desgaste dos materiais com o passar dos anos sem manutenção, que fazem aumentar essa resistência à medida que o

condutor vai se deteriorando. As consequências podem ser aumento das perdas, redução da eficiência e diminuição da confiabilidade do gerador e da turbina.

Na prática, as assimetrias elétricas do rotor podem ser modeladas inserindo-se uma resistência adicional em série com os enrolamentos e fase do rotor. (Zaggout *et al.*, 2014) criou uma assimetria do rotor por meio de resistência variável externa conectada em uma fase do circuito do rotor através dos anéis coletores da máquina. Na mesma referência a resistência assimétrica do rotor é dada como uma porcentagem da resistência da fase balanceada em condições normais. O valor da porcentagem da resistência assimétrica e da resistência variável externa dependem da severidade do desbalanceamento.

4.3.2 Faltas nos terminais do DFIG

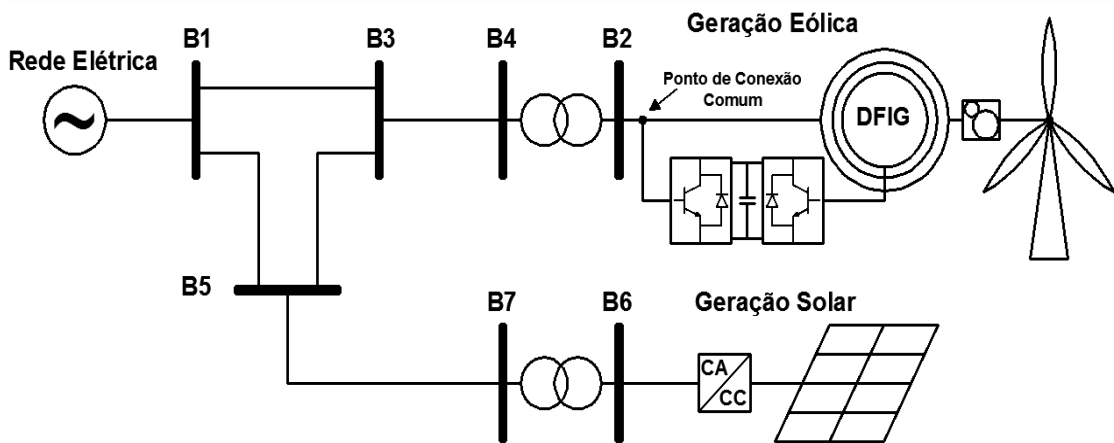
Assim como nos afundamentos, as faltas nos terminais do DFIG podem ser fase-terra, bifásico, bifásico-terra, trifásico e trifásico-terra. Para a simulação, esses problemas foram programados em intervalos pré-definidos facilitando as análises e apresentação dos gráficos.

Este estudo também é importante para verificar o impacto desses acontecimentos nos conversores e dimensionar proteções que visem evitar prejuízos maiores. Para geração eólica com DFIG a mais conhecida é a utilização da proteção *crowbar* que protege o conversor conectado aos terminais da máquina de sobrecorrentes do rotor, sobretensão no barramento CC ou queda de tensão no estator desabilitando o funcionamento dos IGBT's presentes no conversor (Da Silva *et al.*, 2017). O *crowbar* é um banco de resistores conectados em paralelo aos enrolamentos do rotor (Franco, 2017), ele deve permitir uma máxima continuidade de operação do sistema. Como o intuito deste trabalho é verificar o comportamento do controle do DFIG, esse sistema não faz parte do escopo deste trabalho.

4.3. Rede Elétrica com DFIG

O sistema completo a ser simulado e analisado pode ser visto figura 25, esta rede foi construída com base nos trabalhos de (Barros, 2006) e de (Salles,2009), o gerador eólico estudado está interligado a toda essa rede, o nível de tensão da rede elétrica é 13,8 kV. Do transformador de saída do DFIG (entre o barramento B2 e B4) para o barramento B3 há uma distância de 10 quilômetros, de B3 ao barramento da rede B1 são 12 quilômetros. Do barramento B3 a B5 e de B1 a B5 também temos 10 quilômetros. De B5 até B7 (saída do transformador da geração solar) são 12 quilômetros.

Figura 25 – Sistema completo a ser analisado.



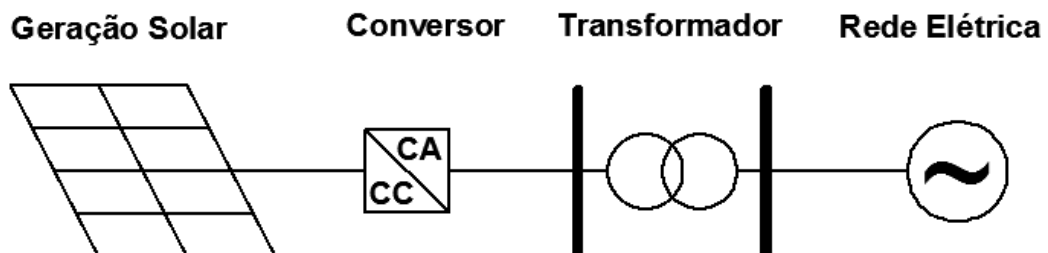
Fonte: Autoria Própria.

No barramento B6 está conectado a uma geração fotovoltaica para analisar o comportamento do DFIG interligado com outra geração em uma rede. Com base no trabalho de (Beigelman, 2013), as características da usina solar fotovoltaica de Tauá-CE serão apresentadas na seção a seguir de modo a compor uma pequena rede de distribuição para verificar o comportamento do DFIG com outras gerações em paralelo e afundamentos de tensão.

4.4. Geração Fotovoltaica de Tauá-CE

Uma geração fotovoltaica consiste em produzir energia elétrica a partir da radiação solar. Este empreendimento, representado na figura 26, está localizado na cidade de Tauá-CE a 360 km de Fortaleza (Beigelman, 2013), é diretamente conectada a rede de 13,8 kV da distribuidora de energia do Ceará. Essa usina na figura 26 utiliza 4680 painéis da fabricante Kyocera de 215W a unidade, totalizando 1MWp de potência instalada. Os painéis são ligados a caixas de controle que vão para inversores e depois para um transformador de 1250kVA, 220V/13800V que faz a conexão com a rede de distribuição da concessionária local. Após 12 quilômetros de linha, é diretamente ligada à rede de 13,8 kV da concessionária.

Figura 26 - Usina solar de Tauá-CE.



Fonte: Autoria própria.

Neste sistema interligado a rede elétrica com a geração solar de (Beigelman, 2013) serão aplicados quatro tipos de distúrbios para analisar o comportamento dos controle PI e LQI.

A simulação deste sistema foi apresentado por (Araújo *et al*, 2018). Neste artigo foi simulado e analisado os efeitos de aplicação afundamentos de tensão equilibrado e desequilibrado no controle LQI do DFIG. No mesmo artigo os afundamentos foram programados para ocorrerem em dois pontos do sistema, no barramento B1 e B5.

5. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados de simulação da rede elétrica com o DFIG detalhado na seção 4.4 utilizando os controladores PI e LQI. Foram analisados quatro cenários com o objetivo de verificar o desempenho das técnicas de controle perante as perturbações. São apresentados os gráficos das correntes e tensões da rede elétrica de 13,8 kV, as correntes do rotor e as potências ativa e reativa da rede, DFIG e solar.

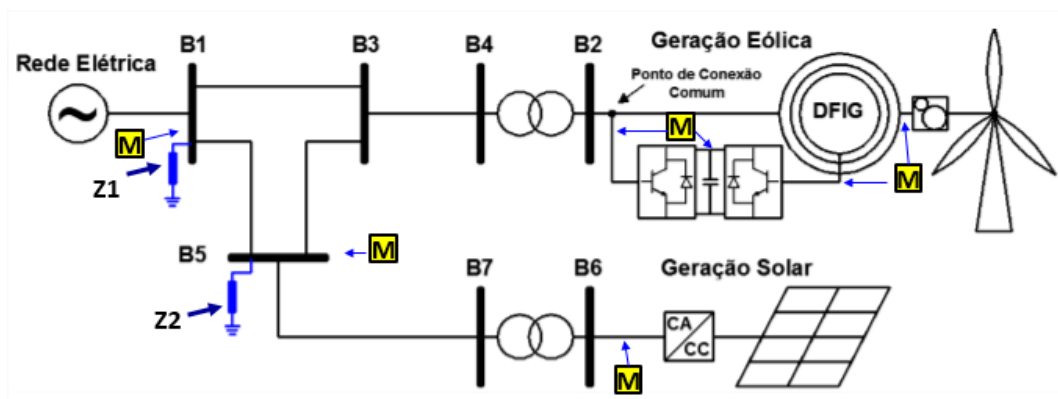
Para afundamento equilibrado os fios que ligam o barramento ao terra possuem impedâncias iguais e ocorrem em intervalos de tempo iguais, no afundamento desequilibrado possuem valores diferentes e ocorrem intervalos de tempo diferentes. Os parâmetros controlados pelas malhas de controle do DFIG são correntes do conversor lado da máquina e da rede, tensão no barramento CC, potência reativa e velocidade do DFIG.

5.1. Cenário 01: Afundamentos Equilibrados em B1 e B5

São aplicados dois afundamentos de tensão balanceados em B1 e B5 através das impedâncias $Z1$ e $Z2$ conforme mostrado na figura 27. $Z1$ e $Z2$ são dimensionados e programados para aplicação dos afundamentos de tensão equilibrados e desequilibrados em curtos períodos de tempo. Os quadrados com a letra M são os pontos onde ocorrem as medições dos parâmetros da rede elétrica em todos os cenários.

Os afundamentos equilibrados são de 60% nos dois barramentos com duração de 0,15 segundos. Primeiro ocorre afundamento equilibrado em B1 no intervalo de 10 a 10,15 segundos, na barra B5 o afundamento equilibrado ocorre no intervalo de 10,3 a 10,45 segundos.

Figura 27 - Pontos de aplicação dos afundamentos no sistema.

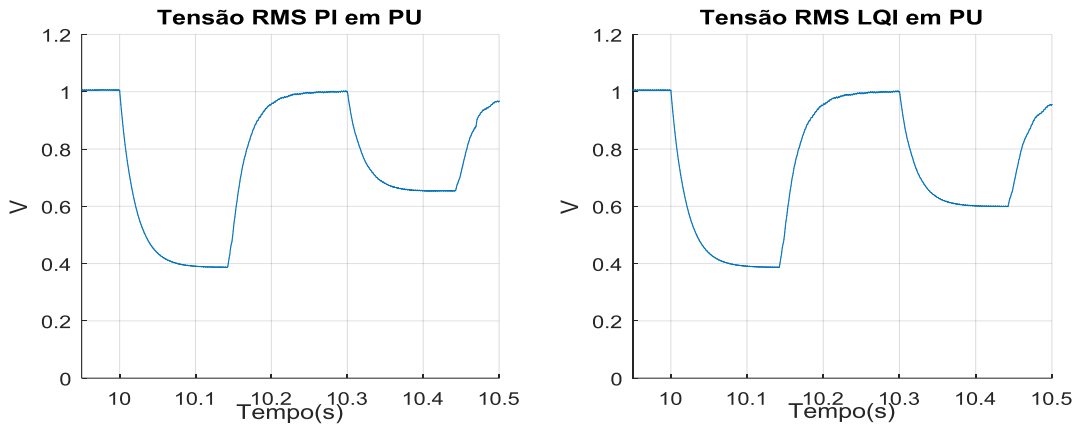


Fonte: Autoria própria.

Na figura 28 observa-se a leitura da tensão RMS na rede elétrica em B1 tanto para o DFIG com controle PI como por controle LQI. O valor de tensão na barra B1 é 13,8 kV, as

informações estão apresentadas em PU para facilitar a análise e o intervalo de tempo é justamente quando ocorrem os eventos. É observado que de 10 a 10,15 segundos houve afundamento de 60% em B1. Em B5, no intervalo de 10,3 a 10,45 segundos, o efeito do afundamento foi de aproximadamente 40%. O afundamento ocorrido em B5 é menor comparado ao ocorrido em B1 por estar mais afastado do ponto de leitura.

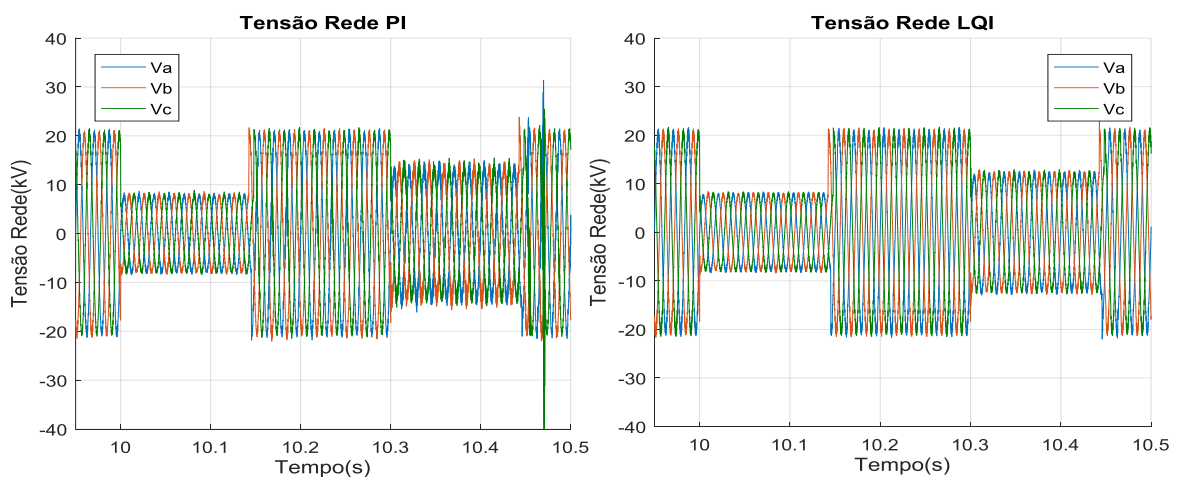
Figura 28 - Tensão RMS medida em B1.



Fonte: Autoria própria.

Com os afundamentos realizados, os efeitos nas tensões trifásicas na rede elétrica são mostrados na figura 29, estas sofrem uma diminuição de amplitude. O primeiro afundamento causou uma diminuição maior na amplitude comparado ao segundo evento, isto porquê o local da medida das tensões (em B1) é mais próxima do local onde ocorreu o fenômeno.

Figura 29 - Tensões trifásicas medidas em B1.

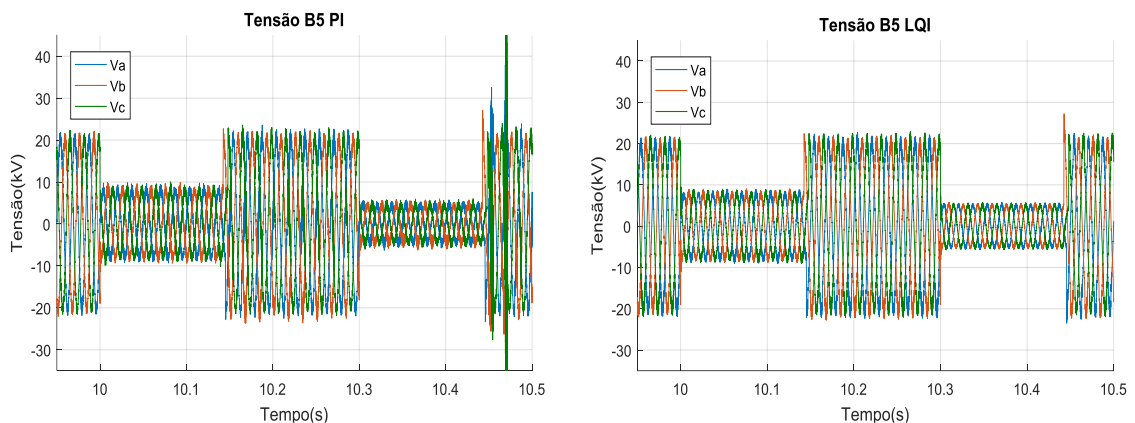


Fonte: Autoria própria.

Para o DFIG com controle PI é observado uma distorção momentânea depois de 10,45 segundos, é gerado um pico de aproximadamente +30 kV e pico negativo de aprox. -40 kV de pequena duração.

As tensões no barramento B5 de 13,8 kV que liga a geração solar a rede são apresentados na figura 30. Estas diminuem suas amplitudes, porém o segundo afundamento causado nesta barra provoca uma diminuição maior (a amplitude fica próxima de 5kV) que o primeiro evento (que fica pouco menor que 10 kV). As tensões de B5 no sistema cujo DFIG é controlado por PI apresentam distorções instantâneas depois dos afundamentos causados, essas distorções provocam um pico de aproximadamente 40 kV. Para o sistema com LQI há uma leve distorção em 10,45 segundos mas de amplitude menor comparado ao anterior.

Figura 30 - Tensões trifásicas medidas em B5.

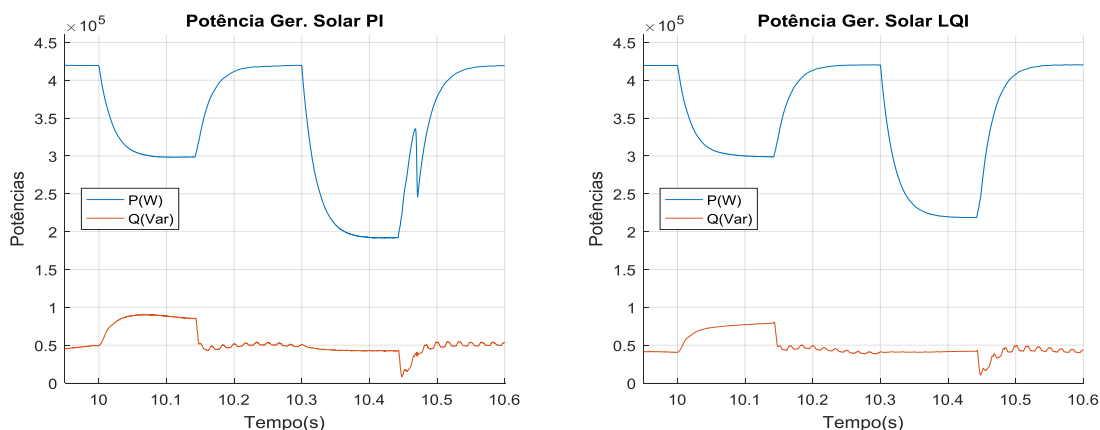


Fonte: Autoria própria.

A figura 31 mostra as potências ativa e reativa gerada pela usina solar sob influência dos afundamentos, em condições normais a geração fotovoltaica oferece potência ativa de aproximadamente 420 kW e reativo pouco menos de 50 kVar.

Para o DFIG com PI, no primeiro afundamento a potência ativa cai para 300kW e a reativa aumenta para aproximadamente 100kVar, no segundo afundamento a potência ativa cai para 200kW e a reativa fica praticamente estável em 50kVar, em 10,45 segundos há uma distorção na potência ativa antes de voltar ao valor normal. Para o sistema cujo DFIG é controlado por LQI, no primeiro afundamento, a potência reativa sobe para próximo de 30 kVar. No segundo afundamento a potência ativa fica em 220 kW aproximadamente com reativo praticamente constante. Em ambos os sistemas há um leve afundamento da potência reativa depois de 10,45 segundos.

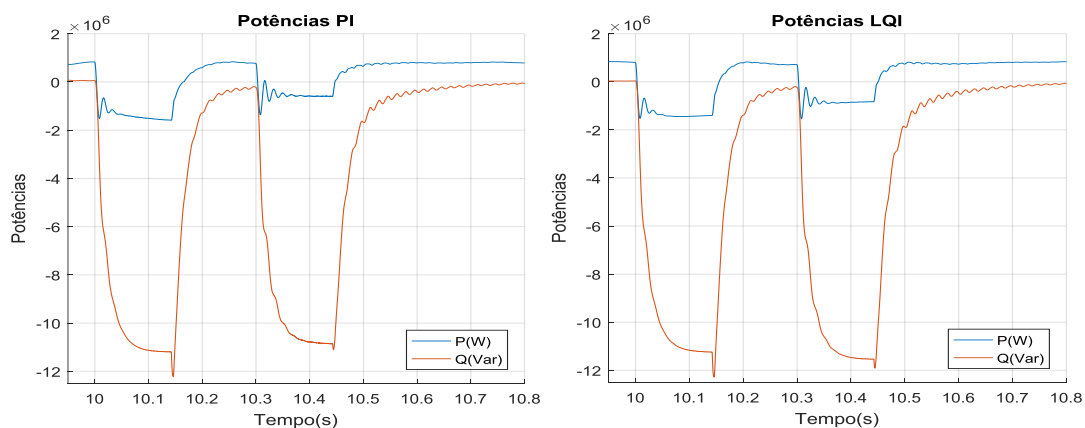
Figura 31 - Potência ativa e reativa da geração fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria.

Na rede elétrica, a potência ativa e reativa também refletem os efeitos dos afundamentos nas formas de onda. Nos dois casos mostrados na figura 32 apresenta o efeito do afundamento na potência reativa maior quando comparado com a potência ativa. Em condições normais a potência ativa fica em torno de 900 kW e 50kVar de potência reativa. Neste caso quando o valor é negativo significa que a rede está fornecendo potência para os outros componentes, em ambas as situações os afundamentos apresentam valores similares mas no segundo afundamento para o sistema com DFIG com PI apresenta o impacto é ligeiramente menor (pouco mais de -10 MW) enquanto no outro fica próximo de -12MVar.

Figura 32 - Potências ativa e reativa da rede elétrica medidas em B1.

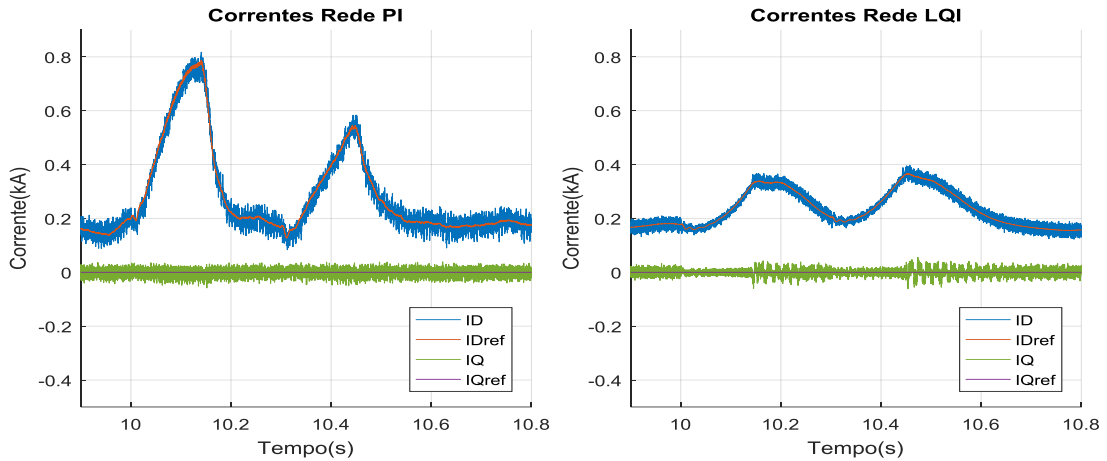


Fonte: Autoria própria.

As figuras e análise seguintes são voltadas aos parâmetros relativos ao DFIG, as correntes $I_d(ID)$ e $I_q(IQ)$ no conversor lado da rede são exibidos na figura 33. Enquanto que no controle PI os valores de I_d , durante os afundamentos, chegam a 800 A e 600 A

respectivamente, no controle LQI I_d apresenta picos de aproximadamente 400 A nos dois afundamentos. O LQI mostra amplitudes menores e com menores oscilações que o PI o que indica esforços menores e do sistema de controle para controlar a corrente. A corrente I_q nos dois casos permanece em zero.

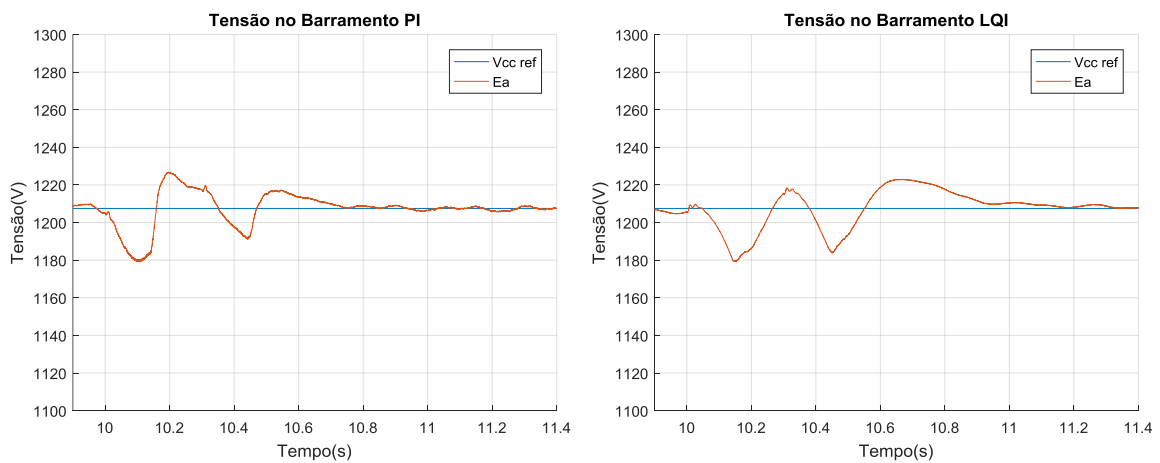
Figura 33 - Correntes I_d e I_q do conversor do lado da rede.



Fonte: Autoria própria.

Para a tensão do barramento CC, tem-se a figura 34. Com relação as variações da tensão E_a no barramento CC, o controle PI se sai melhor que o controle LQI por mostrar-se mais rápido em seguir a referência V_{ccref} . Para alcançar o valor de referência o controle LQI apresenta-se mais lento, em compensação é mais suave e menos oscilante em regime permanente.

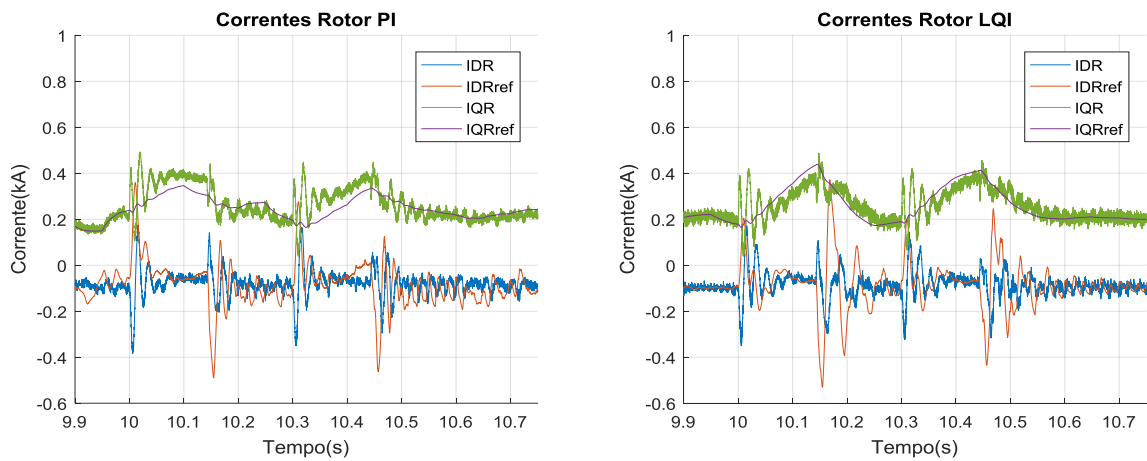
Figura 34 - Tensão no barramento CC.



Fonte: Autoria própria.

As correntes $I_d(IDR)$ e $I_q(IQR)$ do rotor apresentadas na figura 35 mostram elevações nos intervalos em que ocorre os afundamentos, nota-se que a corrente I_q no controle LQI segue bem próxima a sua referência($IDRref$), a corrente I_q do controle PI segue sua referência($IQRref$) porém com uma diferença maior se comparado a I_q do LQI. A corrente I_d apresenta algumas oscilações de amplitudes maiores quando comparado com a corrente I_d do controle PI. A partir de 10,6 segundos é observado uma menor oscilação tanto de I_q como I_d do controle LQI.

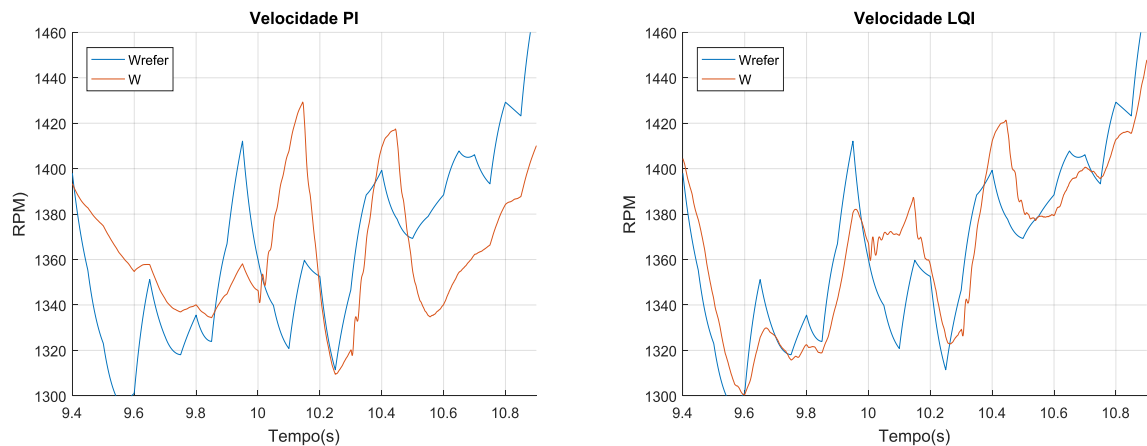
Figura 35 - Correntes Id e Iq do rotor.



Fonte: Autoria própria.

Para a velocidade em RPM do rotor há a figura 36, como o vento é randômico o comportamento da velocidade também é randômico com oscilações variadas. O sinal lido de velocidade(W) segue de maneira mais próxima a referência ($Wrefer$) quando o controle é LQI, no controle PI a velocidade segue sua referência mas com uma dificuldade maior quando o vento empregado é o randômico.

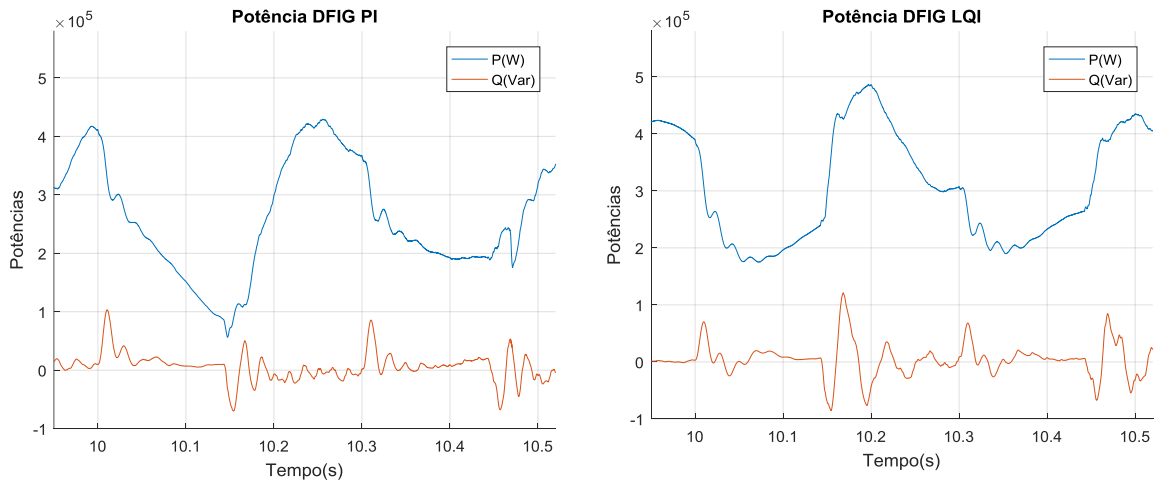
Figura 36 - Velocidade do rotor.



Fonte: Autoria própria.

É apresentado na figura 37 as potências ativa (P) e reativa (Q) produzidas pelo DFIG. Nos momentos que ocorrem os afundamentos de tensão tanto Q do PI como o do LQI ficam oscilantes, porém com valores em zero ou muito próximos deste. Nestes mesmos momentos ocorre diminuição da potência ativa, mas no caso do LQI o valor mínimo de P é por volta de 200 kW enquanto que no PI a potência ativa chega a um mínimo de 100 kW.

Figura 37 – Potências ativa e reativa de saída do DFIG.



Fonte: Autoria própria.

Quando comparado os gráficos de I_d e I_q da rede, I_d e I_q do rotor (principalmente a partir de 10,6 segundos), velocidade e potências do DFIG, o comportamento do LQI é melhor que o do PI apresentando menos oscilação, mais precisão ao seguir a referência e menor diminuição de potência. O controle PI apresenta vantagens quando se compara a tensão do barramento CC por alcançar a referência em um tempo menor que o LQI, nos outros gráficos o comportamento é similar.

5.2. Cenário 02: Afundamentos Desequilibrados

Neste caso é aplicado um afundamento de tensão desbalanceado no barramento B1, no cenário anterior a magnitude destas distorções foram iguais nas três fases, neste cenário a intensidade da distorção é diferente para cada fase, Z1 foi dividido para cada fase. Não foi aplicado os afundamentos desequilibrados em B5 porque os comportamentos gráficos ficaram similares aos mostrados nas figuras a frente o que levaria a mesma análise e conclusão.

A rede continua sendo de 13,8 kV RMS, para a fase foi aplicado um afundamento de intensidade e duração diferente conforme tabela 8. Após esse período todos voltam ao normal, a análise é feita tanto para o DFIG controlado por PI como por LQI.

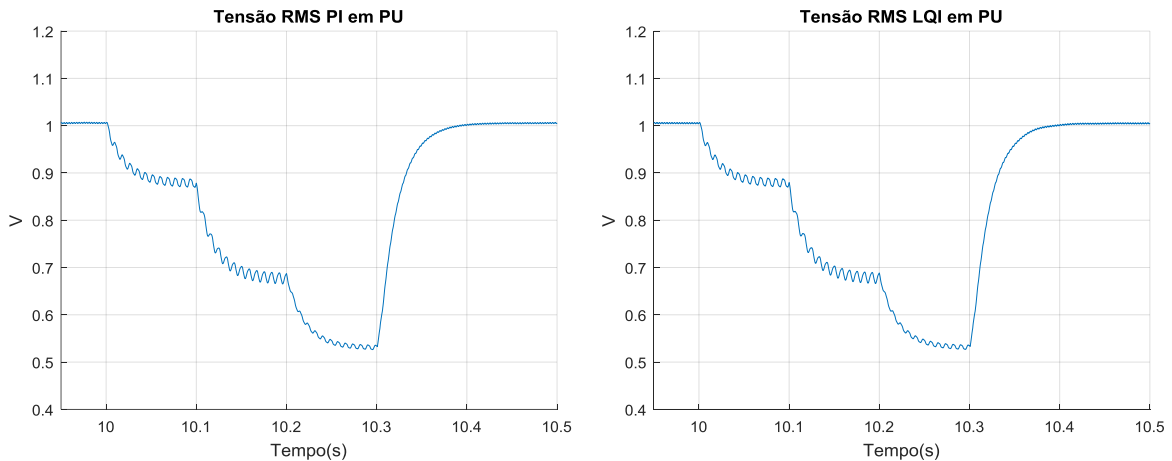
Tabela 7 - Afundamentos desequilibrados aplicados.

Fase	Afundamento	Duração(segundos)
A	30%	10 a 10,3 segundos
B	60%	10,1 a 10,3 segundos
C	40%	10,2 a 10,3 segundos

Fonte: autoria própria.

Primeiro analisando a tensão RMS (em PU) da rede elétrica, cada queda da tensão é relativa ao afundamento aplicado em cada fase. O resultado é mostrado na figura 38 para os dois tipos de controle do DFIG, os afundamentos influenciam de maneira diferente na tensão RMS da rede elétrica. Na fase *a* causou uma diminuição de 10%, de 10,1 segundo a 10,2 segundos o efeito é somado ao afundamento da fase *b* causando redução de 30%, de 10,2 a 10,3 segundos somam-se ao efeito da fase *c*, isso resultou em 45% aproximadamente.

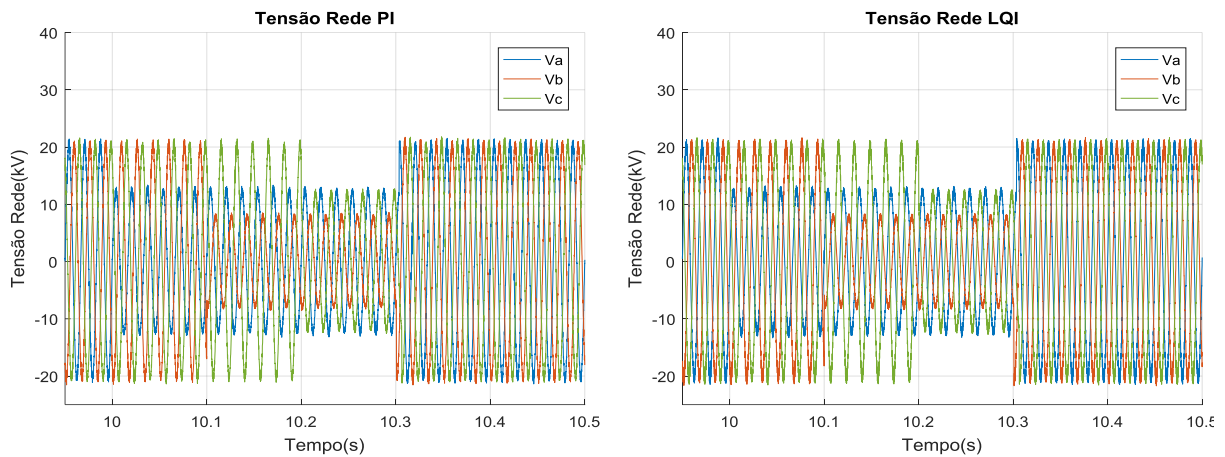
Figura 38 - Tensão RMS medida em B1.



Fonte: Autoria própria.

As tensões trifásicas da rede diante de afundamento desbalanceado estão expostas na figura 39. Em condições normais a amplitude de cada fase é aproximadamente 20 kV. É possível ver de maneira clara o afundamento desbalanceado de 10 segundos a 10,3 segundos em cada fase, a primeira a diminuir a amplitude para 14 kV é *V_a* em 10 segundos, depois *V_b* diminui para 8kV e por último *V_c* com 12 kV. Nas duas situações de controle do DFIG o efeito é o mesmo.

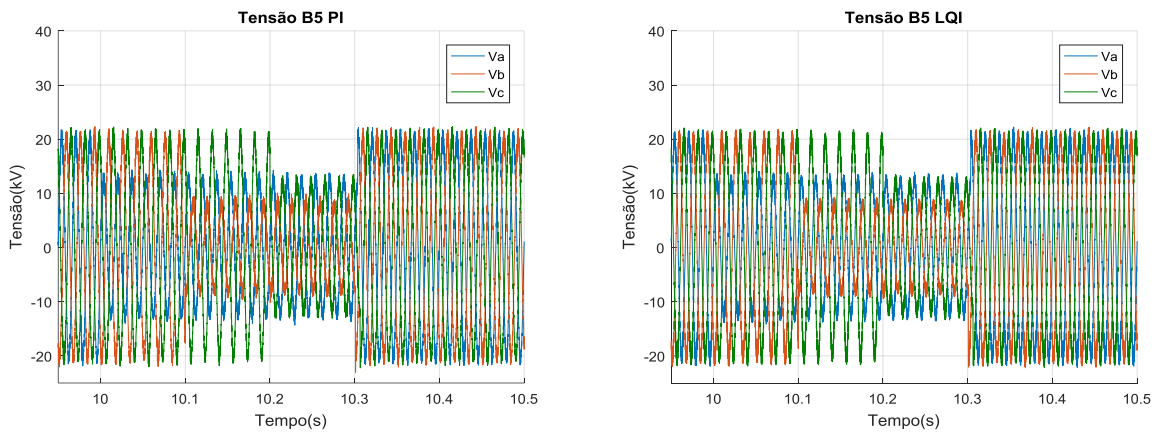
Figura 39 - Tensões trifásicas medidas em B1.



Fonte: Autoria própria.

As tensões no barramento B5 mostrada na figura 40, para as duas situações, estão apresentando gráficos similares. A amplitude de V_a cai para pouco menos de 14 kV, V_b diminui para cerca de 7,8 kV e V_c reduz para 11,5 kV todos na sequência de ocorrência dos afundamentos. V_b continua apresentando o menor afundamento mesmo medido de uma barra mais distante.

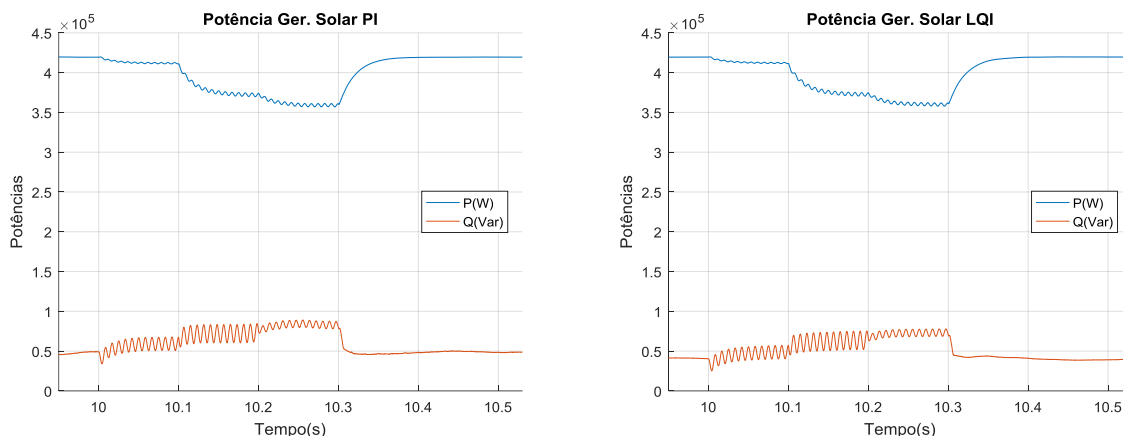
Figura 40 - Tensões trifásicas medidas em B5.



Fonte: Autoria própria.

As potencias ativa e reativa gerada pela usina solar fotovoltaica, sob influência dos afundamentos, está exposta na figura 41. Novamente os gráficos são similares nos dois casos, o valor normal (sem as distorções) é aproximadamente 420 kW para potência ativa(P) e em torno de 50 kVar para potência reativa(Q). De 10 a 10,1 segundos a diminuição é mínima em P e Q (bem oscilante). De 10,1 a 10,2 segundos o valor de P é diminuído em 35kW e Q aumentado para 65 kVar. De 10,2 a 10,3 segundos o valor de P é reduzido em 60 kW e Q aumentado para próximo de 77 kVar.

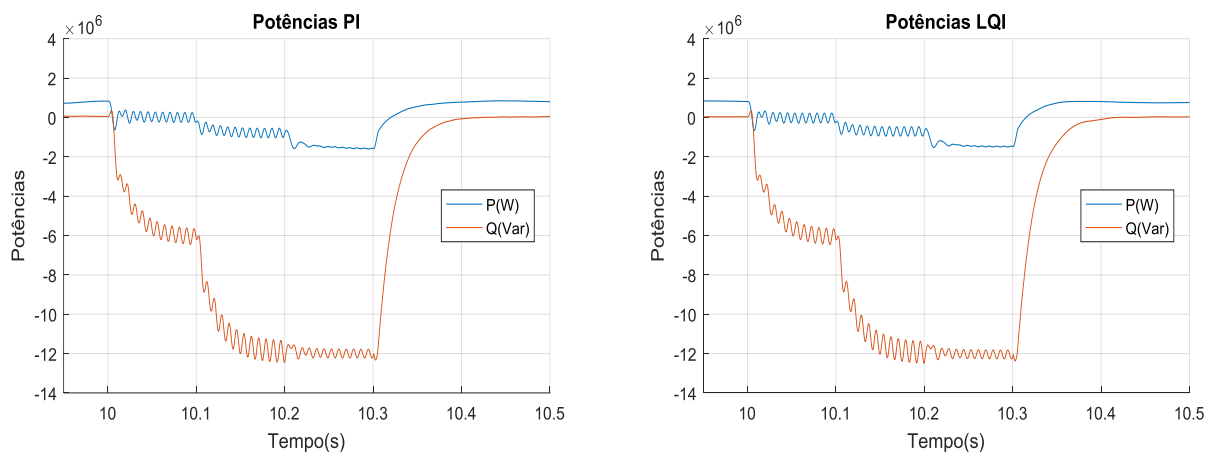
Figura 41 - Potências ativa e reativa da usina solar fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria.

O efeito na potência reativa da rede é mais forte que na potência ativa conforme pode ser comprovado ao olhar a figura 42. Com o primeiro afundamento a potência sai de zero para -6 MVar e depois no segundo e terceiro afundamentos fica em -12 MVar. No caso da potência ativa, ela primeiro cai para zero, depois vai para -500 kW e por fim em torno de -1,5 MVA. Em ambas as situações o comportamento gráfico da potência ativa e reativa são praticamente iguais.

Figura 42 - Potência ativa e reativa da rede elétrica medidas em B1.

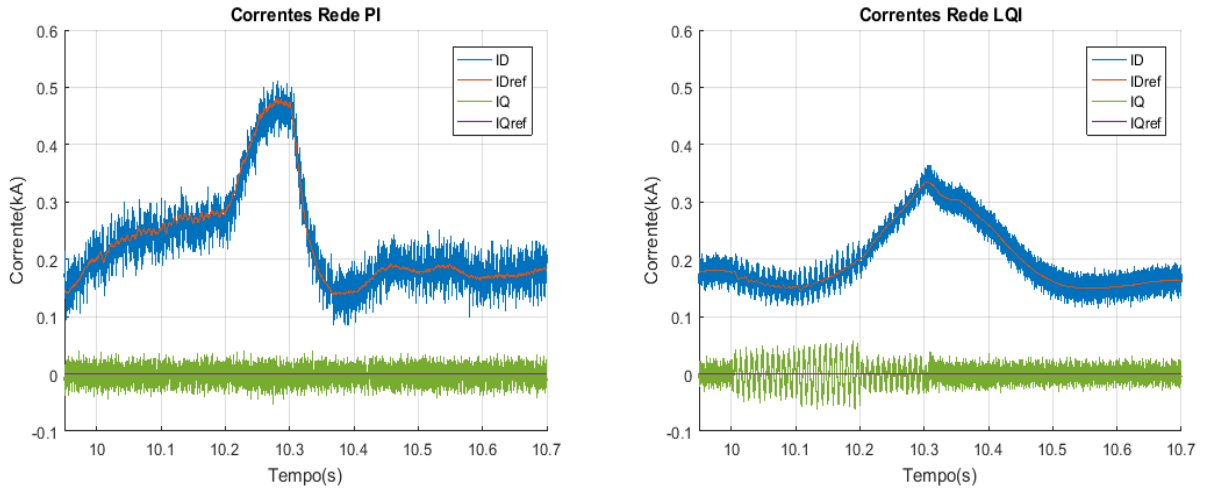


Fonte: Autoria própria.

Analisando os efeitos sobre o DFIG, na figura 43 é visto que a corrente I_d (ID) e a corrente I_q (IQ) do conversor lado da rede com suas respectivas referências. Em ambos a corrente I_q é zero, como no afundamento equilibrado a corrente I_d com o controle LQI possui amplitude máxima de 300 A contra 500 A do controle PI no intervalo de 10,2 a 10,3. Com isso

o controle LQI proporciona para I_d uma amplitude menor e menos oscilatória quando comparado com I_d do controle PI.

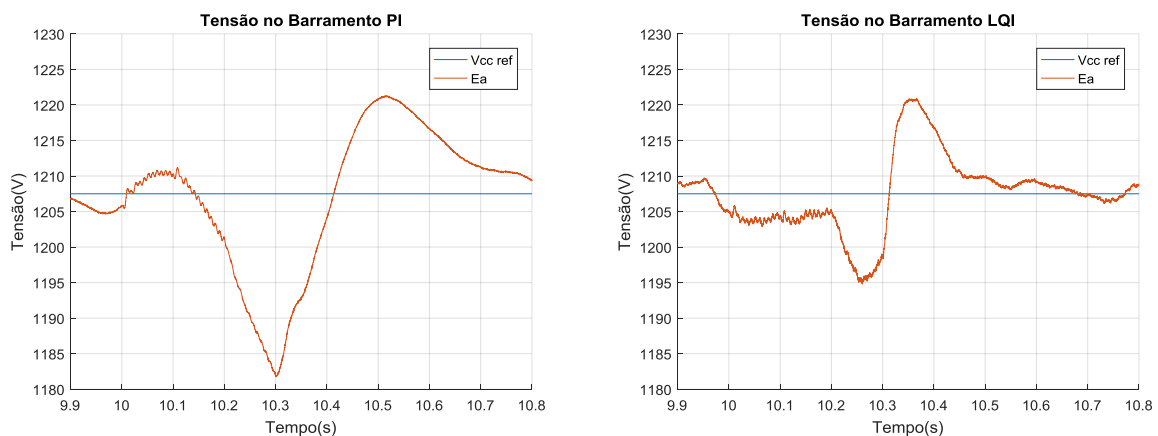
Figura 43 - Correntes I_d e I_q do conversor do lado da rede.



Fonte: Autoria própria.

A tensão do barramento CC na figura 44 exibe uma diferença no efeito dos afundamentos entre a tensão controlada pelo LQI e pelo PI. Enquanto no PI a tensão E_a , lida no barramento, apresenta um afundamento de 1180 V e, depois de 10,4 segundos, um valor máximo de pouco mais de 1220 V a tensão E_a , no controle LQI, apresenta um valor mínimo de aproximadamente 1195 V e, depois de 10,4 segundos, um máximo de 1220 V. O controle LQI apresentou um melhor controle da tensão do barramento CC.

Figura 44 - Tensão no barramento CC do DFIG.

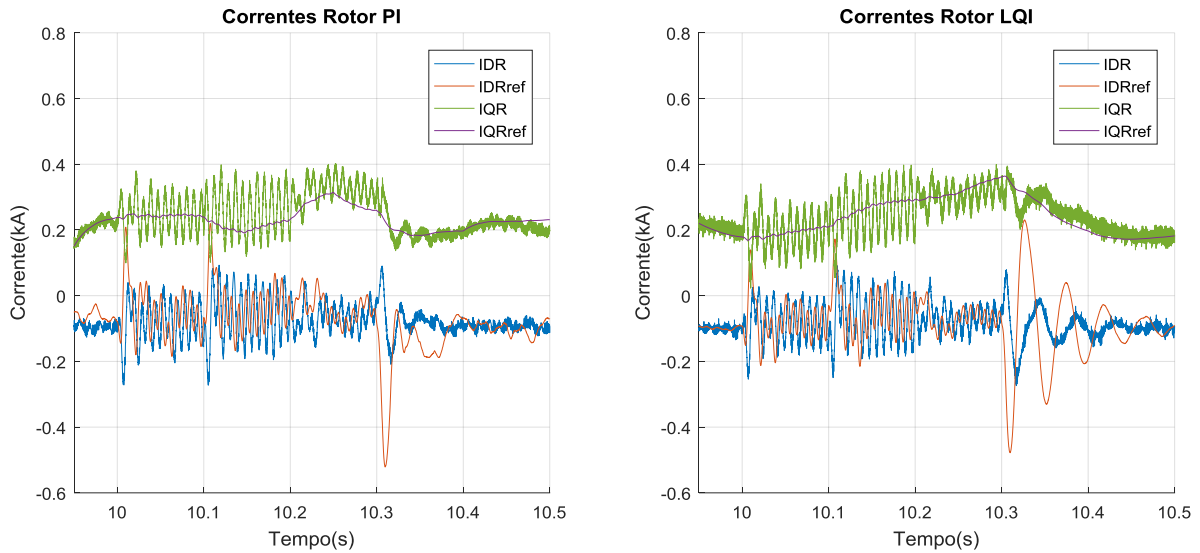


Fonte: Autoria própria.

Tanto a corrente I_q (IQR) do controle PI como a do controle LQI, durante os afundamentos, apresentam oscilações e chegam a um máximo próximo de 400 A entre 10,2 e

10,3 segundos conforma mostra a figura 45. A corrente I_d (IDR) dos dois casos de controle são bastante oscilatórios nos afundamentos de tensão. A partir de 10,3 segundos, na tentativa de estabilizar-se o I_d do LQI apresenta uma variação maior de amplitude em relação ao do PI, a corrente para o PI se estabiliza mais rápido.

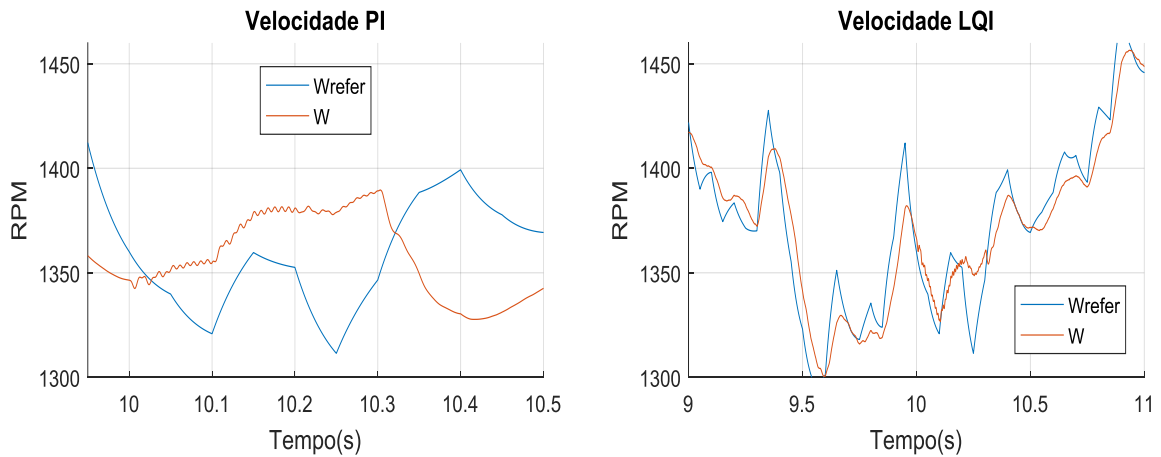
Figura 45 - Correntes I_d e I_q do rotor do DFIG.



Fonte: Autoria própria.

No intervalo em que ocorre os afundamentos de tensão, o gráfico de velocidade(W) da técnica LQI segue de maneira mais próxima a velocidade de referência(W_{refer}) enquanto que a do PI não consegue acompanhar todas as variações da referência, isso pode ser visto na figura 46.

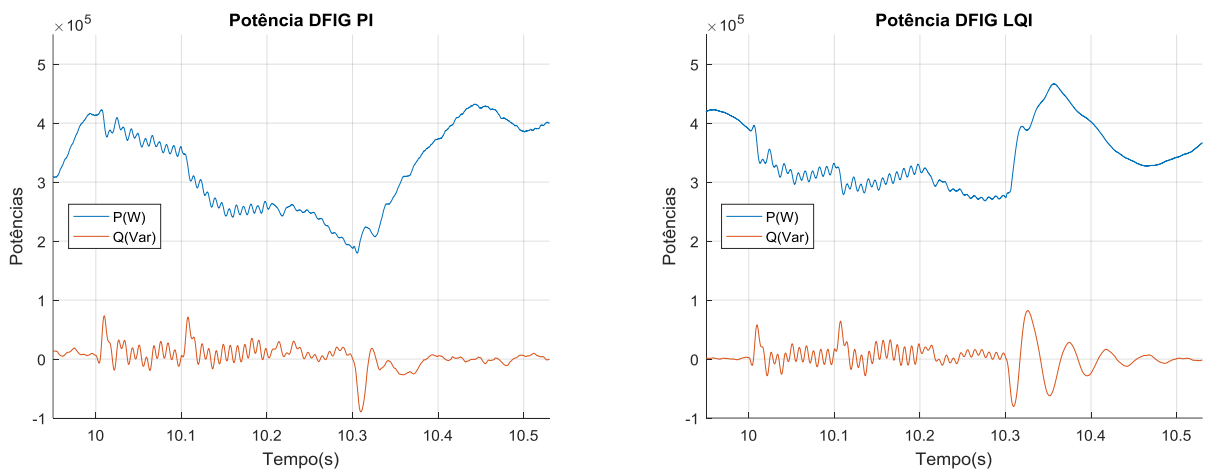
Figura 46 – Velocidade do rotor.



Fonte: Autoria própria.

A potência reativa(Q) do DFIG tanto no controle PI como no controle LQI possuem valor oscilante em zero mesmo com os afundamentos aplicados. No LQI a potência reativa, a partir de 10,3 segundos, apresenta uma oscilação maior que no PI, mas continua em zero. A potência ativa(P) do LQI apresenta uma variação menor comparada a potência ativa do PI. De 10,1 a 10,3 segundos, o mínimo valor apresentado no LQI é de 300 kW enquanto no PI é de 200 kW. Os gráficos são exibidos na figura 47.

Figura 47 - Potências ativa e reativa de saída do DFIG.



Fonte: Autoria própria.

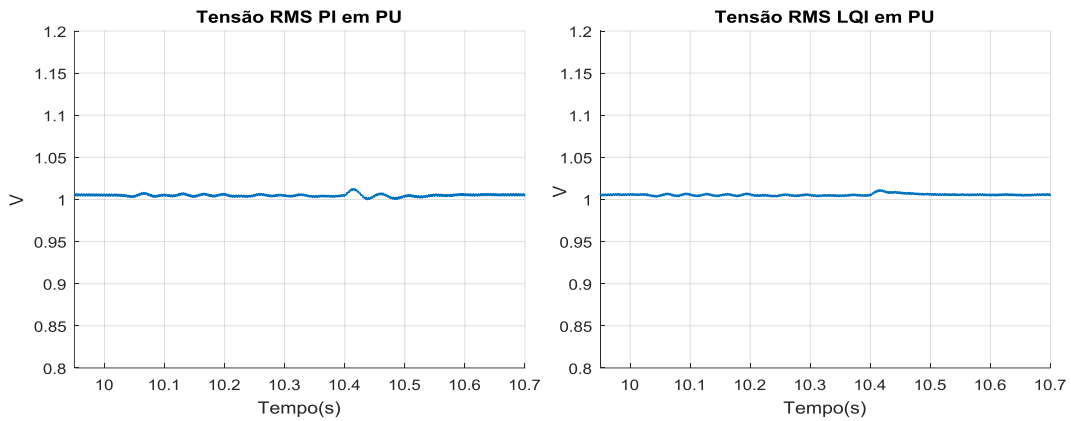
No afundamento desequilibrado o controle LQI apresentou um comportamento menos oscilatório, mais preciso e eficiente que o controle PI quando se compara os gráficos de I_d e I_q da rede, I_d e I_q do rotor, velocidade e potências do DFIG. Ao comparar o resultado do controle de tensão no barramento CC, desta vez o controle LQI mostrou-se melhor que o PI com menor oscilação, nos outros gráficos o comportamento é similar.

5.3. Cenário 03: Assimetria Elétrica no Rotor

Como descrito no capítulo 4, na seção 4.3.1, a assimetria é um fenômeno mais ligado ao desgaste e falta de manutenção que leva bastante tempo para ocorrer, como a análise deste trabalho consiste de verificar como se comporta o controle é simulado uma assimetria de curta duração. Com base no valor de resistência do rotor e na equação (4.1) foram aplicadas variações de resistência de 80%, 60% e 30% nas fases a , b e c do rotor do DFIG respectivamente. Estes valores foram aplicados no intervalo de 10 a 10,4 segundos para verificar como se comporta o controle e como influência de maneira indireta a rede elétrica, o que resultou nos gráficos a seguir.

Para a tensão RMS na rede elétrica, em PU mostradas na figura 48, a assimetria causou variações de pequena amplitude. O DFIG com controle PI apresenta uma maior quantidade de oscilações do que com controle LQI.

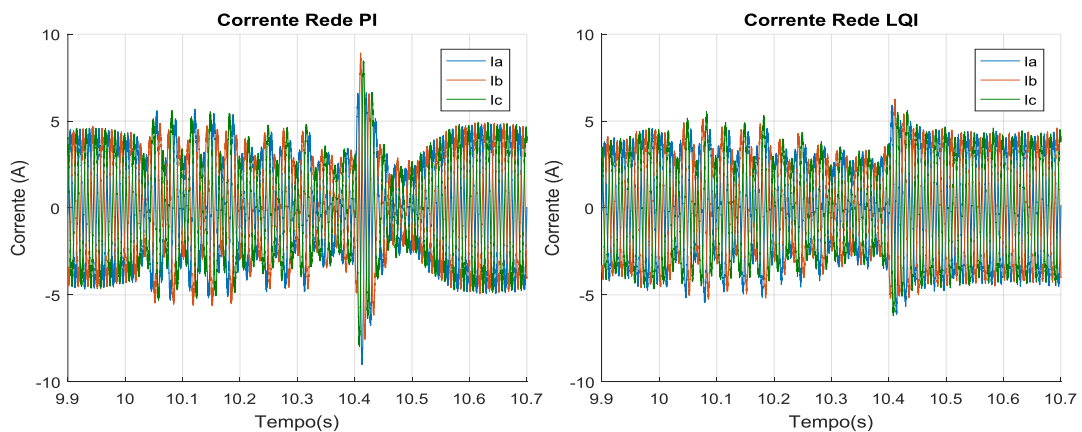
Figura 48 - Tensão RMS medida no barramento B1.



Fonte: Autoria própria.

Não são mostrados os gráficos das tensões trifásicas da rede elétrica porque não ocorreram variações de amplitude de maneira significativa sendo imperceptível o efeito. Porém o efeito na corrente elétrica da rede é perceptível conforme apresentada na figura 49. A assimetria causa oscilações maiores quando o DFIG é controlado por PI do que controlado pelo LQI. A partir de 10,4 segundos, na primeira forma de controle, é observado uma distorção maior que no segundo caso e a partir de 10,6 segundos ambas as correntes se normalizam.

Figura 49 - Correntes medidas no barramento B1.

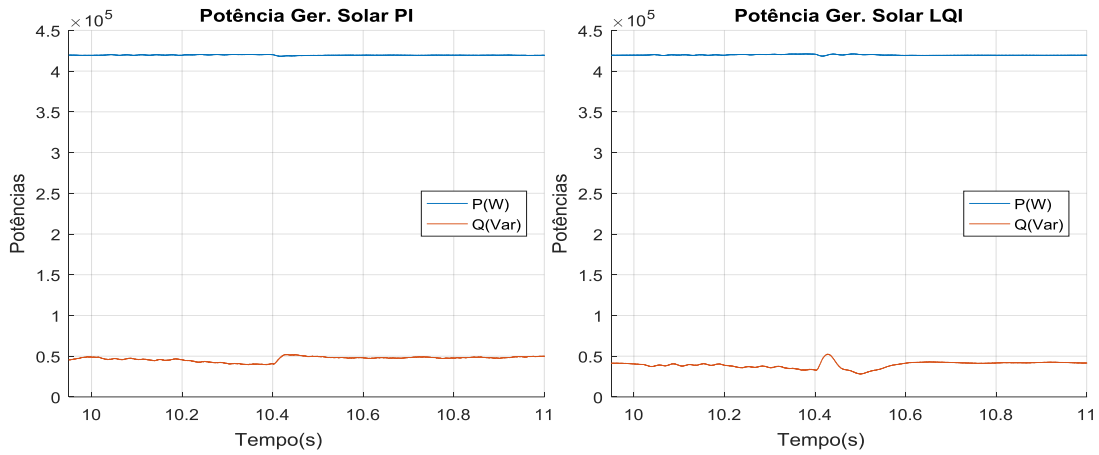


Fonte: Autoria própria.

No barramento B5 não houve influência no comportamento da tensão, para a geração solar a assimetria influenciou apenas na potência reativa(Q). Apesar de as oscilações terem

amplitudes leves, o impacto maior foi com o DFIG com controle LQI como é possível ver na figura 50, a potência ativa praticamente não sofreu alteração.

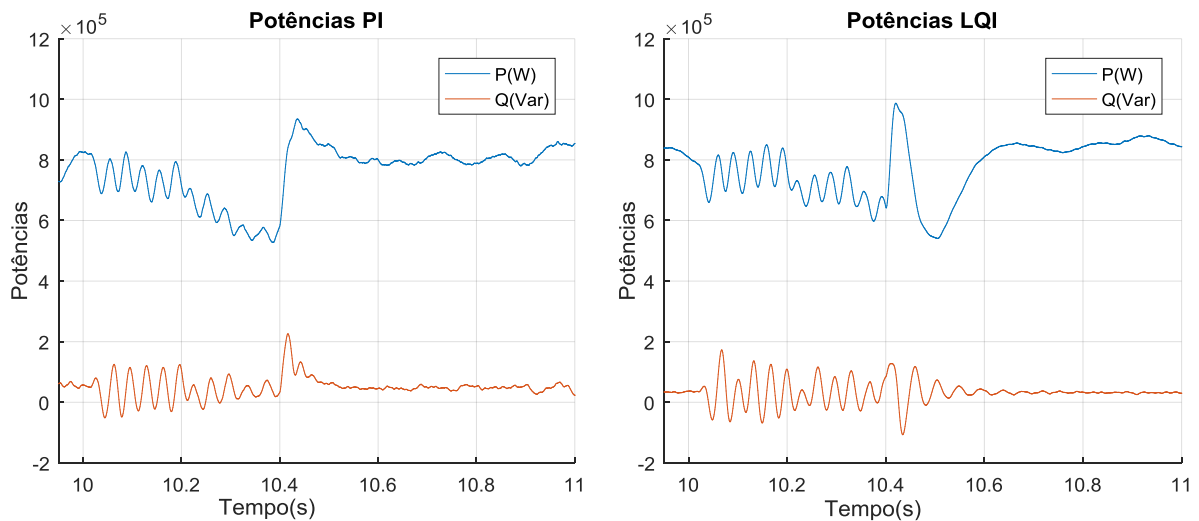
Figura 50 - Potência da geração fotovoltaica com assimetria no DFIG.



Fonte: Autoria própria.

Esse fenômeno influenciou de maneira significativa nas potências ativa e reativa da rede elétrica como pode ser atestado na figura 51. A potência ativa para o DFIG com controle PI apresenta uma maior quantidade de oscilações até 10,4 segundos, após isso a potência sobe para 800kW e bem oscilante. Para o DFIG com LQI, até 10,4 segundos, aparecem oscilações com um mínimo de 600kW. Após 10,4 segundos a potência fica um pouco acima de 800kW e menos oscilante que a primeira forma de controle. A potência reativa antes, durante e depois das perturbações fica mais próximo de zero quando o controle do DFIG é LQI e é mais estável quando acaba o período das assimetrias.

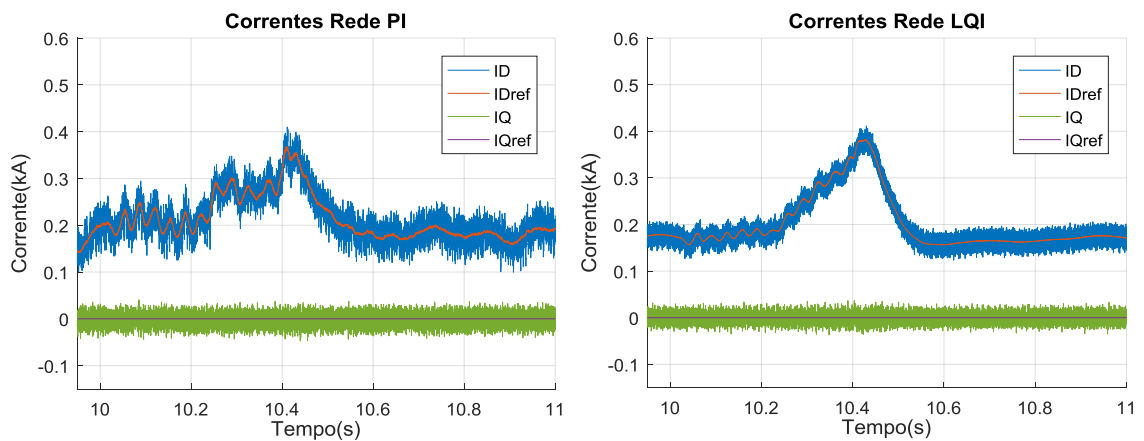
Figura 51 - Potência na rede elétrica com assimetria no DFIG medidas em B1.



Fonte: Autoria própria.

Observando os efeitos desse fenômeno diretamente nos parâmetros do DFIG, inicia-se as análises pelas correntes I_d (ID) e I_q (IQ) do conversor lado da rede através da figura 52. A falha por assimetria provoca uma quantidade maior de oscilações nas correntes controladas pelo PI, no LQI as oscilações são menores. Ambos apresentam mesmo valor máximo, após 10,6 segundos o comportamento das correntes com o LQI é menos oscilante e mais estável que o PI. A corrente I_q (IQ) em ambos os controles permanece em zero sem variações significantes.

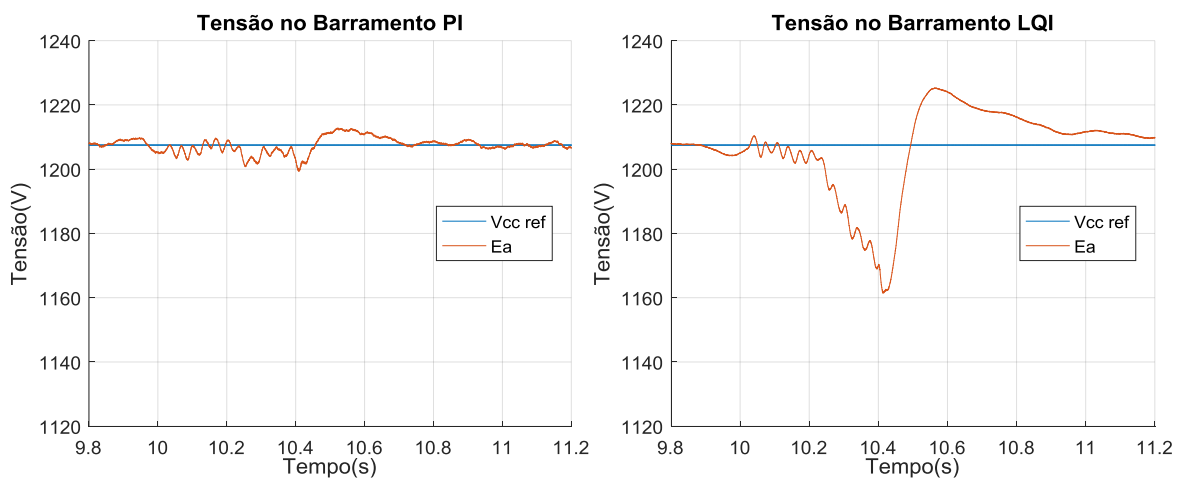
Figura 52 - Correntes I_d e I_q do conversor lado da rede com assimetria no DFIG.



Fonte: Autoria própria.

Observando a tensão no barramento CC da figura 53 com o controle PI a tensão do barramento não sofre oscilações fortes e fica mais próximo a referência do que o LQI, para o segundo controle há um afundamento chegando a um mínimo de 1160 V mesmo com uma quantidade menor de oscilações. Neste parâmetro o PI teve mais vantagem por apresentar menor afundamento e próximo de 10,6 segundos um valor máximo menor que o LQI.

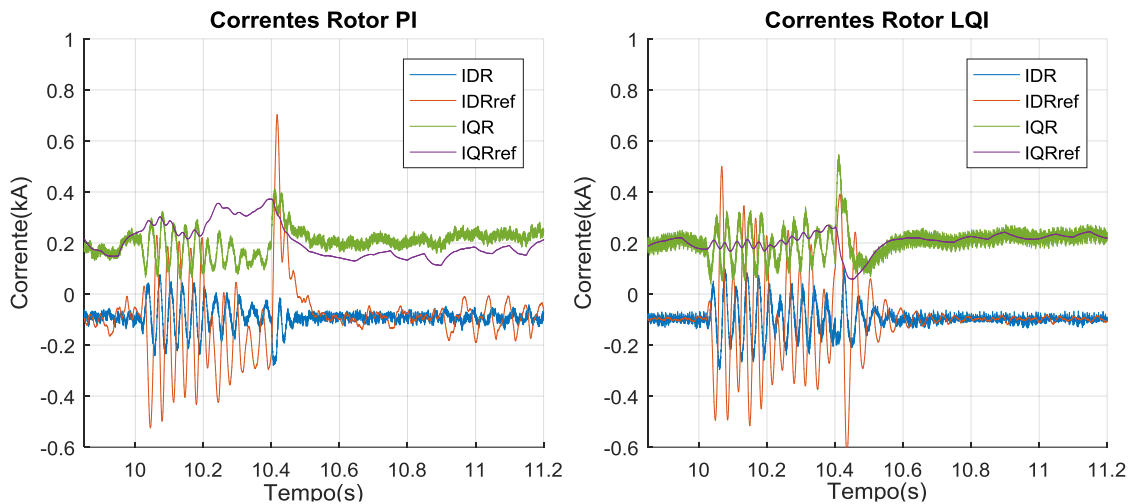
Figura 53 - Tensão no barramento CC com assimetria no DFIG.



Fonte: Autoria própria.

As correntes I_d (IDR) e I_q (IQR) do rotor presentes na figura 54, mostram que durante problema aplicado a interferência é maior no PI que no LQI. No PI é visto que a partir de 10,4 segundos a corrente IQR apresenta uma diferença em relação a sua referência, no LQI a corrente IQR acompanha sua referência com maior precisão menores oscilações e amplitudes. Para o LQI, tanto IDR e IQR alcançam a estabilidade mais rapidamente com o mínimo de erro.

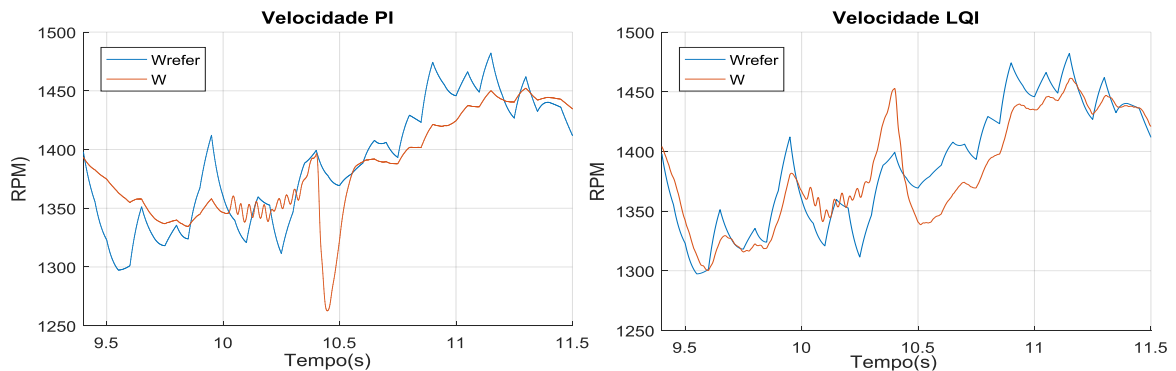
Figura 54 - Correntes no rotor com assimetria no DFIG.



Fonte: Autoria própria.

Com relação a velocidade, o comportamento dos controles PI e LQI são similares tentando manter o mais próximo possível da referência, mas a diferença entre a velocidade medida e a de referência no LQI é menor que a do PI conforme mostra a figura 55.

Figura 55 - Velocidade do rotor com assimetria no DFIG

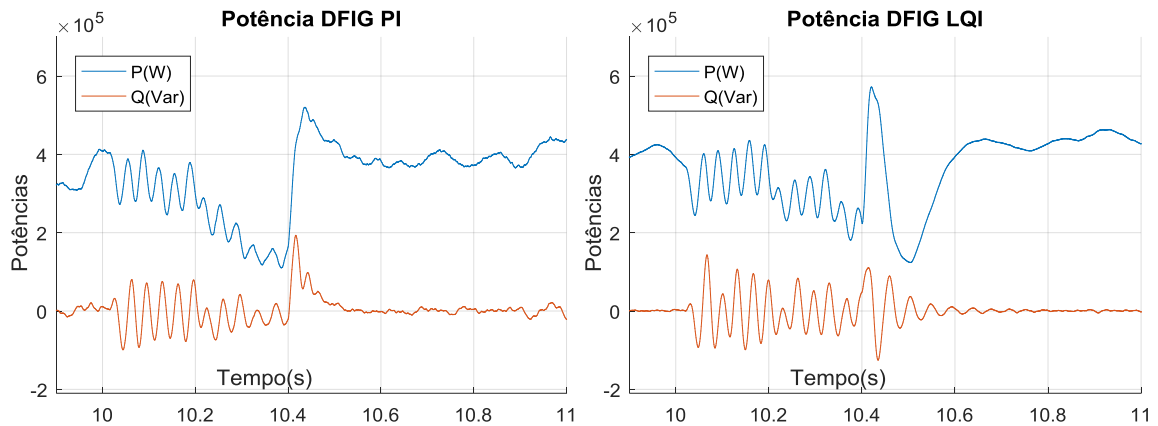


Fonte: Autoria própria.

Potência ativa e reativa gerada pelo DFIG estão expostas na figura 56. Apesar das oscilações da potência reativa, o LQI faz Q oscilar em uma faixa mais próxima de zero que o PI. No PI, em 10,4 segundos, há um pico de potência reativa de 200kVar. Após a assimetria, a potência reativa estabiliza mais rapidamente com o LQI, para o PI há ainda uma instabilidade a partir de 10,8 segundos. Analisando a potência ativa, o PI apresenta uma depressão entre 10,2

e 10,4 segundos que é maior do que a do LQI no mesmo intervalo de tempo. Para o LQI a potência ativa varia e uma faixa mais próxima de 400kW com oscilações mais suaves, principalmente após 10,6 segundos. Na assimetria o controle LQI mantém as potências mais estáveis que o PI.

Figura 56 - Potência gerada pelo DFIG com assimetria.



Fonte: Autoria própria.

Para o problema de assimetria elétrica no rotor, observando os parâmetros do DFIG, o controle LQI apresentou comportamento melhor que o PI mostrando-se mais estável do que o PI antes, durante e depois da assimetria. Seu rendimento ficou um pouco abaixo do PI apenas na tensão do barramento CC.

5.4. Cenário 04: Falhas internas nos terminais do DFIG

As faltas internas são aplicadas nos terminais do estator e rotor, consiste de uma falta fase-terra, bifásica e trifásica. Ao total são seis faltas aplicadas no sistema, três para o estator e três para o rotor. Elas são aplicadas conforme mostrado na tabela 9, a escolha do intervalo de tempo levou em conta o tamanho da figura na página e a possibilidade de enxergar o efeito de cada evento de forma separada.

Tabela 8 - Tipos de falhas e intervalos de tempo.

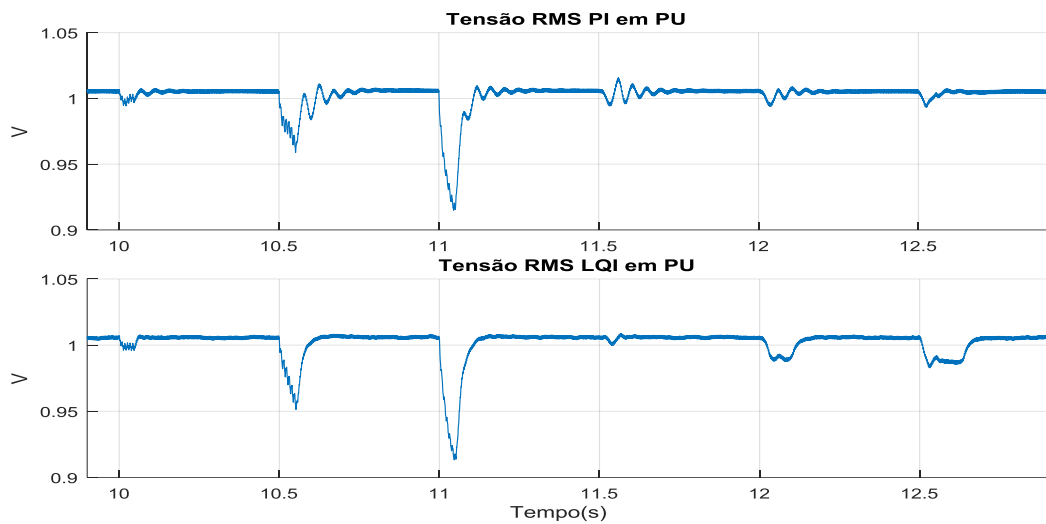
Tipo de falha	ROTOR			ESTATOR		
	Fase-terra	Bifásica	Trifásica	Fase-terra	Bifásica	Trifásica
Intervalo de tempo(seg)	10 a 10,1	10,5 a 10,6	11 a 11,1	11,5 a 11,6	12 a 12,1	12,5 a 12,6

Fonte: Autoria própria

A disposição dos gráficos é diferente comparado aos subtópicos anteriores por causa do tempo que é maior e facilitar a visualização dos efeitos das faltas. O primeiro parâmetro a ser analisado é a tensão na rede elétrica em PU na barra B1 apresentada na figura 57. Para o DFIG controlado pelo LQI as faltas causam diminuição temporária no valor da tensão igual ao sistema

com DFIG controlado por PI, para o LQI as oscilações são bem menores comparado com o gráfico do PI. A falta trifásica no rotor causa impacto maior que as faltas no estator com intensidade parecida nos dois casos. Nas falhas do estator do LQI ocorreram afundamentos maiores que o do PI, porém menos oscilantes.

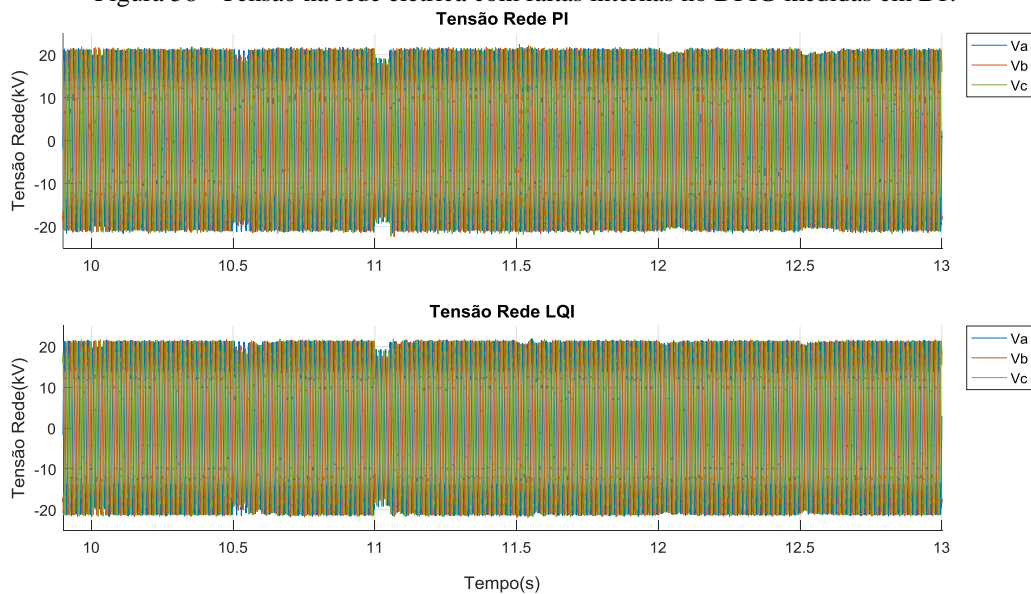
Figura 57- Tensão da rede elétrica em PU com faltas internas no DFIG medida em B1.



Fonte: Autoria própria.

O efeito do curto circuito para as tensões da rede elétrica, para ambos os controles, são maiores no curto circuito trifásico no rotor do que o estator conforme figura 58. Uma diminuição momentânea é provocada na amplitude retornando ao seu valor normal após o término do distúrbio.

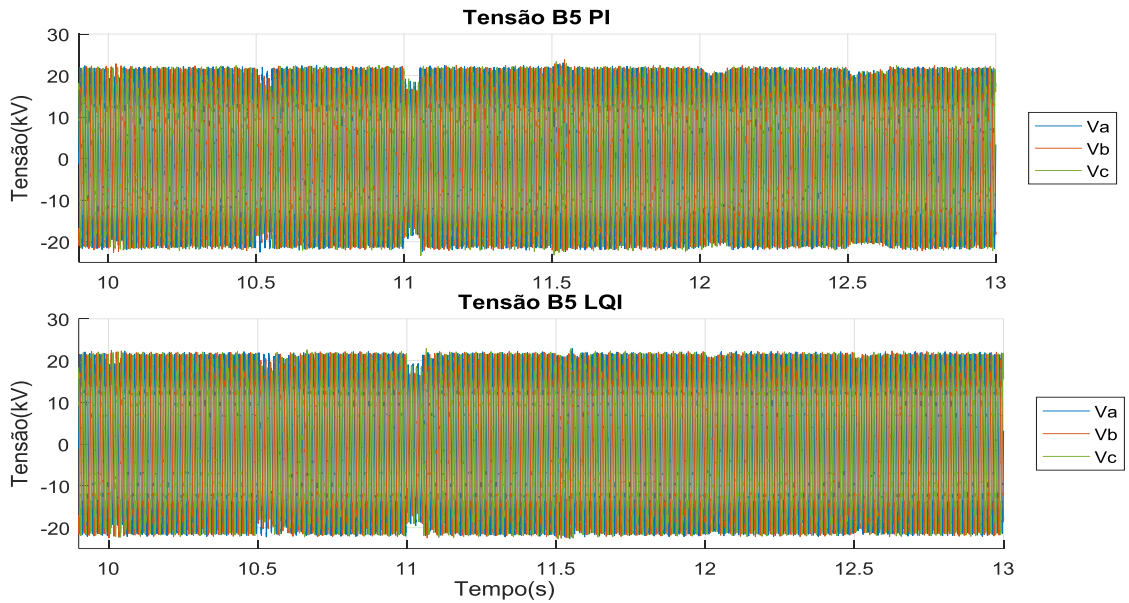
Figura 58 - Tensão na rede elétrica com faltas internas no DFIG medidas em B1.



Fonte: Autoria própria.

O comportamento da tensão no barramento B5 mostrada na figura 59 é similar ao da rede na qual a falta trifásica nos terminais do rotor é mais forte que as demais situações.

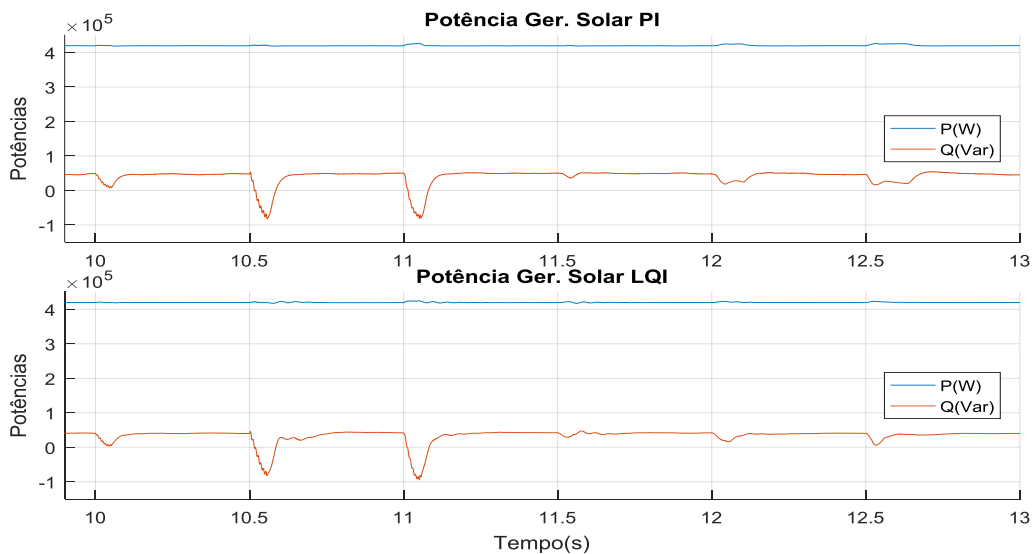
Figura 59 - Tensão no barramento B5 com falta interna no DFIG.



Fonte: Autoria própria.

No caso da geração solar, o parâmetro que mais foi percebido os impactos das faltas foi a potência reativa para as duas formas de controle do DFIG, as formas de onda estão apresentadas na figura 60. No DFIG com PI é observado que os efeitos da falta trifásica no estator na potência reativa duram mais tempo, para o LQI as faltas no estator tem magnitudes menores e ocorrem em menos tempo.

Figura 60 - Potências da geração fotovoltaica com faltas internas no DFIG.

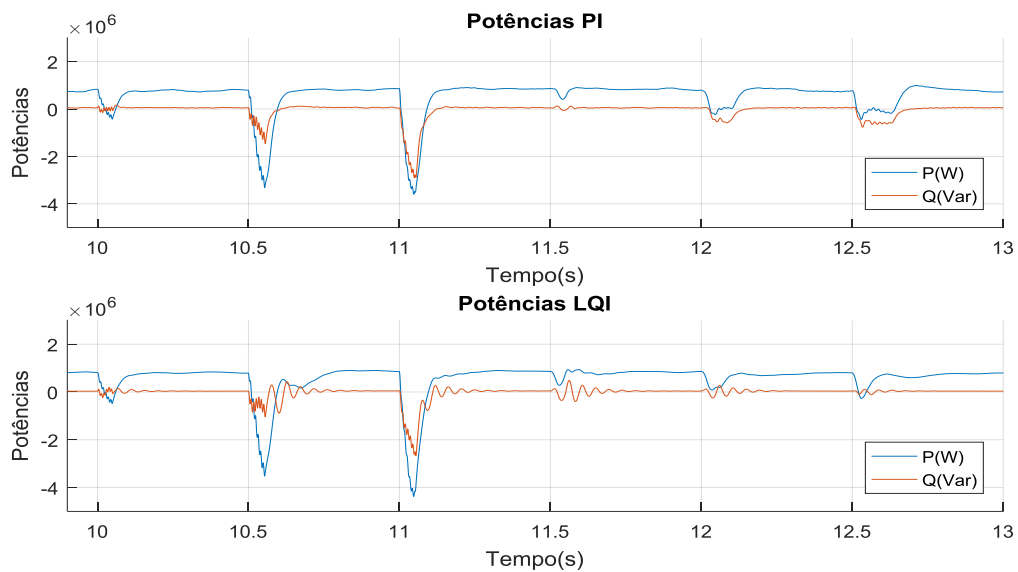


Fonte: Autoria própria.

Na figura 60, as faltas no rotor são mais acentuadas que no estator, para ambos os controles o impacto é similar. Nas potências ativas os efeitos são imperceptíveis tanto para o DFIG com PI como LQI.

Nas potências ativa e reativa da rede elétrica da figura 61, foi identificado um impacto maior das faltas na potência ativa P quando ocorrem faltas no rotor. Os afundamentos apresentados são de maior magnitude que na potência reativa Q .

Figura 61 - Potências da rede elétrica com faltas internas no DFIG medidas em B1.

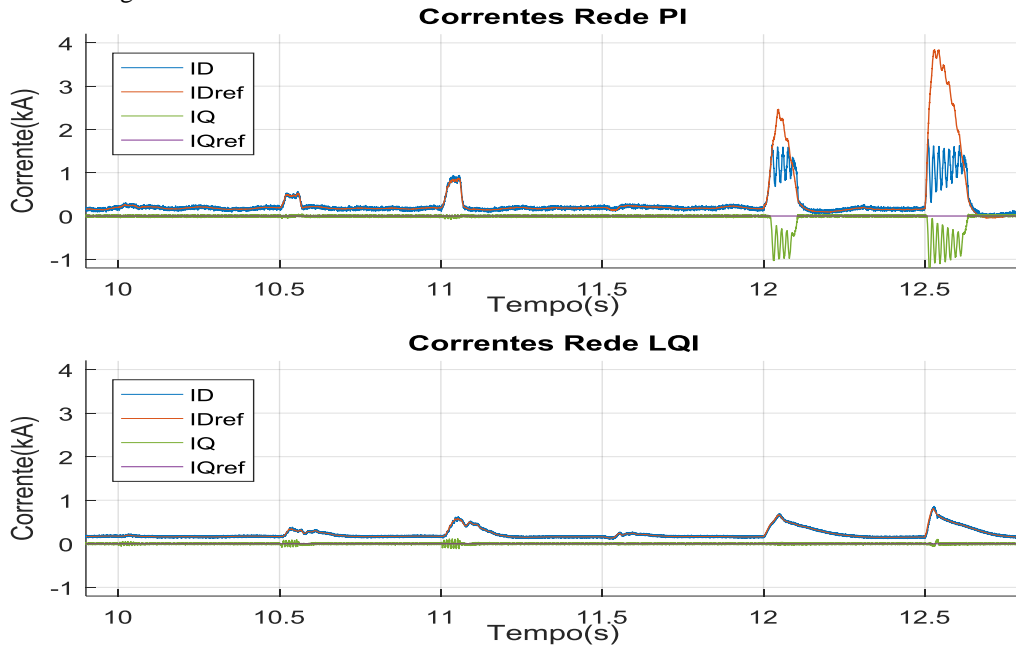


Fonte: Autoria própria.

Novamente a sensibilidade é maior quando ocorrem no rotor chegando a -4 MW e a reativa próximo a -3 MVar. Quando ocorre as faltas no estator os efeitos em P , para o LQI, são menores que o PI. Observando a potência reativa, o DFIG com controle LQI causa menores afundamentos de Q comparado ao PI

Depois de observado os parâmetros da rede elétrica é a vez de analisar os parâmetros do DFIG. É visto na figura 62, para o controle LQI, que as correntes $I_q(IQ)$ da rede não refletem o efeito das faltas de maneira significativa, porém $I_d(ID)$ apresenta elevações cujos maiores valores ocorrem nas faltas trifásica do rotor, bifásica e trifásica do estator. Para o controle PI foi constatado que apenas as faltas bifásica e trifásica do estator surtem efeito em I_q chegando a -1 kA, I_d para esse controle apresenta picos de pouco mais de 2 kA na falta bifásica no estator e 4 kA na falta trifásica do estator. Então o controle PI é bem mais sensível as faltas comparado ao controle LQI, principalmente se ocorrem no estator.

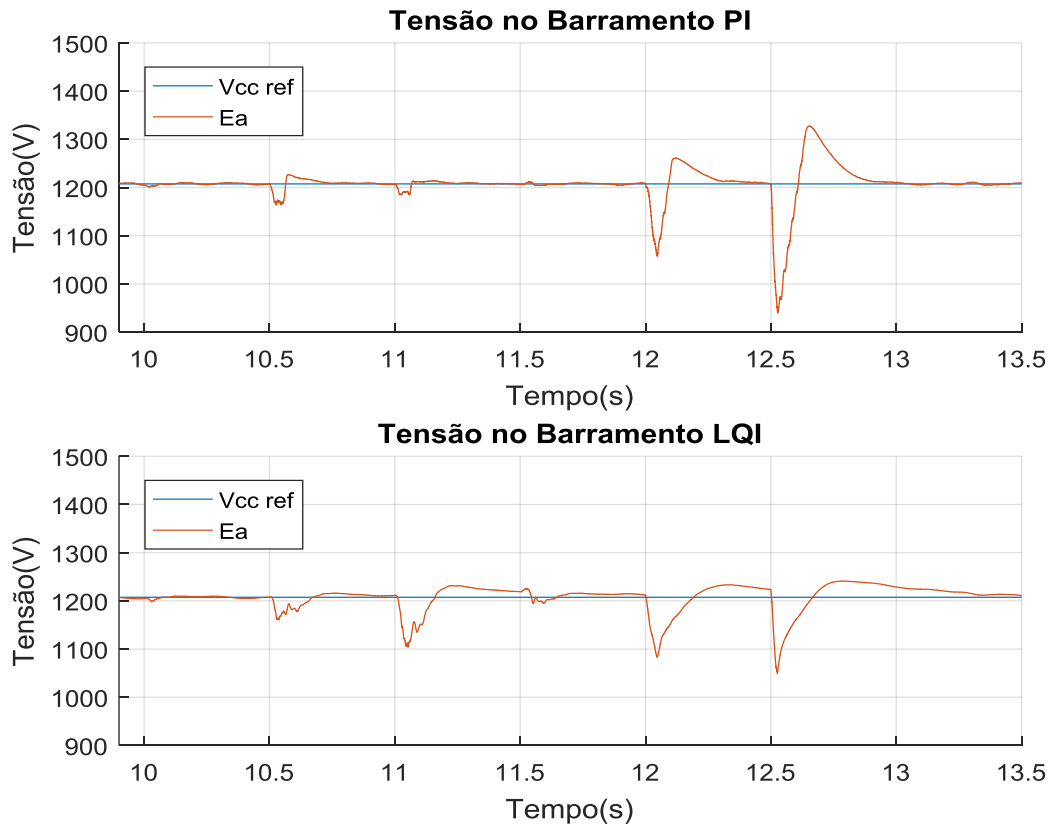
Figura 62 - Correntes do conversor lado da rede com faltas internas no DFIG.



Fonte: Autoria própria.

Para a tensão do barramento CC na figura 63 a suscetibilidade é maior nas faltas do estator, isso pode ser explicado por ser o lado onde é controlado essa tensão. A influência das faltas no rotor é mínima, a que causou mais efeito foi a falta trifásica.

Figura 63 - Tensão no barramento CC com faltas internas no DFIG.

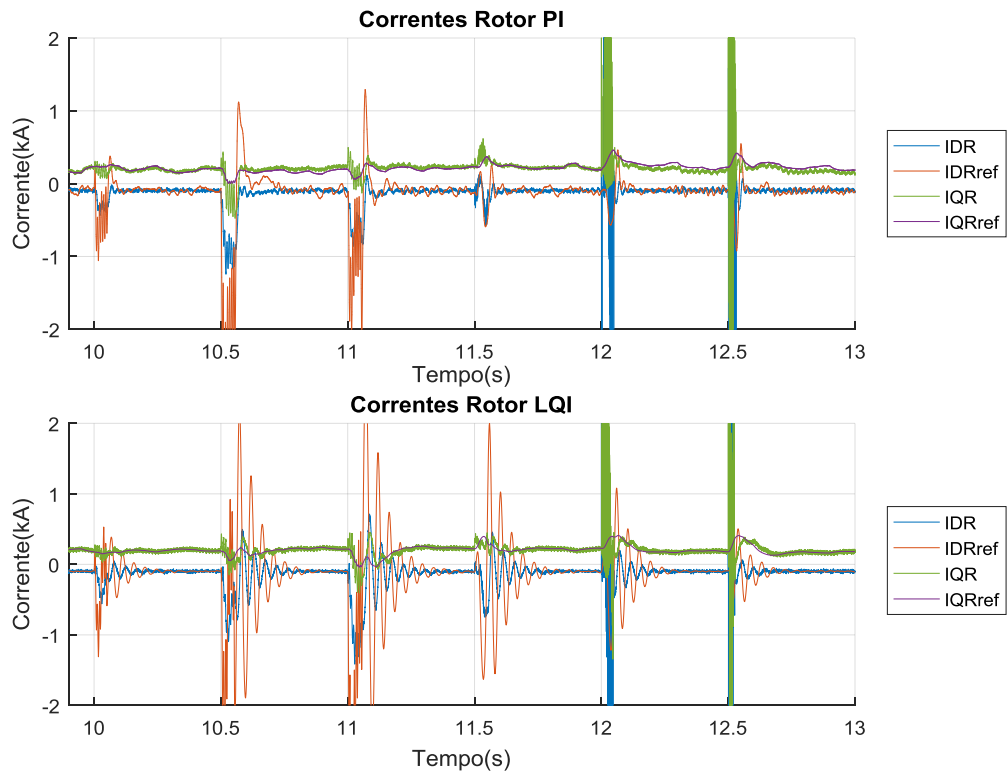


Fonte: Autoria própria.

Na figura 63, no estator, a falta trifásica causou um afundamento forte seguido de um máximo próximo de 1400 V no controle PI, para o controle LQI os resultados foram menores e mais suaves sem um máximo relevante. Nas faltas do rotor o PI teve menos influência que o LQI, nas faltas do estator o LQI levou vantagem em relação ao PI.

O comportamento das correntes $I_d(IDR)$ e $I_q(IQR)$ do rotor estão expostos na figura 64. Analisando a corrente I_q do rotor (IQR), com os controladores PI, apresentam menores oscilações do que o controle LQI, mas apesar das oscilações do LQI serem maiores é possível perceber nos intervalos entre as faltas (por exemplo entre 10,2 a 10,5 segundos ou entre 10,7 a 11 segundos) quando as correntes para os dois controles estão se estabilizando, tanto no estator como no rotor as correntes do LQI apresentam pouca oscilação. No PI apesar de que durante a falta as correntes apresentam oscilações menores, nos períodos que antecedem a entrada de uma falta, a corrente permanece mais oscilante que o LQI. Assim o LQI apresenta nesta situação oscilações maiores ao entrar as perturbações mas estabiliza de maneira a evitar oscilações enquanto o PI apresenta pouca oscilação quando ocorre as perturbações mas a corrente continua a oscilar. Para a corrente do rotor $I_d(IDR)$ é observado que o LQI possui oscilações mínimas e suaves, o PI apresenta variações maiores e menos estabilidade.

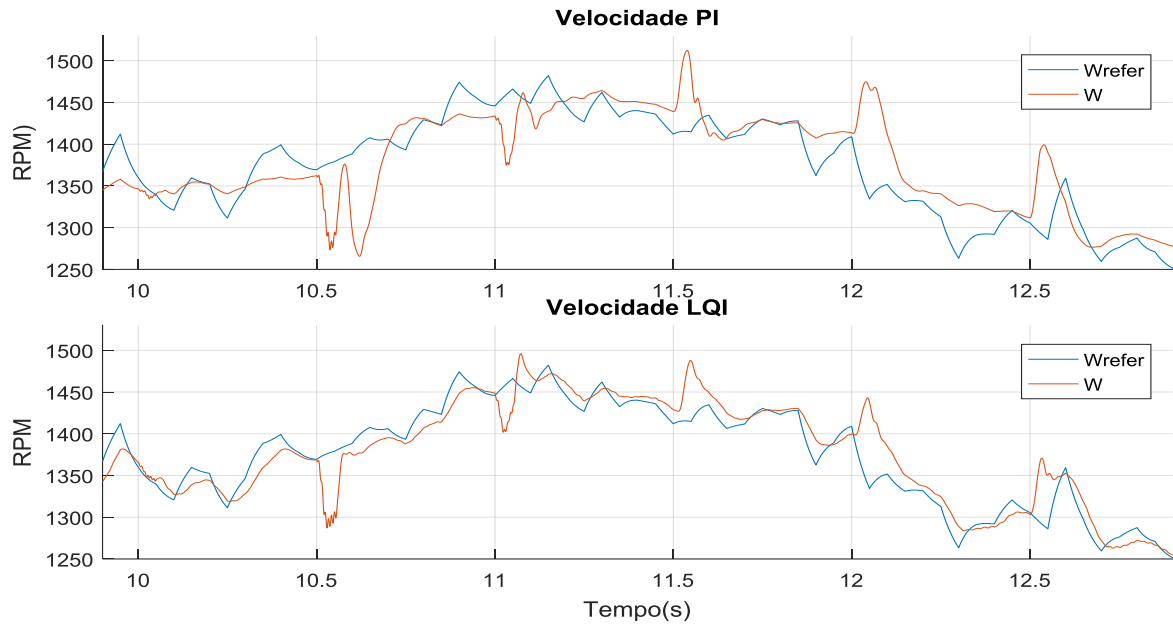
Figura 64 - Correntes do conversor lado da máquina com faltas internas no DFIG.



Fonte: Autoria própria.

A velocidade é apresentada na figura 65. Olhando as faltas no rotor, a falta bifásica e trifásica no rotor com controle PI causam uma forte diminuição do valor da velocidade comparado com o controle LQI. No estator as faltas causam aumentos momentâneos nos valores e, para os dois controles, aparentam atingir o mesmo valor de pico.

Figura 65 - Velocidade com faltas internas no DFIG.



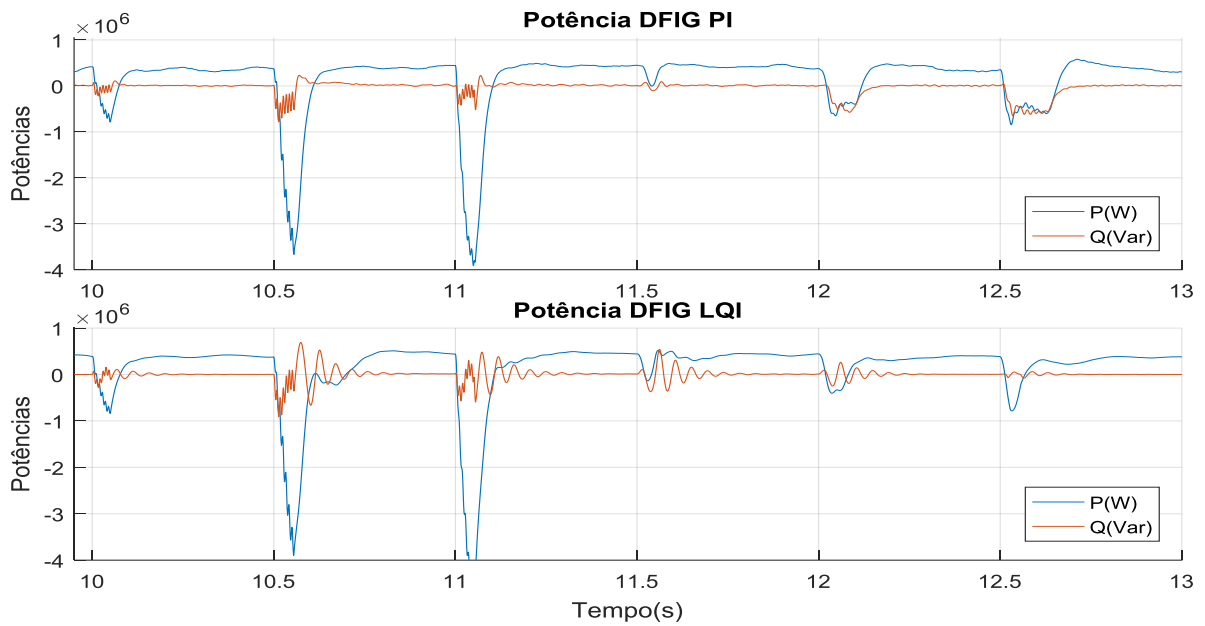
Fonte: Autoria própria.

Na figura 66, a potência ativa na saída do DFIG, para os dois controles, sofrem mais os impactos das faltas no rotor, especificamente a bifásica e trifásica, atingindo um mínimo de -4MW. As faltas fase-terra, para a potência ativa, chegam próximas a -1MW.

A potência ativa, nos dois controles, causam leves diminuições quando comparadas as faltas ocorridas no rotor, mas essas diminuições são menores no LQI. A falta fase-terra chega a zero, a falta bifásica e trifásica apresentam diminuições muito próximas. Observando as faltas no rotor com foco na potência reativa, verifica-se uma maior presença de oscilações principalmente no controle LQI, no controle PI o comportamento é menos oscilatório, mas para o controle LQI a potência reativa não apresenta cavidades como no intervalo de 12 a aproximadamente 12,2 segundos ou 12,5 a aproximadamente 12,4 segundos. Para o LQI a potência reativa oscila em torno do zero.

Quando ocorre as faltas no estator o controle LQI se sai melhor por não permitir afundamento, no máximo aparecem oscilações. Para o DFIG com controle PI é observado algumas oscilações que o valor da potência reativa fica por volta de -500kVar retornando a zero ao final das faltas.

Figura 66 - Potências geradas pelo DFIG com faltas internas.



Fonte: Autoria própria.

Para os quatro tipos de problemas simulados os dois controles conseguiram manter o DFIG gerando energia e permitiram verificar a influência destes eventos na rede elétrica. Para os cenários avaliados verifica-se um comportamento mais eficiente do LQI pois em grande parte das análises é observado a ação de diminuir oscilações e suavizar a forma de onda dos parâmetros analisados.

6. CONCLUSÃO

O primeiro cenário discutiu a respeito de afundamentos equilibrados, o segundo cenário tratou sobre afundamentos desequilibrados, o terceiro sobre assimetria elétrica e o último cenário a respeito de faltas nos terminais do rotor. Quando aplicado afundamentos de tensão equilibrado no sistema elétrico, os resultados gráficos obtidos apontam para uma melhor resposta a distúrbios desta natureza por parte do LQI principalmente ao analisar as correntes I_d e I_q do CLR e CLM, tensão do barramento potência gerada do DFIG.

Para afundamentos desequilibrados o controle LQI novamente mostrou-se com menos oscilação e sobressinal menores nos parâmetros analisados em relação ao PI. Para falhas internas, especificamente assimetrias elétricas, o PI levou vantagem em um parâmetro que a tensão do barramento CC na qual seu sobressinal e variações do valor de tensão ficaram mais próximos da referência em relação ao LQI. Ao analisar os outros parâmetros como correntes e potência observou-se melhor desempenho do LQI com oscilações menos abruptas.

Ao aplicar faltas fase-terra, bifásica e trifásica nos terminais do estator e rotor observou-se que o LQI se sobressai ao analisar a corrente I_d e I_q do CLR tensão no barramento CC, velocidade. O controle PI apresentou menores oscilações e menores variações de potência gerada do DFIG e correntes I_d e I_q do rotor.

Observando os parâmetros da rede, neste cenário, os dados dos dois controladores são similares. O cenário com faltas nos terminais apresenta efeitos mais fortes quando comparados aos demais o que sugere como trabalho futuro estudos voltados as proteções da máquina em estudo.

6.1. Sugestão de Trabalhos Futuros

As seguintes sugestões de trabalhos futuros são:

- Estudo de fluxo de carga, curto-circuito e de proteção do sistema em rede;
- Implementação do controle LQI em uma bancada experimental;
- Utilização de outra técnica de controle mais robusta que consiga apresentar melhores resultados nos quatro cenários simulados;
- Implementação dos critérios definidos no *ride through*.

7. REFERÊNCIAS

- Ahmed, A. **Eletrônica de Potência**. São Paulo: Prentice Hall, 2000
- Akhmatov, V. **Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power**. Tese de Doutorado, Technical University of Denmark, 2003.
- Albuquerque, L. T.; Pinto, V. P. **Optimal Control Applied in Wind systems Load Nonlinear and Random Wind**. Revista IEEE América Latina , v. 14, p. 3130-3137, 2016
- Almeida, R. G.; Peças, J. A.; Barreiros, J. A. L. **Improving power system dynamic behavior through doubly-fed induction machine controlled by static converter using fuzzy control**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 1942–1950, Nov 2004.
- Amrane, F.; Chaiba, A.; Francois, B.; Babes, B. **Real time implementation of grid-connection control using robust PLL for WECS in variable speed DFIG-based on HCC**. 5th International Conference on Electrical Engineering (ICEE-B). Bourmedes, Algeria.
- Anurag, K; Kamlu, S. **Design of LQR-PID Controller for Linearized Magnetic Levitation System**. Second International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC), 2018.
- Aragão, F. S. C.; Albuquerque, L. T.; Pinto, V. P.; Almeida, R. N. C. **Análise de um Sistema Eólico Diante de Tensão Distorcida Utilizando Compensadores Ressonantes e Controle Ótimo**. XXI Congresso brasileiro de Automática, Vitória-ES, 2016.
- Araújo, L. R.; Pinto, V. P.; Albuquerque, L. T.; Almeida, R. N. C.; Machado, I. R.; Alves, F. K. P. **Controle Ótimo Aplicado ao Gerador de Indução Duplamente Alimentado em uma Rede com Geração Fotovoltaica Diante de Afundamentos de Tensão Equilibrado e Desequilibrado**. 14th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – INDUSCON 2018, São Paulo-SP, 11 nov. de 2018.
- Argenta, T. L. B. **Afundamentos de Tensão Provenientes de Faltas no Sistema Elétrico de Potência: Um Estudo de Caso**. Trabalho de conclusão de curso de engenharia elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.
- Baggu, M. M.; Chowdhury, B. H.; Kimball, J. W. **Comparison of Advanced Control Techniques for Grid Side Converter of Doubly-Fed Induction Generator Back-to-Back Converters to Improve Power Quality Performance During Unbalanced Voltage Dips**. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 3, no. 2, pp. 516-524, June 2015.
- Barros L. S. **Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas Operando Como Geradores Eólicos**. Tese de Doutorado - Centro de Engenharia Elétrica e Informática Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande-PB ,2006.
- Beigelman, B. B. **A Energia Solar Fotovoltaica e a Aplicação Na Usina Solar De Tauá**. Trabalho de conclusão de curso em engenharia elétrica – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

Best, R. E. **Phase Locked Loops. Design, Simulation and Applications.** Oberwil, Switzerland, McGraw-Hill, 2003.

Boldea, I., 2006, **Variable Speed Generators.** 1a Ed. Boca Raton: Crc Press.

Bollen, M. H. **Characterisation Of Voltage Sags Experienced By Three-Phase Adjustable-Speed Drives Power Delivery.** IEEE Transactions on., v. 12, Issue 4, Oct. , p. 1666-1671, 1997.

ABEEólica. **Boletim Anual de Geração Eólica 2017.** Fonte: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Geracao-2017.pdf> Acessado dia 26/07/2018.

Bose, B. **Modern Power Electronics and AC Drives,** Prentice Hall PTR, 2001.

Bhushan,R.; Chatterjee, K.; Shankar, R. **Comparison Between Ga-Based LQR And Conventional LQR Control Method Of DFIG Wind Energy System.** 2016 3rd International Conference on Recent Advances in Information Technology (RAIT), Dhanbad, 2016.

Bhutto, D. K.; Ansari, J. A.; Chachar, F.;Katyara, S.; Soomro, J. **Election of Optimal Controller for Active and Reactive Power Control of Doubly Fed Induction Generator (DFIG).** International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), 2018.

Carvalho, B. C. **Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade de Energia.** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, 2006.

Cung, S. K.; **A Phase Tracking System for Three Phase Utility Interface Inverters.** IEEE Transactions On Power Electronics, VOL. 15, Nº. 3, 2000.

Da Silva, B. H. P.; Anders, M. L.; Monaro, R. M.; Di Santo, S. G. **Análise Transitória de Faltas em Geradores de Indução Duplamente Alimentados no Contexto de Energia Eólica.** 12th Latin American Congresso n Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE, 2017.

Da Silva, B. H. P. **Análise Transitória de Faltas em Geradores de Indução Duplamente Alimentados no Contexto de Energia Eólica.** Dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2018.

De Marchi, R. A. **Aplicação do Perceptron de Múltiplas Camadas no Controle Direto de Potência do Gerador de Indução Duplamente Alimentado.** Tese de mestrado em engenharia elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas - SP, 2011.

Franco, F. A. L. **Estudo de Controle e Proteção de Geradores Duplamente Alimentados em Sistemas Eólicos.** Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 2017.

Granza, M. H. **Implementação de um Sistema de Controle do Gerador de Indução de Rotor em Gaiola de Esquilo em Aero geradores.** Dissertação de mestrado, Pós Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Ponta Grossa(PR), 2014.

Gritli, Y.; C. Rossi, C.; Casadei, D.; Filippetti, F.;Capolino, G.A. **A diagnostic space vector-based index for rotor electrical fault detection in wound-rotor induction machines under speed transient**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, pp. 3892–3902, May 2017

Hirt, W. E. D. **Análise de Curto-Circuito e Afundamentos de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência: Um Estudo Aplicado à Expansão da Geração no Rio Grande do Sul**. Trabalho de conclusão de curso de engenharia elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

Ibrahim, R. K.; Watson, S. J.; Djurovic, S.; Crabtree, C. J. **An Effective Approach for Rotor Electrical Asymmetry Detection in Wind Turbine DFIGs**. IEEE Transactions on Industrial Electronics - 2018. 65. 8872-8881. 10.1109/TIE.2018.2811373.

IEEE **Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, 1159- 1995.

Islam, K. S.; Shen, W.; Mahmud, A.; Chowdhury, M. A.; Zhang, J. **Stability Enhancement of DFIG Wind Turbine Using LQR Pitch Control Over Rated Wind Speed**. 11th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2016.

Jacomini, R. V.; Filho, A. J. S. **Finite Control Set applied to the Direct Power Control of a DFIG Operating Under Voltage Sags**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, July 2018.

Jing, X. **Modeling and Control of a Doubly-Fed Induction Generator for Wind Turbine-Generator Systems**. Dissertação de mestrado, Faculty of the Graduate School Marquette University, Wisconsin, 2012.

Junqing, L.; Long, H.; Dong, W. **Rotor Winding Inter-Turn Fault Analysis Of Doubly-Fed Induction Generator Based On Negative Sequence Component**. International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Busan, 2013, pp. 785-788

Kempner, T. R. **Análise da robustez e da Sensibilidade de Sistemas de Distribuição para a Alocação Otimizada de Medidores Frente às variações de Tensão de Curta Duração**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Universidade de São Paulo, USP, 2016.

Krause, P. C. Wasynczuk, O. Sudhoff, S. D. **Analysis Of Electric Machinery**. New York: McGraw-Hill, IEEE PRESS. 1995.

Kwon, M.Chang, H.J. **Extended Root-Locus Technique Applied to Pole-Placement for PI Controller Design**. 11th International Conference on Control (CONTROL). Belfast, UK, 31st August - 2nd September, 2016

Leonhard, W., 2001, **Control of Electrical Drives**, 3a. ed. New York: Springer.

Lima, F. K. A. **Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada – Suportabilidade para Afundamento de Tensão**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2009.

Lima, F. K. A.; Luna, A.; Rodriguez, P.; Watanabe E. H. **Rotor Voltage Dynamics in the Doubly Fed Induction Generator During Grid Faults**. IEEE Transaction on Power Electronics, Vol. 25, N° 1, January, 2010.

Lu, Q. F.; Cao, Z. T.; Ritchie, E. **Model Of Stator Inter-Turn Short Circuit Fault In Doubly-Fed Induction Generators For Wind Turbine**, Proc. 35th Annu. IEEE PESC, vol. 2, pp. 932-937, Jun. 2004.

Machado, I. R. **Geração Elétrica a partir de Ondas do Mar –Modelo Completo e Análise do Sistema de Armazenamento de Energia**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2013.

Maia, R. M. **Caracterização das Variações de Tensão de Curta Duração e seus Impactos em uma Planta da Indústria Alimentícia**. Tese de Mestrado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Junho de 2011.

Mansouri, M. M., Nayeripour, M.; Negnevitsky, M. **Internal Electrical Protection Of Wind Turbine With Doubly Fed Induction Generator**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 55, pp. 840–855, 2016.

Martinez, D. G.; Aguilar, O. M.; Tapia, R. O.; Garcia, A. **Comparison of Different PLL Strategies for Applications in a Wind Generation System**. Iberoamerican Conference on Electronics Engineering and Computer Science, 2013.

Maya, P. A., Leonardi, F. **Controle Essencial**. Pearson CW, 1ª edição, São Paulo, 2011.

Mendes, V. F. **Avaliação do Comportamento de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado Durante Afundamentos de Tensão Equilibrados e Desequilibrados**. Tese de Mestrado em Engenharia Elétrica– Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

Mendes, V. F.; Sousa, C. V.; Hofmann, W.; Silva, S. R. **Doubly-Fed Induction Generator Ride-Through Fault Capability Using Resonant Controllers For Asymmetrical Voltage Sags**. The Institution of Engineering and Technology, vol. 9, issue 7, September 2015.

Menezes, T. V. **Estratégia para Análise de afundamento de Tensão no Planejamento do Sistema Elétrico**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Outubro de 2007.

Mengoni, M.; Zarri, L.; Tani, A.; Gritli, Y.; Serra, G; Filippetti, F.; Casadei, D. **Online Detection Of High-Resistance Connections In Multi-Phase Induction Machines**. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 30, pp. 4505–4513, Aug 2015.

Mohan, N. **Electric Machines and Drives – A First Course**. Wiley, 2012.

Moreira, P. R. J. S. **Impacto Do Afundamento De Tensão Em Acionamentos A Velocidade Variável**. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008.

Morren, J.; Haan, S.W.H. **Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator Energy Conversion**. IEEE Transactions on. 22. 174 - 180. April, 2007.

Mouhi, N. E.; Essadki, A. **Active and Reactive Power Control of DFIG used in WECS using PI Controller and Backstepping**. International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). Tangier, Morocco, 2017.

Muller, S., Deicke, M., De Doncker, R. **Doubly Fed Induction Generator Systems For Wind Turbines**. IEEE Industry Applications Magazine, vol. 8 (3), pp. 26–33, May-June 2002.

Nie, M.; Wang, L.; **Review Of Condition Monitoring And Fault Diagnosis Technologies For Wind Turbine Gearbox**. Procedia CIRP, 11 (2013), pp. 287-290.

Norma IEC 61000 - 2 - 1 - 1990 - **Electromagnetic compatibility (EMC) - Parte 2**.

Oliveira, M. O.; Lima, D. A. C; Walantus, L. A.; Perrone, O. E.; Bretas, A. S.; **Geração Com Máquinas De Indução: Uma Contribuição Ao Estudo De Geradores De Indução**, Centro de Estudios de Energía Para el Desarrollo, 2012. Fonte: http://www.ceed.org.ar/wp-content/uploads/2012/12/Oliveira_et_al_ISIT2012.pdf. Acessado dia 15/08/2017

Oliveira, R. G.; **Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, 2004.

Oliveira, R.G; Silva, J. L; Silva, S.R. **Desenvolvimento De Uma Nova Estratégia De Controle De Potência Reativa Em Gerador De Indução De Dupla Alimentação Para Turbinas Eólicas**. Revista Eletrônica de Potência-SOBRAEP , vol. 13, no. 4, pp. 277-284, Novembro 2008.

Ong, C. M. **“Dynamic Simulation Of Electric Machinery”**, Prentice Hall PTR, pp 167-258, 1998.

Operador Nacional do Sistema(ONS) **Procedimentos De Rede Submódulo 2.8: Gerenciamento Dos Indicadores De Desempenho Da Rede Básica E De Seus Componentes**, Revisão 3, 2008.

Ortmeyer, T. H.; Hiyama, T.; Salehfar, H. **Power Quality Effects of Distribution System Faults**. Electrical Power & Energy Systems, Vol. 18, N° 5, 1996, pp. 323-329.

Osorio, C. M. R.; Chaves, J. S. S.; Murari, A. L. L. F.; Filho, A. J. S. **Comparative Analysis of the Doubly Fed Induction Generator (DFIG) Under Balanced Voltage Sag Using a Deadbeat Controller**. IEEE Latin America Transactions, vol. 15, Issue: 5, May 2017.

Pradhan, P. P.; Subudhi, B. **Real-time Active and Reactive Power Control of a Doubly-Fed Induction Generator based Wind Energy Conversion System**. IEEE Ten Conference (TENCON), Malaysia, November, 2017.

Pena, R , Clare, J. C. Asher, G. M. **Doubly Fed Induction Generator using Back-to-Back PWM Converters and its Applications to Variable-Speed Wind-Energy Generation**. IEEE Proceedings - Electric Power Applications , v. 143, n 3 (May),1996. pp. 231-241.

Pereira, E. B.; Martins, F. R. **Capítulo I - Energia solar – O potencial brasileiro. O setor elétrico. Fascículo**, ed. 145, fevereiro, 2018. Disponível em: <http://www.osetoletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Renovaveis-ed145-Capitulo-I-Energia-Solar.pdf> Acessado dia 10/04/2018

Pinto, V. P.; Campos, J.C.T.; Rocha, N.; Jacobina, C.B. **Controle Ótimo Aplicado À Máquina De Indução Com Rotor Bobinado Operando Como Gerador**. XVIII Congresso brasileiro de Automática, 2010.

Pinto, V.P. **Controladores Robustos LQG/LTR Com Ação Integral Aplicados Ao Controle De Geradores Eólicos Interligados Ao Sistema De Distribuição De Energia Elétrica Baseados Em Máquina De Indução Duplamente Alimentada**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Janeiro de 2012.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2014**. Fonte: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-45/topico-79/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf> Acessado dia 15/08/2017.

Rampinelli, G. A.; Rosa Junior, C. G. **Análise da Geração Eólica na Matriz Brasileira de Energia Elétrica**. Revista Ciências Exatas e Naturais, Vol.14, n ° 2, Jul/Dez 2012. Acessado dia 10/04/2018.

Rocha, M. A. **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado para Estudo de Sistema de Geração Eólica**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, UNESP-SP, 2018.

Rolim, L. G. B.; Costa Jr. D. R.; Aredes, M. **Analysis And Software Implementation Of A Robust Synchronizing PLL Circuit Based On The PQ Theory**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, no. 6, pp. 1919-1926, Dec. 2006.

Salles, M.B.C. **Modelagem E Análises De Geradores Eólicos De Velocidade Variável Conectados Em Sistemas De Energia Elétrica**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2009.

Skogestad, S, Postlethwaite, I. **Multivariable Feedback Control: Analysis and Design**. England: John Willey and Sons, 2005, second edition.

Slavov, T. P. T. **LQR Power Control of Wind Generator**. 29th International Conference 2018 Cybernetics & Informatics (K&I), Lazy pod Makytou, Slovakia, 2018

Soares, L. T. F.; Pimenta, C. M; Junior, S. I. S.; Silva, S. R. **Modelagem e Controle de um Conversor Back-to-Back para Aplicação em Geração de Energia Eólica**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Goiânia-GO, 2012

Soni, R; Sathans, D. **Optimal Control of a Ball and Beam System through LQR and LQG**. Second International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC), 2018.

Stojcic, G.; Pasanbegovic, K.; Wolbank, T. M. **Detecting Faults in Doubly Fed Induction Generator by Rotor Side Transient Current Measurement**. IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 50, no. 5, pp. 3494-3502, Sept.-Oct. 2014.

Taveiros, F. E. V. **Sistema de Conversão de Energia Eólica Baseado no Gerador de Indução Duplamente Alimentado: Análise e Contribuição ao Controle da Máquina**. Dissertação de Mestrado, Programa De Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica E De Computação da UFRN, 2014.

Teixeira, D. C. N. **Controle Vetorial Do Motor de Indução Operando na Região de Enfraquecimento de Campo**. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal de Viçosa 2010.

Theodoro, T. S. **Simulação Híbrida no Domínio do Tempo de Transitórios Eletromecânicos e Eletromagnéticos: Integração de um Aerogerador de Indução Duplamente Excitado**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016.

Timbus, A., Liserre, M., Teodorescu, R., Rodrigues, P., Blaabjerg, F., 2009, **Evaluation of Current Controllers for Distributed Power Generation Systems**. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, n o 3 (Mar), pp. 654-664

Vaimann, T.; Kallaste, A. **Detection of Broken Rotor Bars in Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motor Using Fast Fourier Transform**, 10th International Symposium “Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering, pp. 52-56, 2011.

Vajpayee, S; Panda, N. R.; Behera, P. **Crowbar Protection of Grid Connected Double Fed Induction Generator with Variable Speed Wind Turbine**. Second International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), 2017.

Xu, L.; Tang, Y. **Stator Field Oriented Control Of Doubly Excited Induction Machine In Wind Power Generating System**. IEEE 35th Midwest Symp. Circuits and systems, Washington DC, aug., 1992.

Yamamoto, M; Motoyoshi, O. **Active and Reactive Power Control Of Doubly-Fed Wound Rotor Induction Generator**. IEEE Trans. On Power Electronics, vol 6, N° 4, oct, 1991.

Zaggout, M. N. **Wind Turbine Generator Condition Monitoring via the Generator Control Loop**. Tese de doutorado, School of Engineering and Computing Sciences, University of Durham, UK, 2013.

Zaggout, M., Tavner, P., Crabtree, C., and Ran, L. **Detection Of Rotor Electrical Asymmetry In Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generators**. IET Renewable Power Generation, vol. 8, no. 8, pp. 878–886, 2014

Zhang, Q. Messner, W. C. **Root Locus Design with Complex Proportional-Integral-Lead Compensation**. American Control Conference, San Francisco, CA, USA, jul, 2011.