



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS SOBRAL
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FÁGNER SANDRO CARNEIRO ARAGÃO

**ANÁLISE DE UM SISTEMA EÓLICO COM CONTROLE HÍBRIDO PI+LQI
DIANTE DE DISTORÇÕES HARMONICAS E AFUNDAMENTO DE TENSÃO**

SOBRAL

2016

FÁGNER SANDRO CARNEIRO ARAGÃO

**ANÁLISE DE UM SISTEMA EÓLICO COM CONTROLE
HÍBRIDO PI+LQI DIANTE DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS
E AFUNDAMENTO DE TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à coordenação do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Vandilberto P. Pinto.

SOBRAL

2016

Página reservada para ficha catalográfica que deve ser confeccionada após apresentação e alterações sugeridas pela banca examinadora.

Para solicitar a ficha catalográfica de seu trabalho, acesse o site: www.biblioteca.ufc.br, clique no banner Catalogação na Publicação (Solicitação de ficha catalográfica)

FAGNER SANDRO CARNEIRO ARAGÃO

**ANÁLISE DE UM SISTEMA EÓLICO COM CONTROLE
HÍBRIDO PI+LQI DIANTE DE DISTORÇÕES HARMONICAS
E AFUNDAMENTO DE TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à coordenação do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em: 17/11/2016.

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Msc. Erasmo Saraiva de Castro
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Miqueias Silva Araújo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Sandra e Carlos Alberto.

E meus irmãos José Roberto e Manoel
Matheus.

AGRADECIMENTO

Primeiramente à Deus, por ter me dado força, coragem e sabedoria para seguir em frente e vencer qualquer dificuldade que apareça.

Agradeço a minha família que me mostrou o quanto é valioso o apoio de quem nos importamos nas horas que mais necessitamos. À minha mãe Sandra, por ter me encorajado e incentivado em todos os momentos de minha ardorosa graduação. Você sempre me ensinou o quanto é importante reagirmos diante dos problemas que encontramos, sempre buscando pregar a honestidade em nossas ações. Ao meu pai, Carlos Alberto, que mesmo por não ser o pai que gostaria que fosse, agradeço pelo seu apoio do jeito que foi.

As minhas tias Dona Gilda e Arcanja que são quase como segundas mães pra mim. Muito obrigado pelo apoio de vocês. Agradeço a meu Tio Marivaldo que me ajudou e me deu oportunidade de estudo qualificada e sempre acreditou em meu potencial. Obrigado tio, não teria chegado até aqui sem sua ajuda. Agradeço aos meus avós maternos, Dona Tereza e Seu Manoel Gomes Carneiro, 'Seu Manel Ata', na qual tenho muita admiração e respeito por ser um exemplo de união por mais de 50 anos e na qual me dão muita expiração. Muito obrigado meus avós, tenho muito orgulho de ser seu neto.

Agradeço ao apoio do prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto pela excelente orientação e paciência para que eu possa ter concluído esta importante etapa na minha vida. Seus conselhos foram de grande ajuda. Agradeço também a professora e grande amiga Nilena Dias, muito obrigado por ser minha primeira orientadora e por ter se tornado uma amiga conselheira que sempre me ajudou com seus ensinamentos nos momentos difíceis que me ocorreram. Serei muito grato à senhora.

Agradeço também aos colegas que tive a honra de conhecer durante o curso. Muito obrigado João Lucas, Erick Frota, Ayoanma, Thiago, Miqueias, Airton, Eliézio, Yury e Pedro Lucas. Com muita certeza vocês são responsáveis pela conclusão deste trabalho e certamente pelas vitórias que pude conseguir durante a jornada que foi o curso de Engenharia. Muito obrigado amigos, serei eternamente grato a Deus por ter conhecido vocês.

Agradeço pelos conselhos e paciência que obtive de meus amigos Neves, Luan, Lumara, Mike, Ednaldo, Robson e entre outros, obrigado amigos, nossa amizade de longa data só fortalece em todos os obstáculos que passamos. Com certeza nunca me esquecerei de toda ajuda que recebi de vocês.

Obrigado a todos.

“Se o dinheiro for a sua esperança de independência, você jamais a terá. A única segurança verdadeira consiste numa reserva de sabedoria, de experiência e de competência.”
(Henry Ford)

RESUMO

Diante do problema de dependência energética brasileira, as energias renováveis têm se tornado uma solução atrativa, tendo como destaque para a energia eólica. Sendo uma fonte renovável com grande participação na conexão do sistema elétrico de potência, sua conexão ainda precisa passar por diversos estudos para testar seu desempenho conforme as diversidades. Neste trabalho, é realizado um teste simplificado de um sistema de geração eólica com a presença de distorções harmônicas de tensão na rede elétrica. Além disso, é verificada também a resposta do sistema diante de um afundamento de tensão de pequeno porte. Os testes são realizados com o intuito de testar a qualidade de duas técnicas de controle simultaneamente. É aplicado um controle híbrido do tipo PI+LQI onde o controle PI é usado nas malhas externas controlando a potência ativa e reativa e o controle LQI é usado nas malhas internas controlando as correntes do rotor. Também é adicionado um bloco ressonante no controle PI para fim de observar o comportamento das variáveis. As simulações são realizadas no software PSCAD na qual apresenta ser um programa confiável em estudos sobre sistemas elétrico de potência.

Palavras-chave: Controle híbrido. Harmônicos de tensão. Afundamento.

ABSTRACT

Faced with the Brazilian energy dependence problem, renewable energy has become an attractive solution, with a highlight for wind energy. It is a renewable source with great participation in the electric power system connection. Your connection still needs to go through several studies to test its performance as diversity. In this paper, we conducted a simplified testing of a wind power generation system with the presence of voltage harmonic distortion in the power grid. Furthermore, it is also checked on the system response to a small voltage dip. The tests are performed in order to test the quality of two control techniques simultaneously. It is applied a hybrid control PI + LQI type where PI control is used in the external loops controlling the active power and reactive and LQI control is used on the inner loops controlling the rotor currents. Also added is a resonating block in the PI control in order to observe the behavior of variables. The simulations are performed on PSCAD software in which has to be a reliable program in studies of electric power systems.

Keywords: Hybrid control. Harmonic voltage. Sag.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 –	Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica no Brasil	18
Figura 02 –	Potência Instalada em cada estado (MW)	19
Figura 03 –	Capacidade eólica mundial acumulada instalada (1996-2012)	20
Figura 04 –	Topologia de Gerador em Gaiola de Esquilo	22
Figura 05 –	Topologia de Gerador Síncrono com Imas Permanentes	22
Figura 06 –	Topologia de Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	23
Figura 07 –	Esquema de aerogerador com DFIG	30
Figura 08 –	Circuito equivalente da maquina de indução duplamente alimentada	34
Figura 09 –	Orientação do fluxo magnético do rotor em coordenadas dq	35
Figura 10 –	Orientação do eixo do fluxo do estator no eixo d	36
Figura 11 –	Esquema de desacoplamento das correntes dq do rotor.....	39
Figura 12 –	Representação do circuito do lado da rede.	40
Figura 13 –	Curva de suportabilidade a subtensão da Alemanha	44
Figura 14 –	Curva de suportabilidade à tensão da rede na Espanha	45
Figura 15 –	Curva de suportabilidade à subtensão exigida pelo ONS	46
Figura 16 –	Malha de controle do Conversor do Lado da Máquina com Controle PI	54
Figura 17 –	Malha de controle do Conversor do Lado da Rede com Controle PI	54
Figura 18 –	Malha da Potência Ativa e Reativa com o controle PI + R	55
Figura 19 –	Diagrama de blocos com controle LQI aplicado no DFIG	56
Figura 20 –	Circuito da rede elétrica com as componentes harmônicas	61
Figura 21 –	Malhas de controle da potencia ativa e reativa com compensadores	62
Figura 22 –	Velocidade do Rotor.....	63
Figura 23 –	Tensão da Rede com e sem distorções.....	64
Figura 24 –	THD total da Tensão da rede	64
Figura 25 –	THD total da Corrente da Rede Elétrica	65
Figura 26 –	THDI da Corrente da Rede Elétrica	65
Figura 27 –	Tensão eficaz do sistema com PI Ressonante com afundamento de 20%	66
Figura 28 –	Tensão trifásica da rede com PI Ressonante	67
Figura 29 –	THD da Tensão da rede com PI Ressonante	67
Figura 30 –	THD da Corrente da rede com PI Ressonante	68
Figura 31 –	Detalhe do THD da Corrente	68

Figura 32 – THDI da Corrente da Rede Elétrica	69
Figura 33 – Detalhe do THDI da Corrente	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de distorções para consumidores recomendados pela IEEE Std. 519.	49
Tabela 2 – Limites de distorções de tensão para as concessionárias segundo IEEE Std. 519	50
Tabela 3 – Limites de distorções de Corrente segundo IEC 61000-3-2	51
Tabela 4 – Limites de distorções harmônicas totais	51
Tabela 5 – Níveis para distorções harmônicas individuais de tensão (PRODIST – Modulo 8)	52
Tabela 6 – Parâmetros do Gerador	57
Tabela 7 – Parâmetros da Turbina Eólica	58
Tabela 8 – Parâmetros da Rede Elétrica.	58
Tabela 9 – Percentual em relação a fundamental de cada componente harmônica de tensão da rede elétrica.	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CLM	Controle do Lado da Máquina
CLP	Controladores Lógicos Programáveis
DFIG	<i>Double-Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GSIP	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
ICD	Interrupção de Curta Duração
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LQR	<i>Linear-Quadratic Regulator</i>
LQRI	<i>Linear-Quadratic Regulator with Integral Action</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
STATCOM	<i>Static synchronous compensator</i>
PCC	Ponto de Conexão Comum
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Matriz de estados continua
A_T	Área varrida pelas pás da turbina
B	Matriz de entrada continua
C	Matriz de saída
C_c	Capacitor do barramento CC
C_p	Coefficiente de potência da turbina
D	Matriz de transmissão direta
DDT	Distorção de demanda total
DHT	Distorção harmônica total
DDT	Distorção de demanda total
e_{g123}	Tensões trifásicas da rede elétrica
F	Escala de turbulência
f_e	Frequência de tensões do estator
f_m	Frequência de rotação mecânica.
f_r	Frequência de tensões do rotor
G_r	Função de transferência do bloco ressonante
h	Ordem harmônica
I_{cc}	Valor eficaz da corrente de curto-circuito
i_{cg}	Corrente ligada ao CLR
i_{cm}	Corrente ligada ao CLM
i_{dr}, i_{qr}	Correntes de eixo direto e quadratura do rotor
i_{ds}, i_{qs}	Correntes de eixo direto e quadratura do estator
i_{f123}	Correntes trifásicas do filtro
i_{g123}	Correntes trifásicas da rede elétrica
i_s	Corente do estator
i_{s123}	Correntes trifásicas do estator
J	Função de índice de desempenho
K	Matriz de ganhos Ordem harmônica
K_N	Coefficiente de arrasto da superfície
K_r	Constante do bloco ressonante
L	Somatório da indutância do filtro trifásico

L_{lr}	Indutância de dispersão do rotor
L_{ls}	Indutância de dispersão do estator
L_m	Indutância mútua
L_s, L_r	Indutâncias do estator e rotor
N	Numero de termos considerados para calculo da componente ruído
P	Matriz definida positiva
p	Numero de pares de polos da maquina
P_r	Potencia do rotor
P_s	Potencia ativa do estator
P_T	Potência total gerada
P_w	Potência mecânica extraída pela turbina
Q	Matriz hermitiana (ou matriz real simétrica) definida positiva ou semidefinida positiva
Q_s	Potência reativa do estator
r	Raio da turbina
R	Matriz hermitiana (ou matriz real simétrica) definida positiva
RAM_{MAX}	Velocidade máxima da rampa
R_{MAX}	Velocidade máxima da rajada
R_s, R_r	Resistência do estator e rotor
s	Escorregamento da máquina
$S_V(\omega_i)$	Função de densidade espectral
T_e	Conjugado eletromagnético
$t_{f_{rampa}}$	Tempo final da rampa
$t_{i_{rampa}}$	Tempo de início da rampa
$t_{i_{rajada}}$	Tempo de início da rajada
T_{rajada}	Período da rajada
V_1	Tensão de ordem fundamental
v_{base}	Velocidade média do vento base
v_c	Tensão do barramento CC
v_{dr}, v_{qr}	Tensões de eixo direto e quadratura do rotor
v_{ds}, v_{qs}	Tensões de eixo direto e quadratura do estator
v_{g123}	Tensões trifásicas obtidas no terminal do conversor

V_h	Tensão da componente harmônica de ordem h
v_{rampa}	Velocidade do vento em rampa
v_{rajada}	Velocidade do vento em rajada
$v_{ruído}$	Velocidade do vento em ruído
v_{vento}	Velocidade do vento
V_w	Velocidade do vento (m/s)
$\Delta\omega$	Variação de velocidade
μ	Velocidade principal do vento na altura de referência
ϕ_i	Variável randômica com densidade de probabilidade uniforme de 0 a 2π
ρ	Densidade relativa do ar
λ	Relação entre a velocidade na ponta da pá e velocidade do vento
β	Ângulo de passo da turbina
λ_{max}	Valor máximo da relação de velocidade que torna o C_p máximo
λ_s, λ_r	Fluxo magnético do estator e rotor
$\lambda_{dr}, \lambda_{qr}$	Fluxos magnéticos de eixo direto e quadratura do rotor
$\lambda_{ds}, \lambda_{qs}$	Fluxos magnéticos de eixo direto e quadratura do estator
ω_{ref}	Velocidade de referencia
ω_r	Velocidade do rotor
ω_s	Velocidade síncrona
ω_{sl}	Frequência angular de escorregamento
θ_{sl}	Ângulo de escorregamento
σ	Fator de dispersão da máquina
ω_c	Frequência de corte

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Motivação	19
1.2	Panorama da Energia Eólica Mundial	20
1.3	Tipos de Geradores na geração de energia eólica	21
1.4	Revisão Bibliográfica	23
2	MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA	26
2.1	Modelagem dos Ventos	26
2.2	Modelagem da Turbina	28
2.3	Gerador DFIG	29
2.4	Conversor do Lado da Máquina (CLM)	34
2.5	Conjugado Eletromagnético e potência ativa e reativa	39
2.6	Conversor do Lado da Rede (CLR)	40
2.7	Matriz de Espaço de Estado	41
3	AFUNDAMENTOS E HARMÔNICOS	43
3.1	Afundamentos Momentâneo de Tensão	43
3.1.1	<i>Código de Rede da Alemanha</i>	44
3.1.2	<i>Código de Rede da Espanha</i>	45
3.1.3	<i>Código de Rede do Brasil</i>	45
3.2	Presença de Harmônicos na rede elétrica	47
4	ESTRATÉGIA DE CONTROLE E PARÂMETROS	53
4.1	Controle PI	53
4.2	Controle PI+R	54
4.3	Controle LQR com ação Integral (LQI)	55
4.4	Parâmetros de Projeto e Controle	56
5	RESULTADOS	61
5.1	Sistema com controle LQI na malha interna e controle PI Ressonante na malha externa	62
5.2	Afundamento de Tensão	66
5.2.1	<i>Afundamento de Tensão no sistema com controle LQI na malha interna e controle PI Ressonante na malha externa.</i>	66
6	CONCLUSÃO	70
6.1	Trabalhos futuros	71

Publicação	71
REFERÊNCIAS	72
APÊNDICE A	75
APÊNDICE B	76
APÊNDICE C	77

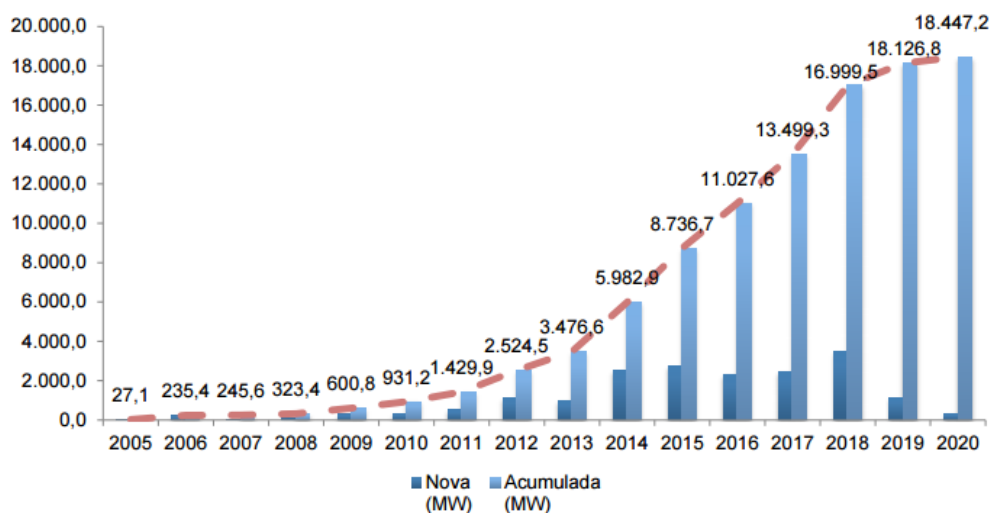
1. INTRODUÇÃO

Em um âmbito mundial, a procura por novas fontes alternativas de energia tem alertado muitos pesquisadores e interessados no assunto. Isto é justificado pelo fato do aumento no interesse da parcela de demanda de energia elétrica por parte das fontes renováveis. Segundo o relatório de Energias Renováveis, elaborado pela Câmara dos Deputados (2011), a participação da oferta de energia do mundo por meio das fontes renováveis é da ordem de 13%, enquanto que pelas fontes não renováveis são de 87%.

O nosso país possui um grande potencial para, futuramente, ter grande participação no mercado mundial de energia, devido a suas diversas fontes que podem ser utilizadas para compor a sua matriz energética. Graças a isso, o Brasil possui a chance de crescer não só a sua economia, como também tecnologia, relacionamento e opinião das pessoas sobre fontes de energia renovável. Podemos também experimentar um grande avanço, pois investimentos nessa área agrega qualidade de vida e conforto.

A maioria dos parques eólicos no Brasil estão localizados nas regiões nordeste e sul. Porém, quase todo o território nacional possui potencial para geração desse tipo de energia. Segundo a ABEEólica (Associação Brasileira de Energia Eólica), a matriz energética brasileira atingiu até o momento a marca de 10 GW de capacidade de energia instalada, correspondendo a aproximadamente 6,8% de participação da energia eólica na matriz energética (ABEEólica, 2016). Para representar esse virtuoso crescimento, a Figura 1 mostra a curva de capacidade instalada da fonte eólica onde a composição é feita através da consolidação da capacidade contratada nos ambientes de contratação livre e regulado.

Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica no Brasil.

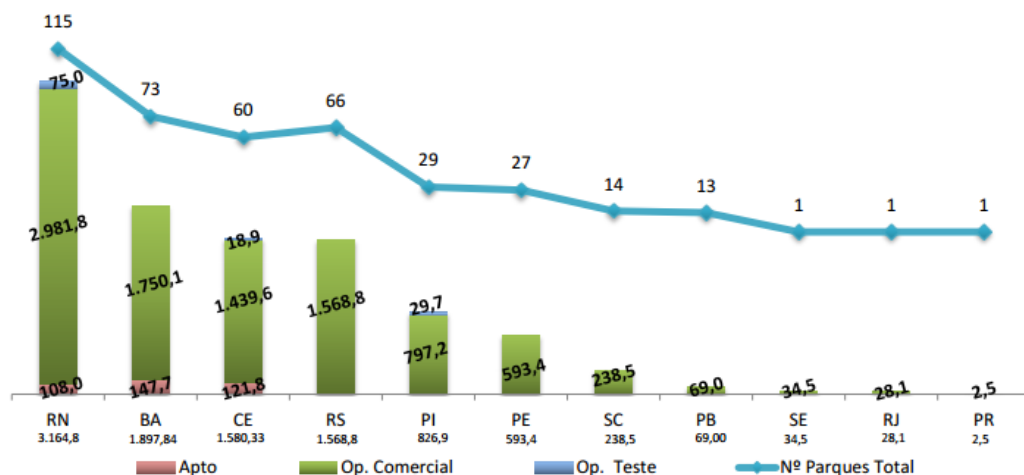


Fonte: (ABEEólica, 2016)

De acordo com a Figura 1, é possível ver que a capacidade instalada até o ano de 2020 poderá atingir 18,45 GW de potência. Além disso, uma característica peculiar da energia eólica no Brasil é pelo fato de que o seu potencial de energia é mais intenso entre os meses de junho e dezembro, tornando-se complementar ao período chuvoso, ou seja, nos meses de pouca chuva é onde se tem mais vento. Outro fato importante é que, apesar de todo o território do Brasil possuir potencial para geração de energia eólica, a maioria dos parques estão localizado nas regiões nordeste e sul do país. Com um total de 400 parques instalados, a região nordeste lidera com os estados com maior participação dessa fonte renovável.

A Figura 2 mostra a participação dos estados brasileiros com maior potência instalada totalizando a quantidade de parques em cada estado. A indicação dos parques é dividida em três categorias: aptos a operar, operação em teste e operando comercialmente.

Figura 2 – Potência Instalada em cada estado (MW).



Fonte: (ABEEólica, 2016)

1.1. Motivação

Com a junção de várias fontes alternativas de energia elétrica ao SIN (Sistema Interligado Nacional), estima-se que a participação de energia renovável pode representar uma das maiores do mundo. Isso é exatamente o que diz o Balanço Energético Nacional (BEN) 2014, que se trata de um relatório síntese elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE com finalidade de apresentar a contabilização relativa à oferta e ao consumo de energia no Brasil (EPE,2014). O BEN 2014 mostra os dados definitivos referente ao ano base de 2013, ou seja, todos os seus resultados são referentes ao seu ano antecessor de

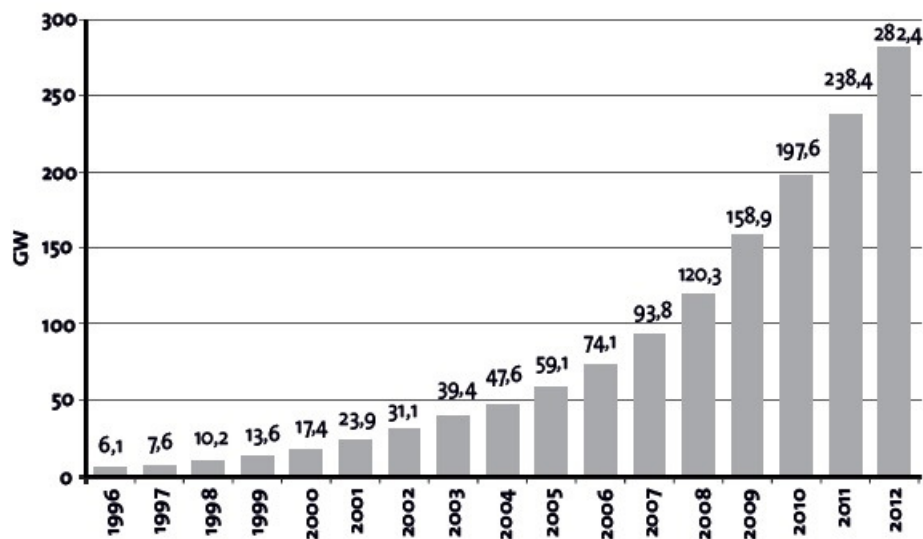
publicação. Neste relatório, é indicado que a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira, no ano de 2013, teve oferta da ordem de 41%, considerado uma das maiores do mundo (EPE, 2014). Apesar de ser um número significativo, isto representa uma queda em relação ao ano anterior que possuía 42,3% sendo esta queda justificada pela menor oferta de energia hidráulica devido às condições hidrológicas desfavoráveis (EPE, 2014).

Tendo em vista esses resultados positivos referentes à geração de energia eólica, uma grande razão que tenha nos motivado a realizar este trabalho se trata pela demanda por esta fonte, visto um aumento da competitividade entre os leilões das fontes alternativas de energia. Analisar a ocorrência de distorções harmônicas no sistema elétrico visando as consequências na rede elétrica e verificar o comportamento desse sistema diante da possibilidade de ocorrer um afundamento de tensão na rede elétrica que pode ser ocasionado por diversos motivos.

1.2. Panorama da Energia Eólica Mundial

De acordo com (LAGE, 2013), até o ano de 2012, o mundo estava com uma capacidade instalada superior a 282 GW de energia eólica espalhados em mais de 80 países pelo mundo. O gráfico da Figura 3 abaixo mostra a evolução da capacidade de energia instalada global entre os anos de 1996 a 2012. Percebe-se o grande crescimento exponencial durante todos os anos que revelam buscas por novas fontes alternativas de energia.

Figura 3 - Capacidade eólica mundial acumulada (1996-2012).



Fonte: (LAGE, 2013)

Tendo em vista o grande crescimento mundial dessa tecnologia, o Brasil se viu capaz de seguir este avanço tecnológico e atualmente apresenta números bastante relevantes com premissas previsões. Podemos destacar dois fatores que favorecem o crescimento da energia eólica brasileira: trata-se do aumento de sua competitividade na indústria eólica e uma perspectiva de continuidade no seu desenvolvimento, trazendo também diversos fornecedores de considerável experiência. A crise de 2008, afetando a economia americana e europeia, pode ter favorecido na busca por novos investimentos a partir dos fabricantes no mercado brasileiro, conduzindo em uma oportunidade no desenvolvimento de parques produtivos e equipamentos na geração eóli-elétrica.

Dados recentes publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) indicam que o Brasil fechou o ano de 2014 com 131,162 GW de capacidade instalada, contando com um incremento de 771 MW de capacidade no mês de dezembro (BOLETIM..., 2015). Os dados são publicados no Boletim de Operações das Usinas, N°-014 fev/2015. Os resultados indicam que novas usinas entraram na contabilização do sistema da CCEE a partir do mês de dezembro de 2014 totalizando 33 novas usinas. Desse total, estão divididos entre 2 térmicas à biomassa, 10 pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e 21 parques eólicos. Um grande destaque foi para a energia eólica que geraram 143,3% a mais comparada com o mesmo período do ano de 2013 (BOLETIM... 2015).

1.3. Tipos de Geradores na geração de energia eólica

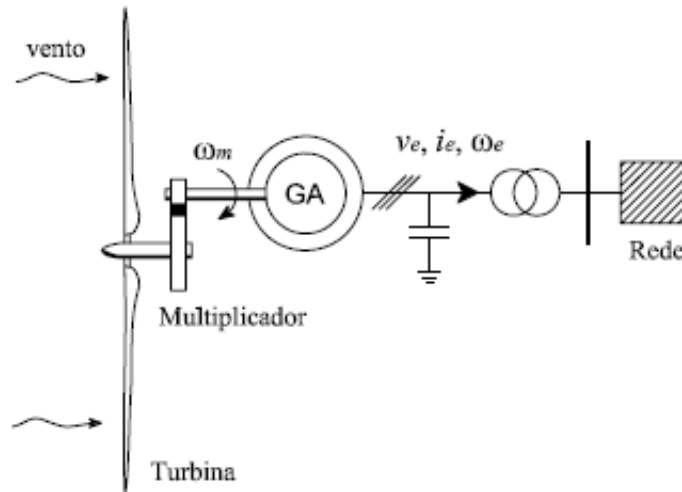
Durante toda a história sobre o aproveitamento da energia cinética dos ventos para facilitar a vida dos seres humanos, houve diversas formas de como fazer isso. Atualmente, se dá pelo uso de aerogeradores para a conversão dessa energia dos ventos em energia elétrica.

É sabido que existem diversos modelos de aerogeradores para a conversão de energia eólica. No entanto, eles podem ser baseados em duas tecnologias de máquinas elétricas, as máquinas síncronas e assíncronas podendo operar com velocidade fixa ou variável.

Quando operam com velocidade fixa, eles utilizam um gerador assíncrono com rotor em gaiola de esquilo, onde o estator é conectado diretamente na rede (Tarnowski, 2006). Com essa característica, a velocidade de rotação do gerador varia conforme a potência gerada. O acoplamento entre turbina e gerador é feito por um multiplicador como é mostrado na

Figura 4. As primeiras plantas com essa tecnologia foram implantadas na Dinamarca por volta de 1980 e 1990 (Burton, et al., 2001).

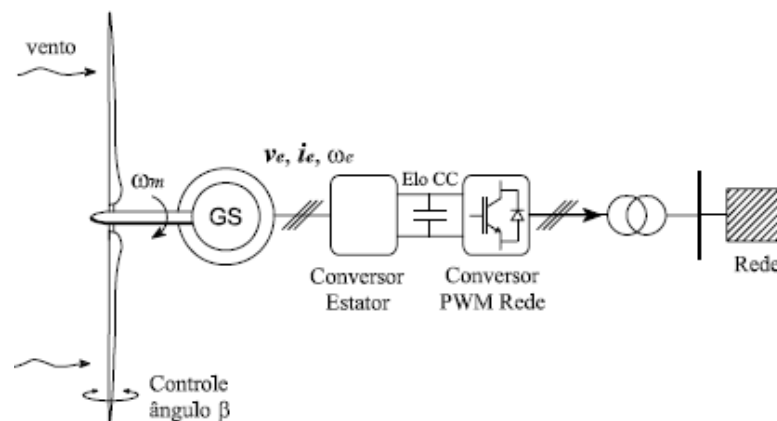
Figura 4 – Topologia de Gerador em Gaiola de Esquilo.



Fonte: (Tarnowski, 2006)

Existe também a configuração de gerador síncrono com velocidade variável, onde se usa um gerador síncrono de ímã permanente (GSIP). Nele a turbina é conectada diretamente com o gerador que possui o estator conectado a rede elétrica por intermédio de um conversor de potência. O esquema dessa configuração é mostrado na Figura 5. Apesar da existência do conversor de eletrônica de potência chaveada, esta estratégia consegue atingir os níveis permitidos do conteúdo harmônico inserido na rede. Além disso, é possível ajustar a velocidade de rotação da turbina de acordo com a velocidade do vento (Richardson, 1993).

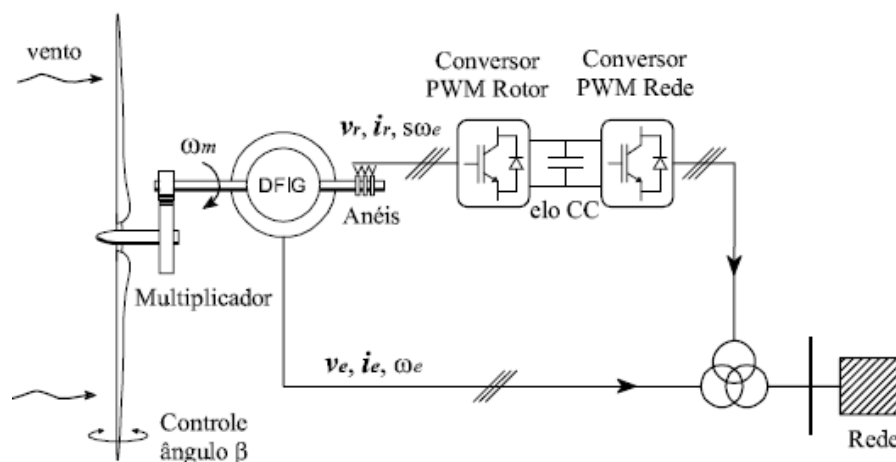
Figura 5 – Topologia de Gerador Síncrono com Imãs Permanentes.



Fonte: (Tarnowski, 2006)

Amplamente utilizado no mercado de energia eólica, destaca-se para velocidade variável os geradores de indução duplamente alimentados ou como é conhecido, *double-fed induction generator* (DFIG) (Tarnowski, 2006), (Costa, 2010), (Oliveira, 2004) e (Salles, 2009). Neste modelo, é utilizado um conversor eletrônico na configuração CA-CC-CA entre o rotor da máquina e a rede elétrica. Os conversores são feitos de modo que possibilite a troca de potencia ativa nas duas direções, entre o rotor e a rede elétrica através do controle vetorial (Nascimento, 2009). Enquanto o rotor é conectado na rede elétrica através dos conversores de potência, o estator da máquina é ligado diretamente na rede através de anéis deslizantes. Por estar bastante presente na literatura sobre geração de energia eólica, o modelo de gerador DFIG foi o adotado para utilizar neste trabalho. O esquema pode ser visualizado na Figura 6.

Figura 6 – Topologia de Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG).



Fonte: (Tarnowski, 2006)

Diante disso, o objetivo deste trabalho é analisar o comportamento de um sistema de geração eólio-elétrica que utiliza o gerador DFIG diante de distorções harmônicas da rede elétrica e com a presença de afundamentos de tensão, comparando os resultados de duas estratégias de controle já definidas, sendo a primeira com o controle PI nas malhas de corrente do rotor do CLM e a segunda com o controle robusto LQI nas mesmas malhas.

1.4. Revisão Bibliográfica

Por toda a literatura, a estratégia de controle clássica do PI é bastante explorada por diversos autores que trabalham com geração de energia elétrica a partir de uma fonte

eólica, principalmente com a máquina de indução DFIG. Além disso, nas últimas duas décadas, tem-se percebido um enorme crescimento em estudos que verificam e testam a máxima eficiência de novos controladores robustos como o controle linear quadrático, LQR. Tendo em vista isso, o presente trabalho tem como finalidade utilizar a combinação dessas duas estratégias, acrescentando uma pequena parcela ressonante e verificar a resolução do sistema diante de perturbações harmônicas.

Além disso, muitos autores já começaram a realizar trabalhos a partir dessa ideia de junção entre estratégias de controle. Sendo chamados de estratégia híbrida, os modelos que utilizam o controle clássico PI junto com o LQR podem ser explorados para diversas utilidades. Em (Tabatabael, 2012) é utilizado três níveis de tensão em sistemas de transmissão de corrente contínua em alta tensão para compensar a energia reativa e garantir a estabilidade da tensão na rede elétrica a partir da estratégia de controle PI e LQR. Em (Ren, 2005) os autores comparam o uso da estratégia de controle clássica PI com o híbrido PI-LQR como método de controle para um compensador síncrono estático (STATCOM). Os autores descrevem que o resultado gerado a partir do controle híbrido PI-LQR são superiores ao método PI, tanto na complexidade do *design* e desempenho de resposta, garantindo que o novo método gera menores oscilações e possui um menor tempo de estabilização.

Em (Lima, 2014) o autor faz uma análise comparando o controle híbrido PI-LQR e controle ótimo LQR para minimizar problemas encontrados na conexão de conversores eletrônicos ligados a rede elétrica de um sistema com geração de energia eólica. Nos resultados, o autor destaca que tanto o controle híbrido quanto o controle ótimo LQR tiveram um bom desempenho em relação ao controle clássico PI.

Em (Aloo, 2016) o autor utiliza um controle híbrido PID-LQR para sistema de controle de posicionamento de antenas parabólicas baseado em um servo motor dc. Com o objetivo de minimizar os desvios de posição desejada, o autor primeiramente obtém os resultados a partir de uma simulação com controle PID com ajuste fino. Em seguida os resultados são melhorados a partir da adição do controle LQR na qual otimiza a resposta do sistema e aumenta a precisão das variáveis de estado. É mostrado pelo autor que o controle híbrido PID-LQR possui melhor desempenho em relação a redução do tempo de estabilização e sobressinal comparado com o controle PID.

Em (Yau, 2013) o autor propõe a utilização de controladores híbridos PI-LQR para descrever e analisar a resposta sísmica de um veículo de levitação magnético (maglev) se movendo em múltiplas extensões de trilhos. O controle é usado para regular a tensão de

controle e ajustar ambas as forças magnéticas de levitação e orientação lateral do sistema maglev. O autor também mostra que, com alguns estudos numéricos, o veículo maglev é equipado com ímãs mais apoiados conseguem fornecer mais ganhos de controle para ajustar as forças de orientação do veículo em movimento e diminuir a vibração lateral.

2. MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA

Uma ótima maneira de estudar as partes que compõem um sistema eólico é através de sua análise matemática. O presente capítulo irá apresentar essa modelagem começando pela expressão que indica o modelo final dos ventos. Em seguida, será apresentada a modelagem da turbina eólica, do gerador DFIG e por último, as equações que representam o conversor do lado da rede e conversor do lado da máquina.

As expressões serão mostradas na forma de matrizes de espaço de estados que descrevem o comportamento do sistema.

2.1. Modelagem dos Ventos

Sabe-se que a principal fonte primária de energia para sistemas de conversão de energia eólica é o vento. Assim como muitos outros fluidos, o vento pode ser representado através de suas componentes de velocidades. Essas componentes incorporam possíveis turbulências verificadas em ventos reais, que de certa forma, representa adequadamente o seu comportamento (Carvalho, 2006). Uma expressão bastante aceita pela comunidade técnico-científica pode ser vista na Equação (1):

$$v_{vento} = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \quad (1)$$

Nessa expressão, a velocidade do vento v_{vento} é composta pela velocidade média do vento base v_{base} , pela componente rajada do vento v_{rajada} , pela componente rampa do vento v_{rampa} e pela componente ruído do vento $v_{ruído}$. Todas as componentes são na unidade [m/s].

Com o aerogerador em operação, a componente de velocidade média do vento trata-se de uma constante. Já a componente v_{rajada} , rajada do vento, é descrita pelas Equações (2) e (3) a seguir.

$$v_{rajada} = \begin{cases} 0, & t < t_{i_{rajada}} \\ V_{cos}, & t_{i_{rajada}} < t < t_{i_{rajada}} + T_{rajada} \\ 0, & t > t_{i_{rajada}} + T_{rajada} \end{cases} \quad (2)$$

Onde V_{cos} é representada em:

$$V_{cos} = \frac{R_{MAX}}{2} \left\{ 1 - \cos 2\pi \left[\left(\frac{t}{t_{irajada}} \right) - \left(\frac{t_{irajada}}{T_{rajada}} \right) \right] \right\} \quad (3)$$

Dessa última equação, tem-se as seguintes definições:

- R_{MAX} – velocidade máxima da rajada.
- $t_{irajada}$ – tempo de início da rajada;
- T_{rajada} – período da rajada.

Já a componente de velocidade do vento de rampa v_{rampa} , pode ser representada pelas Equações (4) e (5).

$$v_{rampa} = \begin{cases} 0, & t < t_{irampa} \\ v_{ramp}, & t_{irampa} < t < t_{frampa} \\ 0, & t > t_{frampa} \end{cases} \quad (4)$$

$$v_{ramp} = RAM_{MAX} \left(1 - \frac{t - t_{frampa}}{t_{irampa} - t_{frampa}} \right) \quad (5)$$

Onde daí, tem-se que:

- t_{irampa} – tempo de início da rampa;
- t_{frampa} – tempo final da rampa;
- RAM_{MAX} – valor máximo da velocidade da rampa.

A componente denominada de ruído é a parte randômica da velocidade do vento. É ela que define um comportamento aleatório do fluido. Para determinar seu valor, é necessário utilizar artifícios computacionais que servem para definir um valor aleatório que varia entre 0 e 2π . As Equações (6), (7) e (8) definem a componente ruído.

$$v_{ruído} = 2 \sum_{i=1}^N [S_V(\omega_i) \Delta\omega]^{\frac{1}{2}} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (6)$$

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2} \right) \Delta\omega \quad (7)$$

$$S_v(\omega_i) = \frac{2K_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 \left[1 + \left(\frac{F \omega_i}{\mu \pi} \right)^2 \right]^{\frac{4}{3}}} \quad (8)$$

Dessas equações tem-se que:

- ϕ_i – variável randômica com densidade de probabilidade uniforme de 0 a 2π ;
- $\Delta\omega$ – variação de velocidade;
- N – número de termos considerados;
- K_N – coeficiente de arrasto da superfície;
- F – escala de turbulência;
- μ – velocidade principal do vento na altura de referência.

2.2. Modelagem da Turbina

De acordo com (Oliveira, 2004), a energia eólica é uma forma de conversão da energia solar. Segundo ele, os ventos são formados a partir do deslocamento das massas de ar, que surgem com as diferentes incidências solares no planeta Terra. Como mencionado anteriormente, a velocidade média dos ventos é um parâmetro importante, pois com ela será possível obter uma previsão da potencia eólica disponível. Além disso, outro parâmetro importante a ser analisado é a direção do vento, pois com sua medida é possível identificar a melhor localidade para instalar um parque eólico (Oliveira, 2004). O conhecimento da direção também é importante para evitar o problema do sombreamento da turbina, onde a posição de uma turbina pode causar interferências caso esteja posicionada na frente de outra.

A potência (P_w) que uma turbina eólica pode extrair do vento está relacionada com a densidade do ar (ρ), com a área varrida pelas pás da turbina (A_T), com o coeficiente de potência da turbina (C_p) e com o cubo da velocidade do vento (V_w). Matematicamente ela é expressa pela Equação (9).

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A_T V_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (9)$$

Para um maior desempenho aerodinâmico de uma turbina, é necessário conhecer o valor do coeficiente de potência C_p . Este Coeficiente de Potência trata-se de uma variável aerodinâmica dependente de duas variáveis, λ e β . A primeira é a relação entre a velocidade na ponta da pá e a velocidade do vento e a segunda se trata do ângulo de passo da turbina.

Existem diversas equações para este coeficiente, a mais conhecida é mostrada na Equação (10).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0,0068\lambda \quad (10)$$

Nesta expressão, $1/\lambda_i$ também é dependente de λ e β e é dada pela equação seguinte.

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (11)$$

E o valor de λ da equação (11) pode ser descrito por:

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda_{max} \cdot V_W}{r} \quad (12)$$

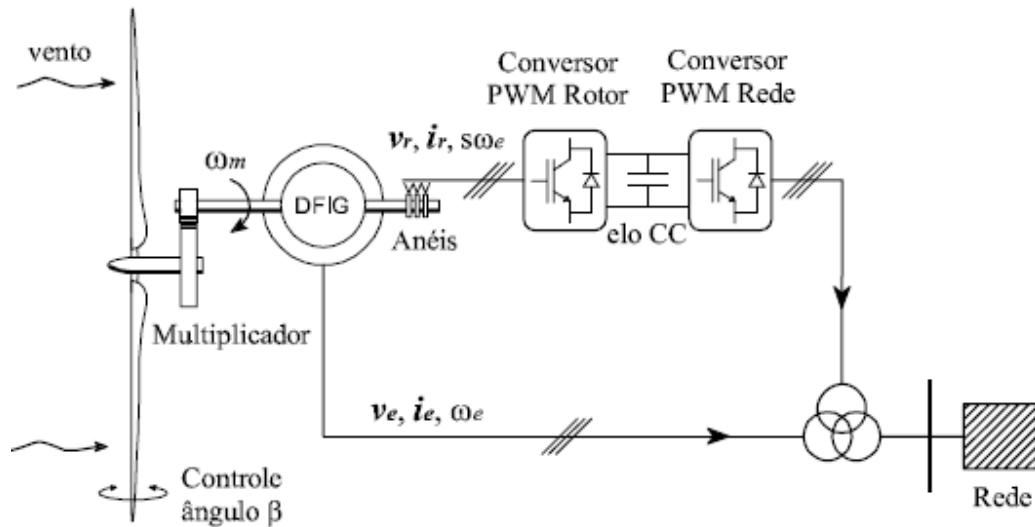
Dessa equação, λ_{max} representa o valor na qual torna o coeficiente de potência no máximo, este valor é atingido quando o gerador opera com certa velocidade de referência dada pela Equação (12). Com isso, o sistema pode operar com a potência máxima que ele é capaz.

Na Equação (12), λ_{max} torna o C_p máximo, V_W é a velocidade do vento e r é o raio da turbina.

2.3. Gerador DFIG

O gerador de Indução duplamente alimentado (DFIG- *doubly-fed induction generator*) trata de uma máquina de indução com rotor bobinado, cujo estator é conectado diretamente na rede elétrica e o rotor é conectado na rede através de conversores de potência bidirecionais (Tarnowski, 2006). Os conversores são do tipo *back-to-back* e eles são conectados ao rotor da máquina através de anéis girantes, como mostrado na Figura 7 .

Figura 7 – Esquema de aerogerador com DFIG.



Fonte: Tarnowski, 2006

Motivado principalmente pelo desenvolvimento dos acionamentos eletrônicos de potência e as diferentes técnicas de controle que se pode implementar, o DFIG também permite gerar energia com frequência constante e diferentes velocidades de rotação.

O DFIG possui as frequências elétricas do estator e do rotor relacionadas com a frequência de rotação mecânica através da seguinte equação:

$$f_e - f_r = p f_m \quad (13)$$

Onde f_e é a frequência das tensões do estator, f_r é a frequência das tensões do rotor, p é o número de pares de polos da máquina e f_m é a frequência de rotação mecânica. Alterando-se f_r é possível obter uma característica de velocidade variável e f_e constante, fazendo com que seja possível operar com velocidades de rotação subsíncrona ou supersíncrona.

Ainda na Figura 7, a variável s representa o escorregamento da máquina. O sinal deste valor representa o sentido do fluxo de energia no rotor da máquina.

O escorregamento pode ser dado por:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (14)$$

Onde ω_s é a velocidade síncrona e ω_r é a velocidade do rotor (Pinto, 2012).

Operando numa faixa limitada de velocidade, o gerador pode atingir escorregamentos positivos e operar na região subsíncrona, ou seja, a velocidade do rotor é menor do que a velocidade síncrona. E pode também atingir escorregamento negativo e operar na região supersíncrona, ou seja, quando a velocidade do rotor é maior do que a velocidade síncrona da máquina (Da Silva, 2006).

A Equação (15) mostra a potência total gerada e entregue para a rede, considerando a máquina em regime permanente e desprezando-se as perdas (Pinto, 2012).

$$P_T = P_s + P_r \quad (15)$$

E a relação entre a potência do estator e do rotor é dado pela Equação (16).

$$P_r = -sP_s \quad (16)$$

Logo:

$$P_T = P_s(1 - s) \quad (17)$$

A partir da Equação (17), conforme o DFIG opere na região supersíncrona e tenha escorregamento negativo ($s < 0$), a potência do gerador será fornecida para a rede tanto pelo lado do rotor, através dos conversores bidirecionais, como também pelo lado do estator conforme a Figura 5. De outro modo, quando o DFIG opera na região subsíncrona, com escorregamento positivo ($s > 0$), a potência seguirá da rede para o rotor e indicará que o próprio rotor está consumindo potência da rede. Para ambos os casos de velocidade supersíncrona e subsíncrona, o estator fornecerá potência ativa à rede elétrica (Pinto, 2012).

Para simplificarmos a modelagem matemática do DFIG, é necessária a abordagem de algumas considerações normalmente usadas tais como (Krause, 1995):

- Os enrolamentos do estator e rotor são idênticos e defasados 120° entre si;
- Considera-se o entreferro constante;
- Considera-se o circuito magnético como ideal;
- A forma da distribuição da densidade do fluxo magnético no entreferro é radial e senoidal e;
- Desconsideram-se as perdas magnéticas e mecânicas.

Feitas essas considerações, as equações diferenciais das tensões do estator e do rotor para o DFIG, que representam o comportamento transitório, são dadas a seguir (Oliveira, 2004):

$$v_{as} = R_s i_{as} + \frac{d\lambda_{as}}{dt} \quad (18)$$

$$v_{bs} = R_s i_{bs} + \frac{d\lambda_{bs}}{dt} \quad (10)$$

$$v_{cs} = R_s i_{cs} + \frac{d\lambda_{cs}}{dt} \quad (110)$$

$$v_{ar} = R_r i_{ar} + \frac{d\lambda_{ar}}{dt} \quad (212)$$

$$v_{br} = R_r i_{br} + \frac{d\lambda_{br}}{dt} \quad (22)$$

$$v_{cr} = R_r i_{cr} + \frac{d\lambda_{cr}}{dt} \quad (23)$$

Nas equações (18)-(23), as variáveis v , R , i e λ representam respectivamente tensão, resistência, corrente e enlace de fluxo. Os subscritos r e s representam as grandezas do rotor e estator e os indicies abc representam cada fase.

Em seguida, é mostrado que as tensões do estator e do rotor mostradas nas equações (18)-(23), situadas em um sistema trifásico, podem ser transformadas em um sistema bifásico a partir das transformadas de Clark e Park. As transformadas resultam em um sistema de coordenadas dq (onde d é o eixo direto e q o eixo em quadratura) como indicado nas equações (24)-(27) (Pinto, 2012):

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (24)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (25)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_{sl} \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (26)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_{sl} \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \quad (13)$$

Onde a variável ω_{sl} se trata da frequência angular de escorregamento, como é visto na Equação (28):

$$\omega_{sl} = \omega_s - \omega_r = \frac{d\theta_{sl}}{dt} \quad (14)$$

Para os fluxos magnéticos do estator e rotor no referencial síncrono, as equações pode ser escritas em função das indutâncias e correntes do rotor e estator e são mostradas nas Equações (29)-(32) :

$$\lambda_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (15)$$

$$\lambda_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (16)$$

$$\lambda_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (31)$$

$$\lambda_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (317)$$

Onde $L_s = L_{ls} + L_m$ e $L_r = L_{lr} + L_m$.

Substituindo a Equação (29) na Equação 24 e a Equação (30) na Equação (25), obtém-se o seguinte resultado:

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

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + L_{ls} \frac{di_{qs}}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} (i_{qs} + i_{qr}) \quad (34)$$

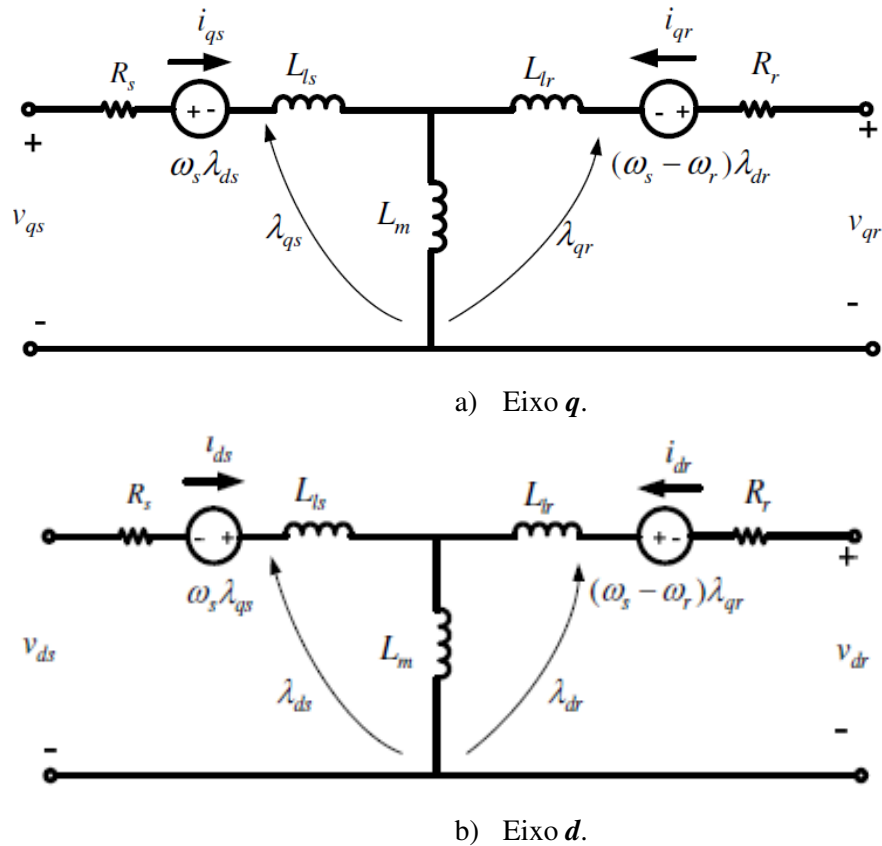
Do mesmo modo, ao substituímos a Equação (31) e (28) em (26) e a Equação (32) e (28) em (27), obtém-se:

$$v_{dr} = R_s i_{ds} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} + L_{ls} \frac{di_{dr}}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} (i_{dr} + i_{ds}) \quad (35)$$

$$v_{qr} = R_s i_{ds} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} + L_{ls} \frac{di_{qr}}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} (i_{qr} + i_{qs}) \quad (18)$$

Até agora, as Equações (33)-(36) demonstram o circuito equivalente para o DFIG representados no eixo dq . Os circuitos que representam essas equações são mostrados nas Figuras 8a e 8b .

Figura 8 – Circuito equivalente da máquina de indução duplamente alimentada.



Fonte: (Pinto, 2012)

2.4. Conversor do Lado da Máquina (CLM)

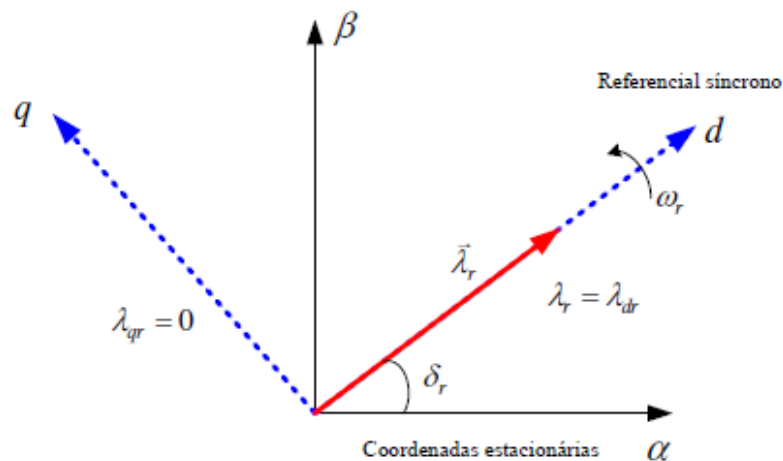
O CLM é responsável por controlar as potências ativas e reativas que fluem da máquina para a rede elétrica. Segundo (Oliveira, 2009) existem na literatura três principais técnicas de controle da máquina. A potência reativa é controlada da mesma forma para os três casos, porém eles se diferenciam pelo controle de velocidade, pelo controle de torque e pelo controle de potência (Liu, 2011). A estratégia de melhor desempenho se trata do controle de velocidade, com uma dinâmica de resposta rápida. No entanto, ela exige um complexo domínio da dinâmica mecânica do conjunto gerador-turbina, sendo na maioria das vezes não recomendado para grandes turbinas (Liu, 2011).

O controle do torque apresenta uma dificuldade para grandes turbinas, pois o mesmo funciona a partir de uma estimativa ou medição do torque real da turbina. A melhor qualidade da energia gerada vem a partir do controle da potência ativa, já que apresenta uma

dinâmica natural mais lenta. A partir daí, opta-se por utilizar este tipo de estratégia neste trabalho.

O Controle Vetorial é a opção mais usada para conseguir formular o controle da máquina de indução. Em (Pinto, 2012), é possível entender o conceito de orientação do fluxo magnético que é aplicado para o controle vetorial. A orientação do fluxo é baseada em usar o eixo direto como referência para se fixar o fluxo magnético do estator, do rotor ou do entreferro. A Figura 9 é usada por (Pinto, 2012) para demonstrar a orientação do fluxo magnético do rotor em um referencial de coordenadas dq , escolhendo o eixo d como referência.

Figura 9 – Orientação do fluxo magnético do rotor em coordenadas dq .



Fonte: (Pinto, 2012)

Para o controle do CLM, utiliza-se o controle vetorial orientado pelo campo, utilizando o fluxo do estator como referência e fixando o fluxo do estator sobre o eixo d . O diagrama vetorial desse sistema é visto na Figura 10.

Fazendo uma análise para a Figura 10, estando o fluxo do estator alinhado com o eixo direto, extingue-se a componente de eixo de quadratura para o fluxo do estator. Logo, o fluxo de eixo direto do estator é o próprio fluxo do estator, enquanto o fluxo de eixo em quadratura é nulo. Algebricamente isso é mostrado nas Equações (37) e (38).

$$i_{ds} = \frac{\lambda_s - L_m i_{dr}}{L_s} \quad (21)$$

$$i_{qs} = \frac{-L_m i_{qr}}{L_s} \quad (422)$$

Fazendo a substituição da Equação (42) na Equação (31), obtemos que:

$$\lambda_{dr} = \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \quad (23)$$

E substituindo a equação 43 na equação 32, obtemos que:

$$\lambda_{qr} = \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{qr} \quad (45)$$

Fazendo a substituição das Equações (39), (44) e (45) nas Equações (26) e (27) obtém as expressões para as tensões de eixo direto e de quadratura do rotor, mostradas nas Equações (46) e (47).

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_{sl} L_r \left(1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s} \right) i_{qr} + L_r \left(1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s} \right) \frac{di_{dr}}{dt} \quad (46)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_{sl} L_r \left(1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s} \right) i_{dr} + \omega_{sl} \frac{L_m}{L_s} \lambda_s + L_r \left(1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s} \right) \frac{di_{qr}}{dt} \quad (47)$$

Assumindo que o fator de dispersão da máquina é dado pela Equação (48), as equações que expressam as tensões do eixo **dq** do rotor podem ser reescritas como mostradas nas Equações (49) e (50).

$$\sigma = \left(1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \right) \quad (24)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_{sl} L_r \sigma i_{qr} + L_r \sigma \frac{di_{dr}}{dt} \quad (25)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_{sl} L_r \sigma i_{dr} + \omega_{sl} \frac{L_m}{L_s} \lambda_s + L_r \sigma \frac{di_{qr}}{dt} \quad (50)$$

As Equações em (49) e (50) serão utilizadas para o projeto da malha interna das correntes do rotor de eixo direto e quadratura. No entanto, percebe-se que a expressão da tensão de eixo direto do rotor, Equação (49), apresenta uma parcela referente a corrente de quadratura. E a expressão da tensão de quadratura apresenta uma parcela da corrente do eixo

direto. Isso mostra que existe um acoplamento entre as correntes que interferem uma nas outras, ou seja, a variação de uma corrente em quadratura provoca uma variação na corrente de eixo direto.

Para resolver isso, é necessário fazer um desacoplamento dos controles das correntes. Em (Pinto, 2012) e (Lima, 2009) é possível ver como é abordado a proposta, em trabalhos que utilizam o DFIG, para solucionar o desacoplamento das correntes do rotor. A forma utilizada é fazer uma separação da Equação (49) em duas partes que são mostradas nas Equações (51) e (52), e separar a Equação (50) também em duas partes mostradas nas Equações (53) e (54).

$$v'_{dr} = R_r i_{dr} + L_r \sigma \frac{di_{dr}}{dt} \quad (26)$$

$$v_{drcomp} = -\omega_{sl} L_r \sigma i_{qr} \quad (27)$$

$$v'_{qr} = R_r i_{qr} + L_r \sigma \frac{di_{qr}}{dt} \quad (28)$$

$$v_{qrcomp} = \omega_{sl} L_r \sigma i_{dr} + \omega_{sl} \frac{L_m}{L_s} \lambda_s \quad (29)$$

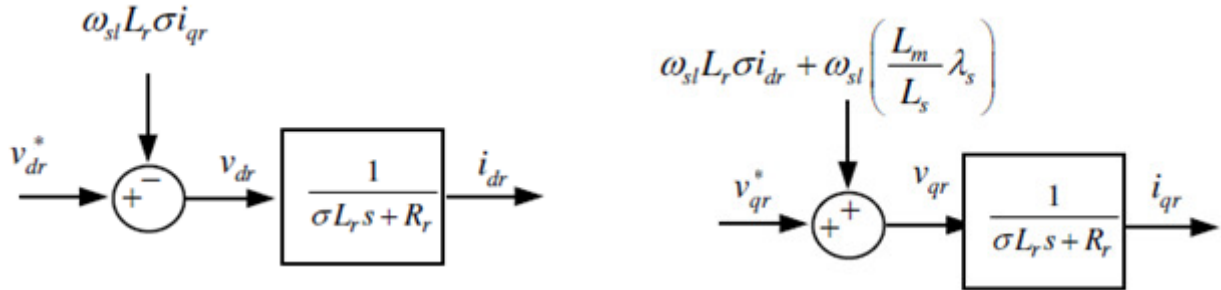
Assim, os sinais v_{drcomp} e v_{qrcomp} são aplicados diretamente nas saídas dos controladores referentes as suas malhas de correntes com o intuito de melhorar o desacoplamento delas. Em (Lima, 2009), é mostrado que com a aplicação da transformada de Laplace nas Equações (51) e (53) é possível obter as funções de transferências das malhas de correntes do rotor.

$$I_{dr(s)} = V'_{dr(s)} \frac{1}{sL_r \sigma + R_r} \quad (30)$$

$$I_{qr(s)} = V'_{qr(s)} \frac{1}{sL_r \sigma + R_r} \quad (31)$$

Assim, o desacoplamento das correntes de eixo direto e quadratura podem ser visto no esquema mostrado na Figura 11.

Figura 11 – Esquema de desacoplamento das correntes dq do rotor.



Fonte: Adaptado de (Pinto, 2012)

2.5. Conjugado Eletromagnético e potência ativa e reativa

Levando em consideração que a componente de eixo direto do vetor fluxo magnético do estator é nula, a expressão para o conjugado eletromagnético fica reduzida para a Equação (57) abaixo onde p é o número de pares de polos da máquina (Lima, 2009), (Qiao, 2008). Na expressão do conjugado é possível perceber que o mesmo é dependente da corrente em quadratura do rotor.

$$T_e = -\frac{3}{2} \left(\frac{p}{2}\right) \frac{L_m}{L_s} \lambda_s i_{qr} \quad (32)$$

As potências ativa e reativa do estator podem ser expressas partindo do pressuposto de que as perdas de potências relativas à resistência do estator são desprezíveis (Qiao, 2008).

$$P_s = -\frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} \lambda_s \omega_s i_{qr} \quad (33)$$

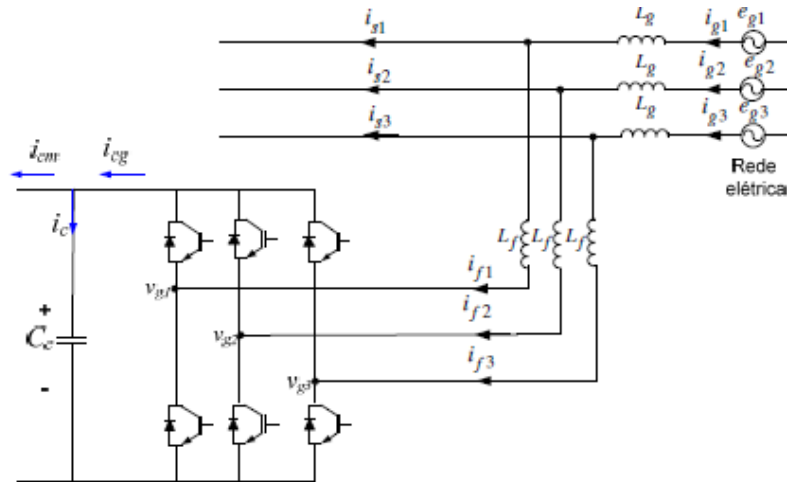
$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{\lambda_s^2 \omega_s}{L_s} - \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} \lambda_s \omega_s i_{dr} \quad (34)$$

Na equação 58 podemos ver que a potência ativa do estator está relacionada somente com a componente da corrente de quadratura do eixo do rotor e a potência reativa, Equação (59), está relacionada com a componente da corrente de eixo direto do eixo do rotor. Essa definição nos permite controlar cada potencia independente, conforme as correntes de eixo direto e quadratura foram expressas desacopladas anteriormente.

2.6. Conversor do Lado da Rede (CLR)

O esquema mostrado na Figura 12 representa o circuito do conversor do lado da rede conectado com a rede elétrica. As variáveis e_{g1} , e_{g2} e e_{g3} representam as tensões trifásicas da rede elétrica. As tensões v_{g1} , v_{g2} e v_{g3} são as tensões obtidas no terminal do conversor ligado à rede elétrica. Enquanto que as correntes i_{g1} , i_{g2} e i_{g3} são correntes da rede elétrica, i_{s1} , i_{s2} e i_{s3} são correntes do estator e i_{f1} , i_{f2} e i_{f3} são correntes nas fases do filtro. Ao barramento CC temos duas componentes de correntes onde a primeira, que é ligada ao conversor do lado da máquina, é dada por i_{cm} e a segunda, ligada ao conversor do lado da rede é dada por i_{cg} .

Figura 12 – Representação do circuito do lado da rede.



Fonte: (Pinto, 2012)

Segundo (Pinto, 2012) e (Lima, 2009), as expressões que mostram o equacionamento do conversor do lado da rede são as que utilizam as correntes de eixo direto e quadratura no filtro do conversor do lado da rede e a tensão no barramento CC, mostradas nas Equações (60)-(62). Onde, R e L representam o somatório da resistência e indutância dos indutores de filtro trifásicos L_f e dos indutores L_g .

$$\frac{di_{df}}{dt} = -\frac{R}{L}i_{df} + \omega_e Li_{qf} + \frac{1}{L}(e_{dg} - v_{dg}) \quad (35)$$

$$\frac{di_{qf}}{dt} = -\frac{R}{L}i_{qf} + \omega_e Li_{df} + \frac{1}{L}(e_{qg} - v_{qg}) \quad (36)$$

$$\frac{dv_c}{dt} = \frac{i_{cg}}{C_c} - \frac{3v_{dg}i_{df}}{2C_c v_c} \quad (37)$$

São essas equações que serão utilizadas para projetar a malha interna de corrente do conversor do lado da rede após serem linearizadas e escritas em forma de equação de espaço de estados.

2.7. Matriz de Espaço de Estado

As equações apresentadas até aqui para o conversor do lado da rede e do lado da máquina necessitam de um processo de linearização para se obter a equação matriz espaço de estado. Em (Pinto, *et al* 2011) é apresentado esse processo de linearização juntamente com a matriz de espaço de estado que será utilizada na obtenção dos controladores. As variáveis a serem controladas são i_{dr} , i_{qr} , ω_m , i_{df} , i_{qf} e v_c .

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ \omega_m \\ i_{df} \\ i_{qf} \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_r}{\sigma \cdot L_r} & \omega_s - \omega_r & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \omega_r - \omega_s & -\frac{R_r}{\sigma \cdot L_r} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{D_t}{2H} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{R}{L} & \omega_e & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\omega_e & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{3v_{ds}}{2C_c \cdot v_c} & 0 & \frac{3v_{ds} \cdot i_{ds}}{2C_c \cdot v_c^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ \omega_m \\ i_{df} \\ i_{qf} \\ v_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma \cdot L_r} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma \cdot L_r} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{2H} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \\ T_e \\ v_{dg} \\ v_{qg} \\ i_c \end{bmatrix} \quad (63)$$

A Equação (63) representa o modelo linearizado do DFIG e que juntamente com as expressões dos conversores de potência, serão elaborados os projetos dos controladores necessários para atingir as demandas necessárias.

3. AFUNDAMENTOS E HARMÔNICOS

Para melhorar a qualidade de energia entregue através da geração de energia eólica, os operadores dos sistemas de potência têm exigido específicos requisitos para a conexão das turbinas eólicas. Em contexto de turbinas eólicas com gerador DFIG, um dos requisitos mais importante é o de sobrevivência da tensão do ponto de conexão com a rede elétrica sob uma queda de tensão. Além deste, é importante também averiguar a presença de distorções harmônicas no ponto de conexão. As principais harmônicas que podem causar defeitos na rede elétrica são principalmente as distorções harmônicas de tensão e corrente. Os subtópicos a seguir fazem uma pequena introdução desses dois temas importantes que serão analisados para investigar a qualidade de energia visando o comportamento do DFIG perante elas.

3.1. Afundamentos Momentâneos de Tensão

Os afundamentos de tensão podem ser definidos como reduções em seu valor eficaz de tensão durante uma pequena duração originada por curto circuito, sobrecargas e até partidas de motores de indução (Lima, 2009). Alguns dos problemas causados por afundamento de tensão, originados em cargas industriais sensíveis, são encontrados nos equipamentos que utilizam controladores lógicos programáveis (CLPs).

Quando a parcela referente à energia eólica não era tão significativa em um sistema elétrico, era bastante comum que pequenos parques eólicos fossem desconectados durante faltas próximas ao ponto de conexão com a finalidade de proteger o sistema de geração. Hoje, como a energia eólica é cada vez mais presente na matriz energética, esse procedimento se torna inviável, pois isso pode acarretar em um desequilíbrio entre a produção e consumo de energia e causar distúrbios adicionais ao sistema já perturbado (Costa, 2010).

Por causa disso, a maioria dos países em desenvolvimento de energia eólica está atualizando seu código de rede de forma a acrescentar requisitos técnicos para resistir a afundamentos momentâneos de tensão. Tais requisitos são conhecidos como suportabilidade a subtensão ou *Low Voltage Ride Through* (LVRT) na qual exigem que os aerogeradores continuem conectados à rede durante um distúrbio. A seguir são mostrados os códigos de rede de alguns países.

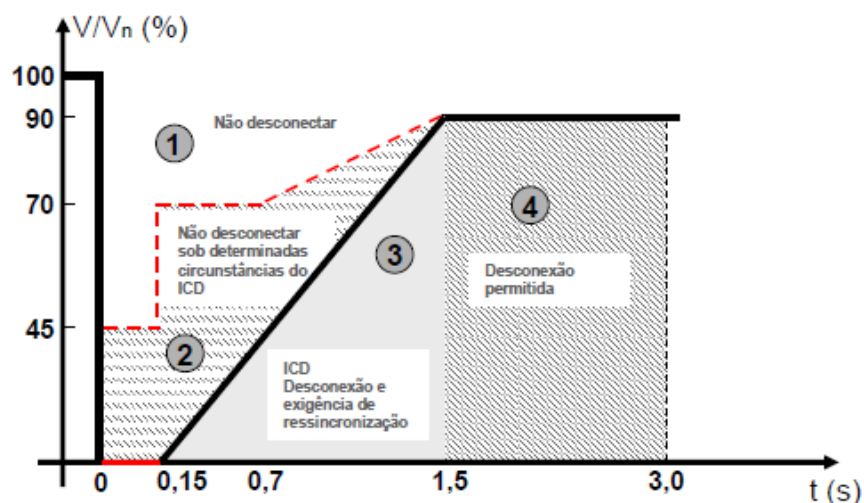
3.1.1. Código de Rede da Alemanha

Na Alemanha tinha-se uma prática de desconectar os aerogeradores da rede elétrica durante um distúrbio de tensão, porém, hoje em dia esse procedimento já não é mais adotado para os casos em que a tensão permaneça abaixo de 80% do valor nominal, na qual poderia gerar perda na produção de energia. Logo, os novos códigos de rede exigem que os aerogeradores permaneçam conectados à rede elétrica, considerando determinadas exigências, durante a ocorrência de um afundamento de tensão (Lima, 2009).

Em uma das principais concessionárias alemãs, os aerogeradores devem permanecer conectados a rede elétrica, em algumas situações, mesmo quando não houver nenhuma tensão no ponto de conexão comum (PCC) (Lima, 2009).

A Figura 13 mostra a curva de suportabilidade de tensão da Alemanha. Segundo a mesma, faltas de origem a partir de afundamentos simétricos de tensão ou curto-circuito trifásico não devem levar à desconexão da unidade geradora. Logo após a ocorrência do distúrbio, as unidades geradoras que estiverem conectadas deverão fornecer potência ativa assim que a falta terminar e aumentar a potência de saída até o limite de seu valor nominal a uma taxa de 20% da potência de referência por segundo. Na Figura 13, ICD significa Interrupção de curta duração.

Figura 13 – Curva de suportabilidade a subtensão da Alemanha.



Fonte: (Lima, 2009)

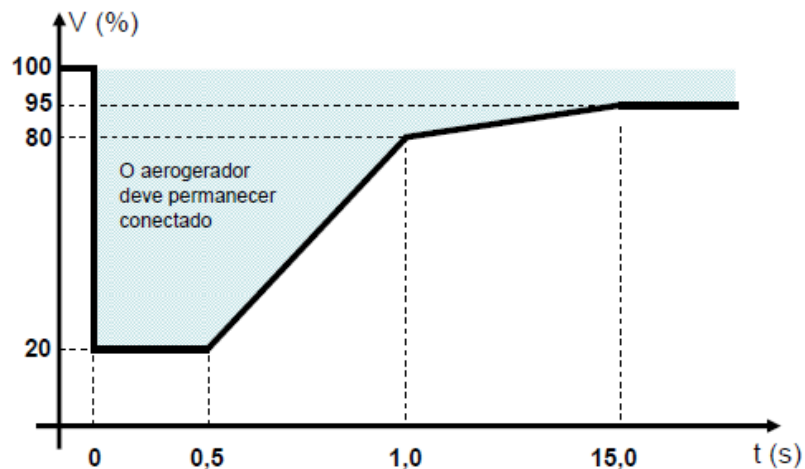
Se o sistema estiver em um caso de instabilidade ou a proteção atuar, é permitido um breve desligamento da rede, ver região 3 da Figura 13. No entanto, a resincronização deve ocorrer em no máximo 2s. Na região 4 é estabelecido que, caso a tensão caia a um valor

menor que 80% de sua referência, o desligamento dos geradores ocorre dividido em 4 partes iguais, o primeiro quarto deve se desconectar da rede depois de 1,5s, o segundo quarto do geradores é desligado após 1,8s, o terceiro quarto após 2,1s e por fim, o último quarto é desconectado após 2,4s.

3.1.2. Código de Rede da Espanha

No código de rede espanhol, os aerogeradores devem permanecer conectados na rede elétrica durante um afundamento de até 80% de seu valor nominal por um período de no máximo 0,5s como pode ser visto na Figura 14 . Além disso, o código de rede da Espanha não especifica como é o procedimento para o cálculo das tensões durante a falta e também exclama que não poderá existir consumo de energia reativa, no ponto de conexão com a rede, nos períodos de afundamento e de restabelecimento da tensão.

Figura 14 – Curva de suportabilidade à tensão da rede na Espanha.



Fonte (Lima, 2009)

3.1.3. Código de Rede do Brasil

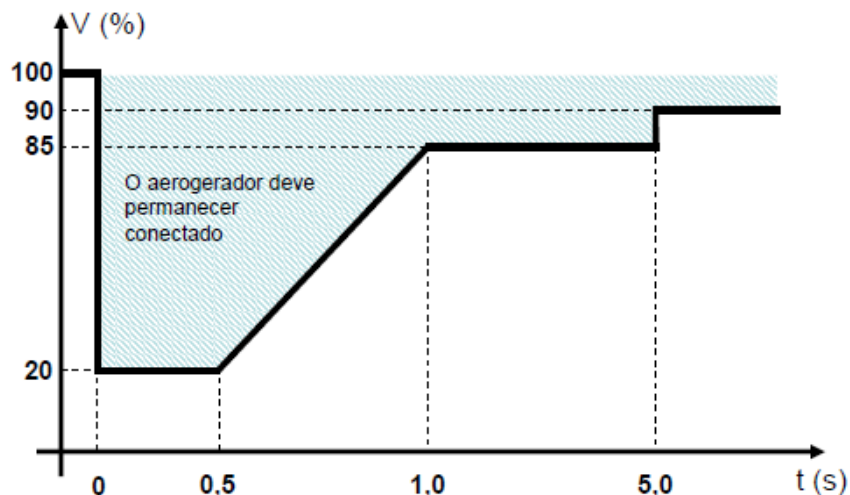
O órgão que regulamenta e define os requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica é o Operador Nacional do Sistema (ONS). Este órgão tem como objetivo nomear as ações relativas à ampliações, reforços e melhorias na rede básica; fornecer aos novos usuários e aos usuários já existentes, que queiram acesso a contratação, informações necessárias para elaborar o projeto de ponto de conexão e das instalações de transmissão. O submódulo 3.6 do ONS é que trata dessas informações importantes.

Com respeito à conexão de aerogeradores conectados a rede elétrica, para a operação em regime de frequência não nominal, os requerimentos presentes no código de rede brasileiro são que (Lima, 2009), (ONS, 2009):

- a) Faixa de operação entre 56,5 Hz e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos;
- b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10s;
- c) Faixa de operação entre 58,5 Hz e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados;
- d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10s.

Uma grande vantagem para as condições acima é evitar que os geradores sejam desligados quando há uma escassez de geração antes da atuação completa do alívio de carga ou em condições de sobrefrequência controláveis. Na ocorrência de uma falta, as centrais eólicas devem permanecer conectadas na operação normal se o nível de tensão estiver acima dos indicados na Figura 15.

Figura 15 – Curva de suportabilidade à subtensão exigida pelo ONS.



Fonte: (Lima, 2009)

O código de rede brasileiro não especifica quanto à geração ou ao consumo de energia reativa pela central eólica durante algum afundamento de tensão no ponto de conexão comum (Lima, 2009).

Segundo o PRODIST (Procedimentos de Distribuição), Módulo 8, as variações de tensão de curta duração são classificadas de duas maneiras, a variação momentânea de tensão e variação temporária de tensão. Cada uma dessas classificações é denominada da seguinte forma:

a) Variação Momentânea de Tensão:

- Interrupção Momentânea de Tensão, inferior ou igual a três segundos, inferior a 0,1 pu (valor eficaz da amplitude de tensão);
- Afundamento Momentâneo de Tensão, superior ou igual a ciclo e inferior ou igual a três segundos, superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu;
- Elevação Momentânea de Tensão, superior ou igual a ciclo e inferior ou igual a três segundos, superior a 1,1 pu;

b) Variação Temporária de Tensão:

- Interrupção Temporária de Tensão, superior a três segundos e inferior a três minutos, inferior a 0,1 pu;
- Afundamento Temporário de Tensão, superior a três segundos e inferior a três minutos, superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu;
- Elevação Temporária de Tensão, superior a três segundos e inferior a três minutos, superior a 1,1 pu.

Além disso, o PRODIST também esclarece os valores de frequência para que as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro do intervalo de 59,9 Hz e 60,1 Hz. Caso ocorra alguma contingência que cause operação do sistema fora do intervalo de frequência estabelecido, as instalações de geração conectadas ao sistema devem garantir que a frequência retorne para a faixa citada no prazo de 30 segundos após sair dessa faixa.

3.2. Presença de Harmônicos na rede elétrica

Na maioria dos circuitos eletrônicos de potência que fazem parte da composição de um parque eólico, há a presença de sistema com características não lineares tais como

motores elétricos, reatores e transformadores. Por causa dessa característica peculiar desses componentes, é esperado o surgimento de distúrbios nas formas de onda de tensão ou corrente ocorrendo de tal maneira que ocorra de modo similar em um ciclo da onda de frequência fundamental (Pomílio, 2013). Geralmente, as distorções oriundas de harmônicas são formadas por fontes de corrente que injetam harmônicas no circuito de alimentação. São essas correntes que causam as distorções de tensão responsáveis por causar queda de tensão no sistema de energia (Tonkoski Jr, 2006).

Como exemplo de outras cargas com características não lineares pode ser considerado o chaveamento da corrente elétrica em conversores eletrônicos, pontes retificadoras e compensadores estáticos. Muito utilizados na indústria para a produção de aço líquido, a partir da fundição de sucata metálica, os fornos a arco metálico juntamente com os compensadores reativos controlados por tiristores são responsáveis pelo surgimento de frequências inter-harmônicas além de harmônicas moduladas (Souza, 2015).

Segundo (Pomilio, 2013), os impactos negativos que os harmônicos presentes na rede elétrica podem causar são os seguintes:

- a) Excitação de correntes ou tensões ressonantes entre indutâncias e capacitâncias;
- b) Surgimento de ruídos e vibrações;
- c) Capacitores sobreaquecidos;
- d) Núcleos de materiais ferromagnéticos sobreaquecidos;
- e) Grandezas elétricas com medições erradas;
- f) Erro de controle de conversores;
- g) Dispositivos de proteção atuados de forma errada;
- h) Sobrecorrentes de neutro;
- i) Interferências e ruídos eletromagnéticos.

Pelo mundo todo existem diversas normas que regulam os limites adequados de harmônicas de tensão e corrente. O mais conhecido, o IEEE Standard Association, dos Estados Unidos da América é o órgão normativo que apresenta a maior parte da documentação sobre harmônicos. Especialmente, a norma IEEE Std. 519 é a mais abrangente,

pois entre seus assuntos tratados, é possível encontrar sugestões de estudos associados a geração de harmônicas, efeitos e métodos de medição e análise.

O principal problema que as tensões e correntes harmônicas podem causar em máquinas rotativas é o sobreaquecimento. O torque desenvolvido pelo gerador pode sofrer quedas em sua eficiência devido à existência de componentes harmônicas. Além disso, as harmônicas em pares como a quinta e sétima, por exemplo, são responsáveis por causar oscilações mecânicas nos aerogeradores. Essas oscilações são provenientes da oscilação do torque, que ocorre devido a interação entre as correntes harmônicas e a frequência fundamental quando esta excitada próximo da frequência de ressonância (Tonkoski Jr, 2006).

De acordo com IEEE Std. 519, os limites de correntes harmônicas em função da potência da carga em relação ao nível de curto circuito local são mostrados na Tabela 1 a seguir. Os valores são considerados em porcentagem da corrente nominal.

Tabela 1 – Limites de distorções para consumidores recomendados pela IEEE Std. 519.

I_{cc}/I_{carga}	h<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	DDT
<20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20-50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50-100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100-1000	12	5,5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2,5	1,4	20

Na Tabela 1 tem-se que I_{cc} é o valor eficaz da corrente de curto-circuito, h é a ordem da harmônica e DDT é a distorção de demanda total dada por:

$$DDT = \frac{DHT}{I_{max}} \quad (64)$$

Onde,

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left(\frac{V_h}{V_1}\right)^2} \quad (65)$$

Na Equação 65, V_1 é a tensão fundamental e V_h é a tensão da componente harmônica de ordem h . Ainda de acordo com essa mesma norma, ela recomenda para as concessionárias os limites de harmônicos de acordo com o nível de tensão dada pela Tabela 2.

Tabela 2 – Limites de distorções de tensão para as concessionárias segundo IEEE Std. 519.

Nível de tensão	Máximo individual	Máxima THD
<69kV	3%	5%
69kV-138kV	1,5%	2,5%
>138kV	1%	1,5%

Outro órgão, localizado em Genebra, Suíça, responsável pela regulamentação sobre a queda da qualidade de energia elétrica é a Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission, IEC*) onde ela relaciona e padroniza tecnologias elétricas e eletrônicas. A norma IEC 61000-3-2 se refere a limitações das harmônicas de corrente injetadas na rede elétrica. Ela se aplica a equipamentos com corrente de entrada de até 16A por fase, conectadas a uma rede pública alternada de baixa tensão, com frequência de 50 ou 60Hz e tensão de fase-neutro entre 220-240V. Nesta norma os equipamentos são classificados em quatro classes da seguinte maneira.

- a) Classe A: são os equipamentos de alimentação trifásica equilibrada; aparelho de uso domestico, excluindo a classe D; ferramentas com exceção de portáteis, dimmers para lâmpadas incandescentes; os equipamentos de áudio e os demais não inclusos nas outras classes;
- b) Classe B: Ferramentas portáteis;
- c) Classe C: Dispositivos de iluminação;
- d) Classe D: Os PCs (computadores pessoais), monitores de vídeo e aparelhos de televisão.

Assim, a Tabela 3 indica os valores máximos para as harmônicas de corrente. Na mesma tabela, FP é o fator de potencia.

Tabela 3 – Limites de distorções de Corrente segundo IEC 61000-3-2.

Ordem do Harmônico h	Classe A Máxima corrente [A]	Classe B Máxima corrente [A]	Classe C (>25W) % da fundamental	Classe D (>75W,<600W) [mA/W]
Harmônicos ímpares				
3	2,3	3,45	30xFP	3,4
5	1,14	1,17	10	1,9
7	0,77	1,155	7	1,0
9	0,4	0,6	5	0,5
11	0,33	0,495	3	0,35
13	0,21	0,315	3	0,269
15<h<39	0,15x(15/h)	0,225x(15/h)	3	3,85/h
Harmônicas Pares				
2	1,08	1,62	2	-
4	0,43	0,645	-	-
6	0,3	0,45	-	-

No Brasil, é o módulo 08 do PRODIST que define os fenômenos, caracterizam os parâmetros, estabelece o modo de fazer medições, os processos e a periodicidade de obter dados e o envio à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) das informações à respeito da qualidade de energia e do fornecimento. Quanto às distorções harmônicas, os valores limites são mostrados nas Tabelas 4 e 5 a seguir.

Tabela 4 – Limites de distorções harmônicas totais.

Tensão Nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (THD)
$V_n \leq 1kV$	10%
$1kV < V_n \leq 13,8kV$	8%
$13,8kV < V_n \leq 69kV$	6%
$69kV < V_n < 230kV$	3%

Tabela 5 – Níveis para distorções harmônicas individuais de tensão (PRODIST – Modulo 8).

Ordem do Harmônico h	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]			
	$V_n \leq 1kV$	$1kV < V_n \leq 13,8kV$	$13,8kV < V_n \leq 69kV$	$69kV < V_n < 230kV$
Harmônicos ímpares não múltiplas de 3				
5	7,5	6	4,5	2,5
7	6,5	5	4	2
11	4,5	3,5	3	1,5
13	4	3	2,5	1,5
17	2,5	2	1,5	1
19	2	1,5	1,5	1
23	2	1,5	1,5	1
25	2	1,5	1,5	1
>25	1,5	1	1	0,5
Harmônicas ímpares múltiplas de 3				
3	6,5	5	4	2
9	2	1,5	1,5	1
15	1	0,5	0,5	0,5
21	1	0,5	0,5	0,5
>21	1	0,5	0,5	0,5
Harmônicas Pares				
2	2,5	2	1,5	1
4	1,5	1	1	0,5
6	1	0,5	0,5	0,5
8	1	0,5	0,5	0,5
10	1	0,5	0,5	0,5
12	1	0,5	0,5	0,5
>12	1	0,5	0,5	0,5

4. ESTRATÉGIA DE CONTROLE E PARÂMETROS

As estratégias de controle, os parâmetros do gerador e da turbina são baseados em (Albuquerque, 2014). No presente trabalho será analisada uma comparação de suas estratégias de controle, perante a presença de distorções harmônicas na rede elétrica com a presença e ausência de um bloco ressonante para limitar tais distorções.

Aqui neste capítulo será retratado sobre duas estratégias de controle que podem servir de alicerce para controlar as malhas do gerador de indução duplamente alimentado. A primeira estratégia se trata do clássico controle Proporcional-Integral (PI), bastante abordado pela literatura por possuírem sintonia fina, um comportamento dinâmico adequado e ampla aplicação em processos industriais.

Porém, esta estratégia de controle apresenta baixa robustez, o que pode ser corrigido com o uso de um controle de robustez maior e com melhor desempenho, que é o caso do Regulador Linear Quadrático, (LQR). Por fim, uma variação do LQR com ação integral, chamado de LQI, é apresentada e será a estratégica utilizada neste trabalho.

4.1. Controle PI.

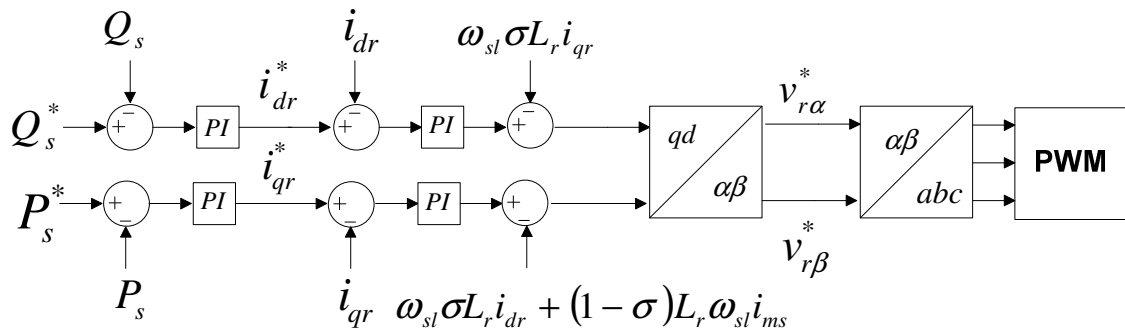
O Controle Clássico PI é utilizado como base nas malhas de controle do conversor do lado da máquina e do conversor do lado da rede, de acordo com as equações mostradas no capítulo 02.

A parcela de ganho proporcional do controle PI tem como finalidade determinar um sinal de controle que seja proporcional a um sinal de erro. Quanto maior o ganho proporcional, mais oscilante o sistema se comportará, assim, um sistema apenas com um ganho proporcional, não consegue rastrear um sinal de referência como o degrau. Portanto, é necessário acrescentar uma parcela de ação integral a este conjunto para assegurar que, em regime permanente, o sinal de saída consiga seguir um dado sinal de referência (Souza, 2015).

As Figuras 16 e 17 representam o esquema da malha de controle do conversor do lado da máquina e do conversor do lado da rede, respectivamente, utilizando os controles PI. No controle do CLM, o erro de potência ativa e reativa é processado por um controle PI e gerado um sinal de referência de corrente. A referência da corrente de eixo direto do rotor é vinda a partir da malha da potência reativa, enquanto que a referência da corrente de quadratura do rotor é derivada a partir da malha da potência ativa. O erro oriundo a partir dessas correntes também é ligado a um controle PI que em seguida passa pela parcela de

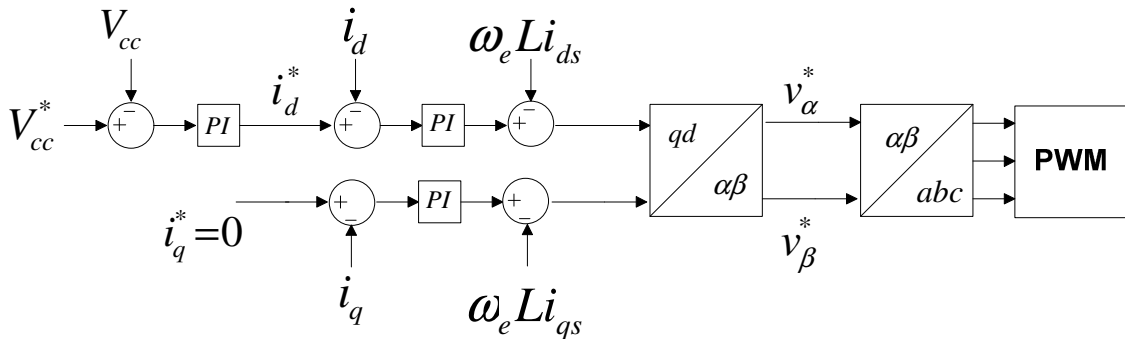
compensação para ocorrer o desacoplamento das correntes, conforme foi mostrado no Capítulo 2. Já no controle do CLR, a referência da corrente de quadratura do estator é igual à zero para fazer com que o fator de potencia seja unitário. E o controle das correntes de eixo direto é relacionado com o controle da tensão do barramento cc.

Figura 16 – Malha de controle do Conversor do Lado da Máquina com Controle PI.



Fonte: Autor

Figura 17 – Malha de controle do Conversor do Lado da Rede com Controle PI.



Fonte: Autor

4.2. Controle PI+R.

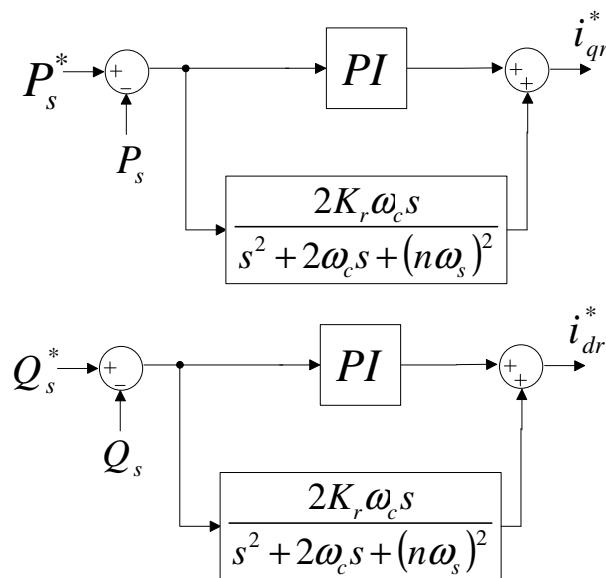
Aqui nesta seção será abordado sobre a inserção de um compensador ressonante devidamente configurado nas malhas de controle de potência ativa e reativa, com o controle PI. O objetivo desses compensadores ressonantes é rejeitar distúrbios harmônicos que apresentam múltiplas frequências da componente fundamental, por causa da existência de componentes harmônicos da tensão da rede elétrica.

O compensador ressonante é configurado para rejeitar distúrbios de uma determinada componente harmônica. A função de transferência do compensador harmônico é dada pela Equação (66) (Souza, 2015).

A Figura 18 mostra as malhas de potência ativa e reativa junto com o controle PI e o compensador ressonante (PI+R).

$$G_r = \frac{2K_r \omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + (n\omega_s)^2} \quad (66)$$

Figura 18 – Malha da Potência Ativa e Reativa com o controle PI + R.



Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2015)

Em (Souza, 2015) é utilizado o compensador de 6ª ordem, pois esta ordem é derivada a partir das componentes de 5ª ordem com sequência negativa e de 7ª ordem com sequência positiva.

4.3. Controle LQR com ação Integral (LQI)

A estratégia de controle LQR (Linear Quadratic Regulator) é um método ótimo que permite calcular as matrizes de ganho do sistema de uma maneira sistemática, através da realimentação de estados (Ogata, 2011).

A estratégia do LQI consiste em obter uma relação entre o vetor de estado e o vetor de controle, a partir da seguinte relação (Skogestad, 2005):

$$J = \min_{u(t)} \int [x'(t)Q(t)x(t) + u'(t)R(t)u(t)] dt \quad (67)$$

Onde Q e R são matrizes hermitianas definidas positivas. O segundo termo do lado direito da Equação (67) representa o consumo de energia dos sinais de controle. São as matrizes Q e R que irão determinar a importância relativa do erro e o consumo dessa energia. Caso o sistema seja controlável, o critério de controle que estabiliza o sistema é dado por:

$$u(t) = -Kx(t) \quad (68)$$

Onde K é uma matriz de ganhos que deve ser obtida para atingir a estabilidade do sistema, ou seja, ela precisa ser calculada de forma para minimizar o índice de desempenho. Em (Ogata, 2011) a matriz K é obtida a partir da equação 69:

$$K = R^{-1}B^T P \quad (69)$$

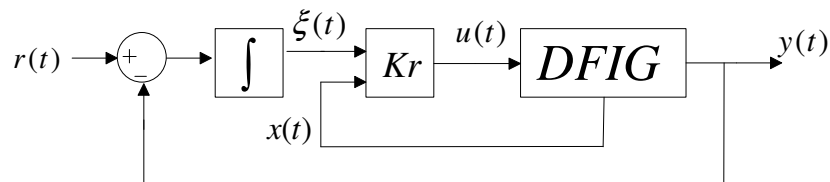
Nessa equação, P é uma matriz definida positiva que é obtida pela equação matricial reduzida de Riccati abaixo:

$$A^T P + PA - PBR^{-1}B^T P + Q = 0 \quad (70)$$

Assim, a matriz K é obtida a partir da resolução da equação 70 na qual se obtém a matriz P . Encontrada a matriz positiva P , ela é substituída na equação 69 e assim, obtém a solução do ganho do controlador.

O controle LQI é também conhecido por possuir no sistema de controle um sinal com ação integral para evitar que os ganhos do controlador sejam somente proporcionais. Com isso, a adição de um bloco integrador faz com que o sinal de referência possa corrigir o sinal de controle durante o regime permanente. O diagrama de blocos do controle LQI aplicado no gerador DFIG é mostrado na Figura 19 (Pinto *et al*, 2010).

Figura 19 – Diagrama de blocos com controle LQI aplicado no DFIG.



Fonte: (Pinto *et al*, 2010)

Para compatibilizar o sinal de erro do integrador como variável do sistema, é necessário realizar a definição de matrizes aumentadas a partir das matrizes já existentes. Assim, a matriz aumentada é definida pela Equação (71):

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

E que:

$$u(t) = -kx(t) + K_I \xi(t) \quad (72)$$

E pelo princípio de realimentação de estados,

$$K_r = [K \quad -K_I] \quad (73)$$

Onde K_r é um bloco matricial com os valores dos ganhos formado pelas matrizes K e K_I . Assim sendo, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ \dot{\xi}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} - \mathbf{BK} & \mathbf{BK}_I \\ -\mathbf{C} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ \xi(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} r(t) \quad (74)$$

4.4. Parâmetros de Projeto e Controle

Os parâmetros de projeto do gerador, da turbina eólica e da rede elétrica são indicados pelas Tabelas 6, 7 e 8, respectivamente. Tendo esses parâmetros disponíveis é possível encontrar as matrizes de estados apresentada no capítulo 02, bem como também as matrizes de ganhos proporcionais e integrais.

Tabela 6 – Parâmetros do Gerador.

Potência Nominal	1 MVA
Tensão de Linha Nominal	690 V
Velocidade Nominal	1800 rpm
Constante de Inércia	0,5 s
Coefficiente de Amortecimento	0,0001pu
Número de Polos	4
Relação de Espiras Estator/Rotor	0,4
Resistência do Estator	0,07903Ω/ 0,166 pu
Resistência do Rotor	0,0514188 Ω/ 0,108 pu
Indutância de Magnetização	5,935mΩ/ 4,7 pu
Indutância Própria do Estator	0,366mΩ/ 0,29 pu
Indutância Própria do Rotor	0,366mΩ/ 0,29 pu

Fonte: (Albuquerque, 2014)

Tabela 7 – Parâmetros da Turbina Eólica.

Potência Nominal	1 MW
Velocidade Nominal	23 rpm
Velocidade Nominal do Vento	12,5 m/s
Número de Pás	3
Raio da Turbina	40 m
Densidade do Ar	1,16 kg/m ³
Coefficiente de Potência	0,28

Fonte: (Albuquerque, 2014)

Tabela 8 – Parâmetros da Rede Elétrica.

Tensão de Linha da Rede	690 V
Tensão no Barramento CC	1200 V
Indutância do Filtro (L)	10,22 mH
Resistência do Filtro (R)	1,07 Ω
Capacitor	99 mF

Fonte: (Albuquerque, 2014)

Os parâmetros de controle são obtidos a partir da substituição dos dados acima na matriz de espaço de estado do sistema mostrado na Equação (63) (Albuquerque, 2014). Com isso, as matrizes A, B, C e D são dadas a seguir:

$$A = \begin{bmatrix} -72,345 & 56,5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -56,5 & -72,345 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,0002 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -104,696 & 377 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -377 & -104,696 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 8,7307 & 0 & 0,1233 \end{bmatrix} \quad (75)$$

$$B = \begin{bmatrix} 1407 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1407 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -97,8 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -97,8 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10,1 \end{bmatrix} \quad (76)$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (77)$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (78)$$

Para a obtenção das matrizes Q e R , é necessário realizar o aumento das matrizes A , B , C e D . Além disso, Q e R devem ser matrizes hermitianas, positivas, ter simetria com a diagonal principal e serem compatíveis com as matrizes aumentadas após a aplicação das equações da seção 4.3. Logo, as matrizes Q e R são definidas pelas Equações (79) e (80):

$$Q = \begin{bmatrix} 10 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 200 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 200 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 900 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 900 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 700 \end{bmatrix} \quad (79)$$

$$R = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 \end{bmatrix} \quad (80)$$

A partir daí, é possível encontrar a matriz de ganho dos controladores com a ajuda do software Matlab. Assim, as matrizes dos ganhos para o controlador desejado ficam:

$$K = \begin{bmatrix} -3,115 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3,115 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 5,663 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -2,044 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -2,044 & -0,094 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,0483 & 4,534 \end{bmatrix} \quad (81)$$

$$K_I = \begin{bmatrix} -14,14 & 0,179 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,179 & -14,14 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -7,071 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 26,611 & -32,994 & 0,05 \\ 0 & 0 & 0 & 32,935 & 26,672 & 0,05 \\ 0 & 0 & 0 & 5,986 & -0,348 & -2,641 \end{bmatrix} \quad (82)$$

As matrizes nas Equações (81) e (82) representam as matrizes naturalmente aumentadas dos ganhos dos controladores, portanto, elas possuem as matrizes reduzidas de cada malha de controle. Aqui neste trabalho não foi utilizado o controle para a malha de velocidade, ao invés disso, foi utilizado o controle para a malha de potencia ativa. Outro detalhe também é que na malha de velocidade foi feito uma troca dos ganhos proporcional e integral em um controle PI, ficando esta estratégia na malha da potencia ativa.

Sendo assim, as malhas externas do conversor do lado da máquina controlam as potencias ativa e reativa, enquanto que as malhas internas controlam as correntes de eixo dq do rotor. No conversor do lado da rede não foi realizado nenhuma alteração.

5. RESULTADOS

Neste capítulo serão analisados os resultados para o sistema proposto com duas técnicas de controle perante a presença de componentes harmônicas adicionadas no circuito da rede elétrica. Também serão analisadas as distorções harmônicas de tensão e corrente diante de um afundamento de tensão na rede elétrica.

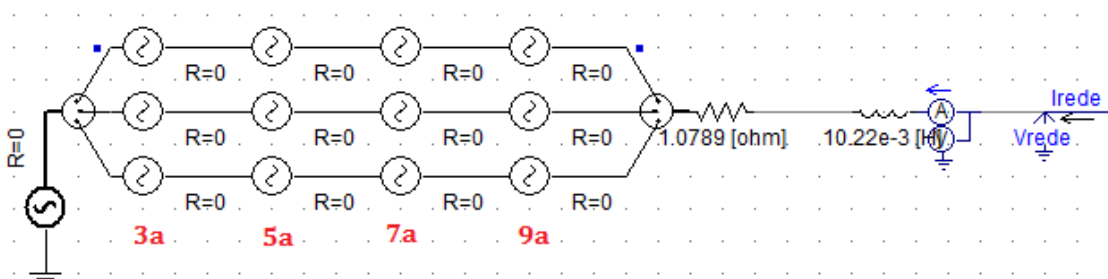
Em se tratando dos casos onde há presença de componentes harmônicas, no sistema eólico, foi testado distorções harmônicas de 3ª, 5ª, 7ª e 9ª ordens. As harmônicas de ordem par não são apresentadas aqui, pois geralmente não há indícios de sua presença nos sistemas de geração de energia. O objetivo aqui é verificar os impactos negativos da presença dos harmônicos na tensão da rede elétrica e na corrente da rede. A relação entre as componentes harmônicas com a fundamental foram recriadas a partir de testes feitos em laboratório por (Souza, 2015) e mostrados a seguir.

Tabela 9 – Percentual em relação a fundamental de cada componente harmônica de tensão da rede elétrica.

Ordem	% em relação a fundamental
3ª	1,766
5ª	1,284
7ª	0,56
9ª	0,6

A adição das componentes harmônicas na tensão da rede elétrica é feita através da inserção de fontes de tensão em série com o circuito de tensão da rede como é visto na Figura 20. Cada fonte de tensão representa uma ordem harmônica com sua relação com a fundamental definidas na Tabela 9.

Figura 20 – Circuito da rede elétrica com as componentes harmônicas.



Fonte: Autor.

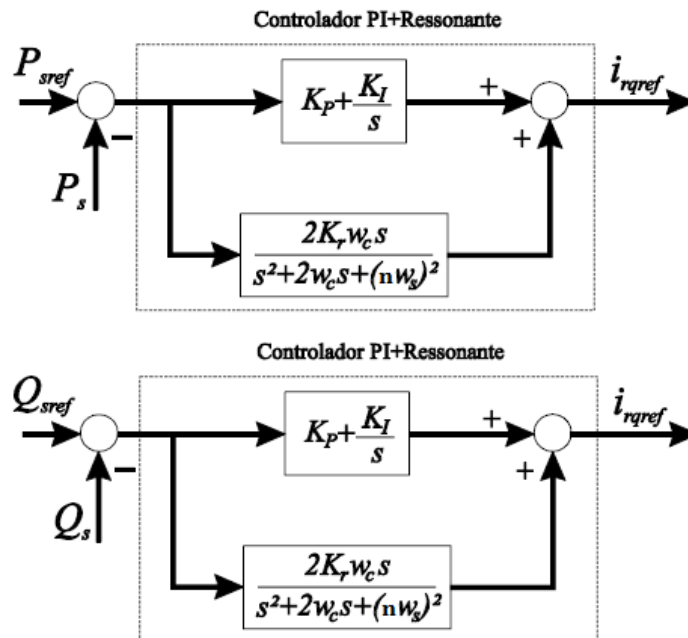
5.1. Sistema com controle LQI na malha interna e controle PI Ressonante na malha externa.

Aqui será adicionado junto as malhas de controle de potência ativa e reativa compensadores ressonantes devidamente configurados. O objetivo desses compensadores ressonantes é rejeitar distúrbios harmônicos que apresentam múltiplas frequências da componente fundamental, por causa da adição de componentes harmônicos da tensão da rede elétrica definida anteriormente.

Sendo assim, a planta utiliza o controle híbrido com PI ressonante controlando as potências ativa e reativa, enquanto que o controle ótimo LQI serve para a malha das correntes do rotor. O compensador ressonante é configurado para rejeitar distúrbios de uma determinada componente harmônica. A função de transferência do compensador harmônico é dada pela Equação (83). A Figura 21 mostra as malhas de controle da potência ativa e reativa junto com os compensadores.

$$G_r = \frac{2K_r \omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + (n\omega_s)^2} \quad (83)$$

Figura 21 – Malhas de controle da potencia ativa e reativa com compensadores.



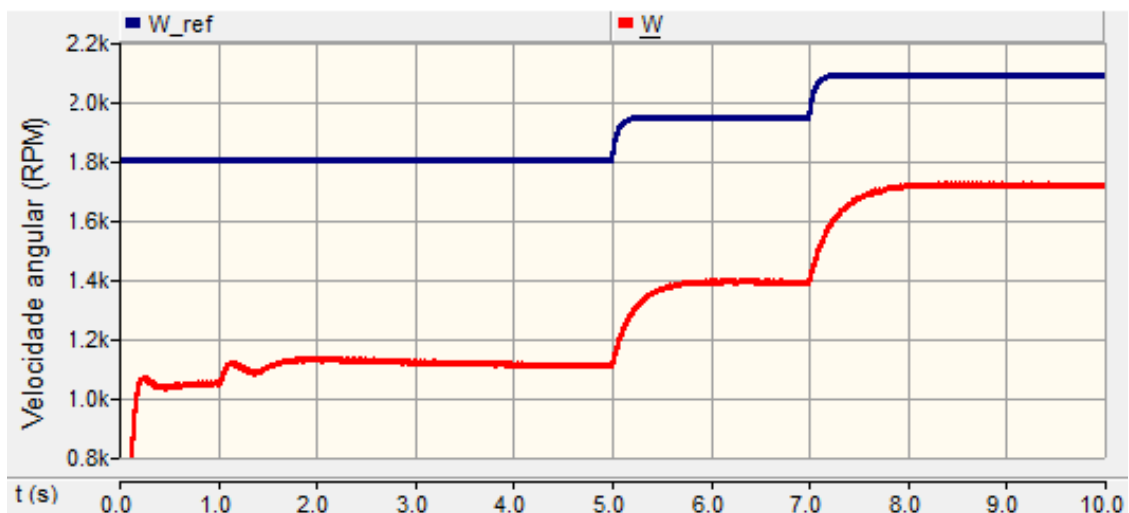
Seguindo a estratégia de (Souza, 2015) escolheu-se a componente de 6ª ordem para o modelo do compensador apresentado na Figura (21). Assim, a configuração do bloco compensador ressonante fica com o valor de Kr e ω_c sendo 0,5 e 5 rad/s, respectivamente e com isso, a função de transferência do compensador de 6ª ordem fica da seguinte forma:

$$G_{r6a} = \frac{5s}{s^2 + 10s + 5116644} \quad (84)$$

A simulação foi analisada diante de uma variação de velocidade do vento com dois degraus de 1 m/s. O vento base inicia-se com 12,5m/s, o primeiro degrau ocorre em 5s e o segundo ocorre em 7s.

A Figura 22 mostra a velocidade do rotor para este sistema com controle híbrido PI ressonante e LQI. Como a velocidade de rotação não é uma variável controlada, ela não consegue seguir a velocidade de referencia conforme é mostrado na Figura (22). Porém, percebe-se que a velocidade do rotor se comporta de acordo com o degrau de vento inserido na turbina.

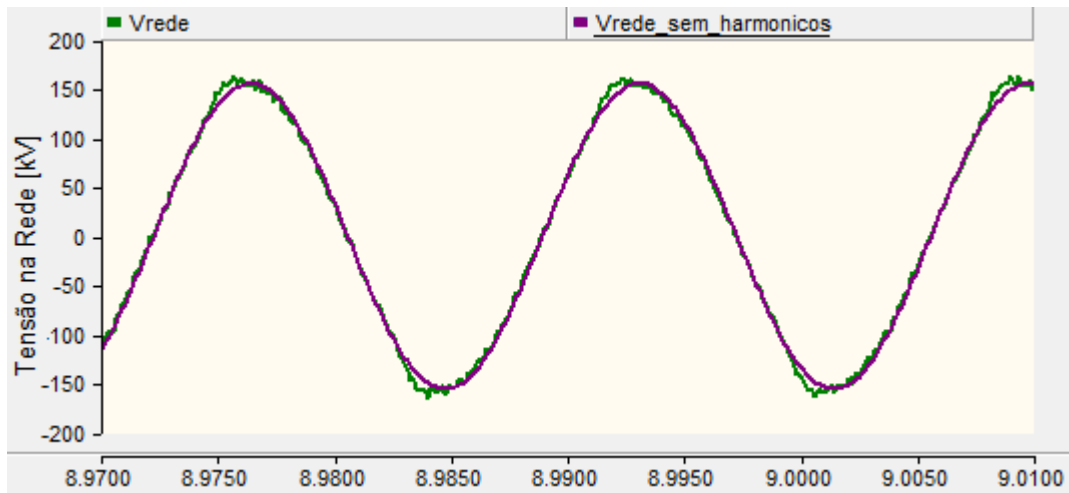
Figura 22 – Velocidade do Rotor.



Fonte: Autor

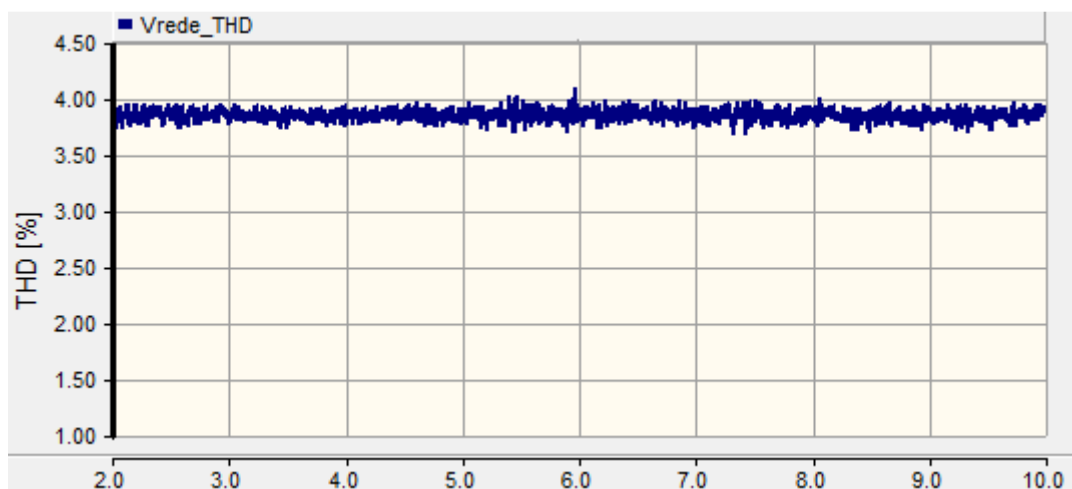
Na Figura 23 é indicada a tensão da rede elétrica com e sem a presença das distorções harmônicas. O THD da tensão da rede é mostrado na figura 24 e percebe-se que o seu valor parcialmente abaixo dos 4% durante o tempo de simulação. Por conta disso, aqui o THD também é aceito para os casos da norma IEEE Std 519 como também para o módulo 8 do PRODIST.

Figura 23 – Tensão da Rede com e sem distorções.



Fonte: Autor

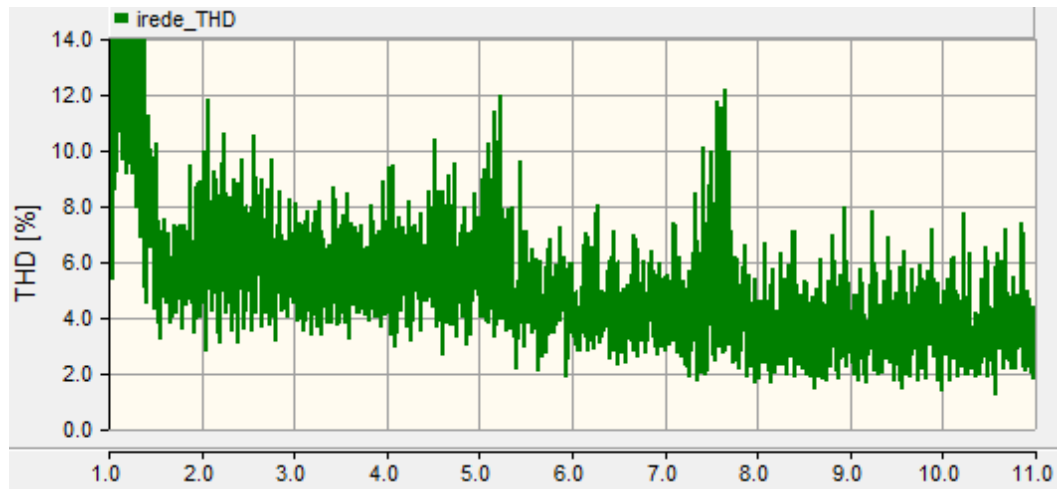
Figura 24 – THD total da Tensão da rede.



Fonte: Autor

Já o THD da corrente da rede elétrica não se comporta dentro dos limites padrões. Ver Figura 25. Percebe-se que antes do primeiro degrau de vento, o THD atinge valores que variam entre 4% e 8%, chegando até próximo dos 12%. No início do primeiro e segundo degrau, o THD mostra grandes elevações, mas diminuem assim que ocorrem os instantes dos degraus. Após o segundo degrau de vento, é possível ver que ele está na ordem dos 4%. Sendo assim, o THD total da corrente da rede não é aceitável para a norma IEEE Std 519, onde o máximo permitido é de 5%.

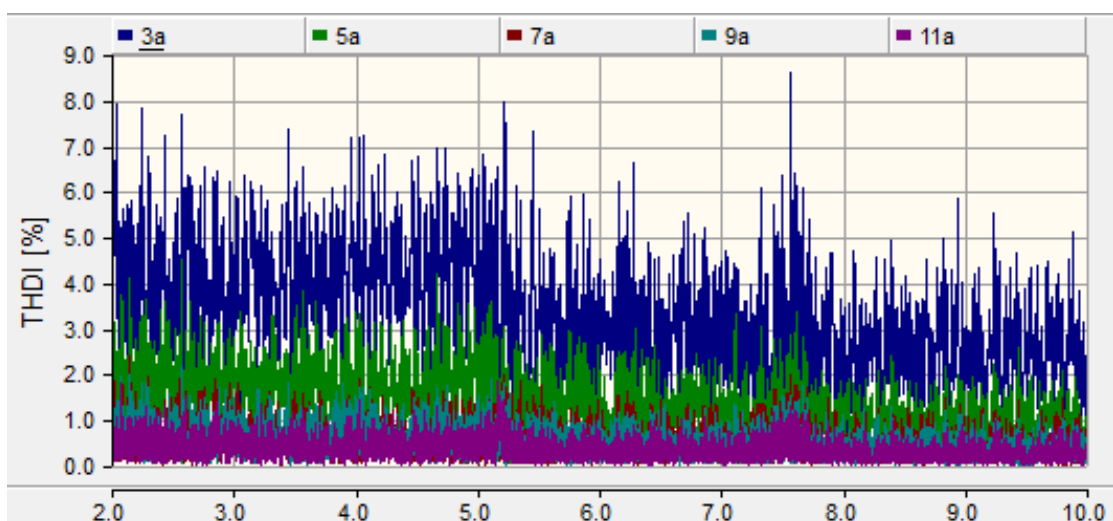
Figura 25 – THD total da Corrente da Rede Elétrica.



Fonte: Autor

Para o THD Individual da corrente da rede, mostrado na Figura 26, a componente de 3ª ordem é que apresenta maiores valores durante as ocorrências de degrau de vento. Aqui é possível ver também que as distorções individuais vão oscilando no tempo e ficando cada vez menores após a cada instante de contingência do vento. Como visto anteriormente, a norma IEEE Std 519 aceita uma distorção individual, para componentes menores do que a 11ª ordem, de 4%. Assim, a componente de 3ª ordem não é aceitável, no entanto, as ordens restantes se mostram sempre abaixo dos 4%, garantindo a aprovação dos padrões limites segundo essa norma.

Figura 26 – THDI da Corrente da Rede Elétrica.



Fonte: Autor

5.2 Afundamentos de Tensão.

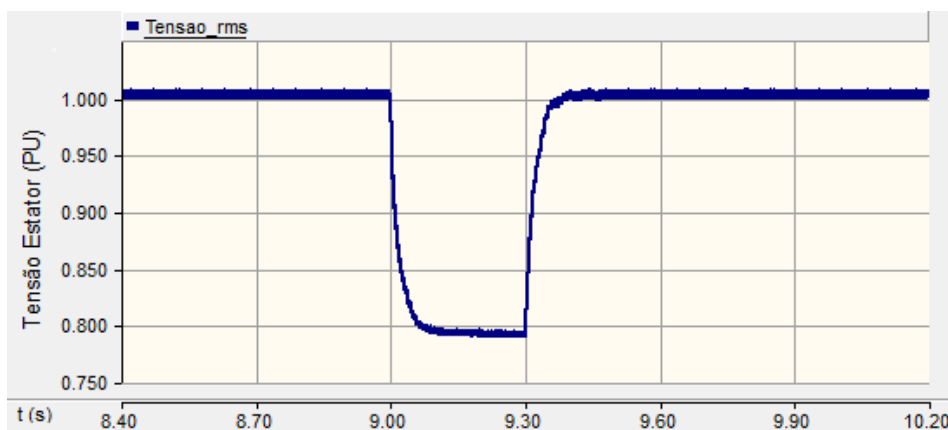
Como foi mostrado no capítulo 3, os geradores eólicos devem ser capazes de se manterem em funcionamento para uma eventual queda na tensão durante um período mediante o nível do afundamento da tensão.

As seguintes simulações apresentadas são para verificar o comportamento das distorções harmônicas de tensão e corrente mediante um afundamento de tensão de 20% para as diferentes técnicas de controle mostradas. Não foi analisado nenhum critério para a duração de cada falta de tensão, pois o objetivo aqui é verificar a capacidade do sistema de se manter em pleno funcionamento mediante a queda de tensão e às estratégias de controle utilizadas.

5.2.1. Afundamento de Tensão no sistema com controle LQI na malha interna e controle PI Ressonante na malha externa.

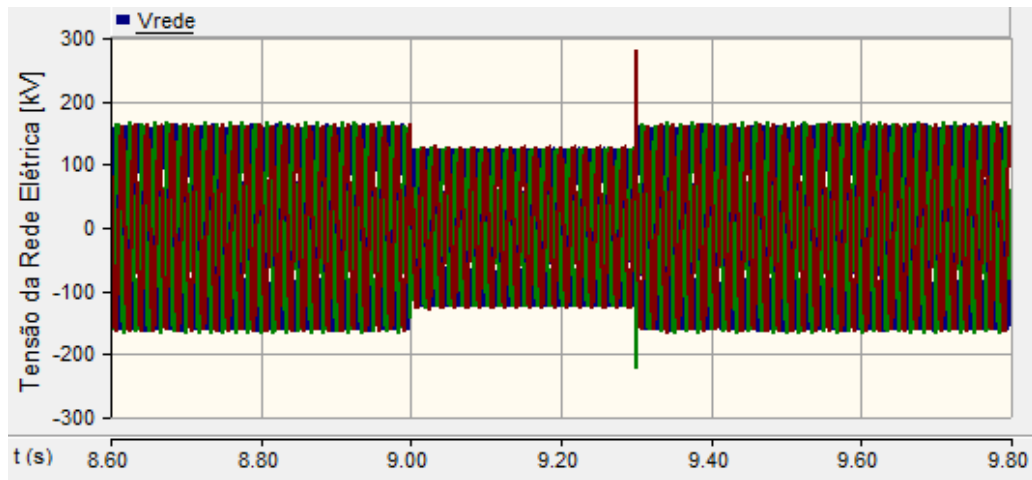
Aqui é feita a simulação utilizando um afundamento de tensão no sistema com controle PI e bloco ressonante na malha das potência ativa e reativa junto com o controle LQI na malha das correntes de eixo dq do rotor. O afundamento da tensão da rede elétrica é balanceado e ajustado para uma queda de 20% no valor nominal com uma duração de 0,3 s, iniciando no instante 9s e, assim, encerrando no instante 9,3s. É aplicada também a mesma contingência de degrau de vento do caso anterior. Na Figura 27 se tem a tensão em pu do sistema com controle PI Ressonante e afundamento de tensão de 20%. A Figura 28 mostra a queda no valor da tensão para o momento do afundamento descrito.

Figura 27 – Tensão eficaz do sistema com PI Ressonante com afundamento de 20%.



Fonte: Autor

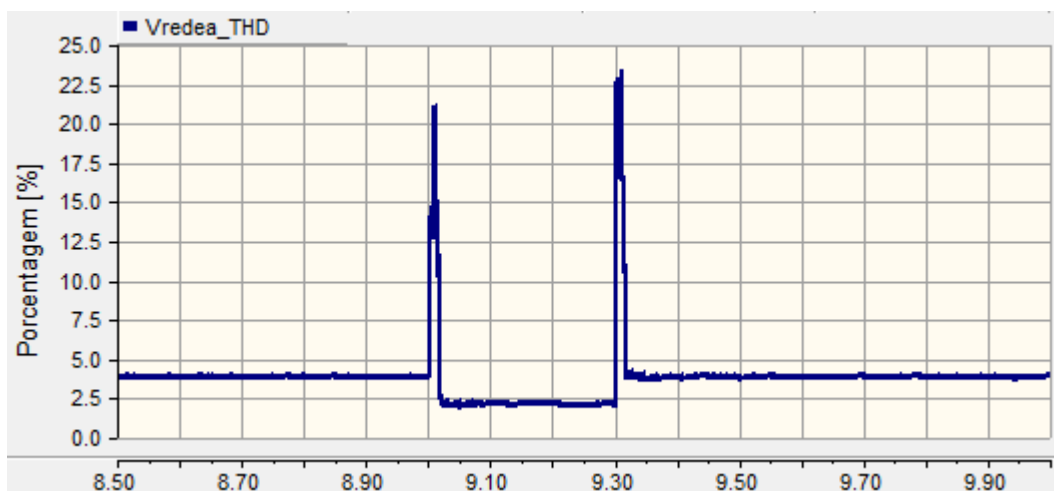
Figura 28 – Tensão trifásica da rede com PI Ressonante.



Fonte: Autor

O THD total da tensão da rede, mostrado na Figura 29, apresenta um grande aumento quando ocorre a entrada e a saída do afundamento de tensão. Após o tempo de 9s, o THD apresenta um valor menor do que antes do afundamento, por volta de 2%. Isso indica que, durante o afundamento, a forma de onda da tensão pode ter se comportado mais próxima da fundamental.

Figura 29 – THD da Tensão da rede com PI Ressonante.

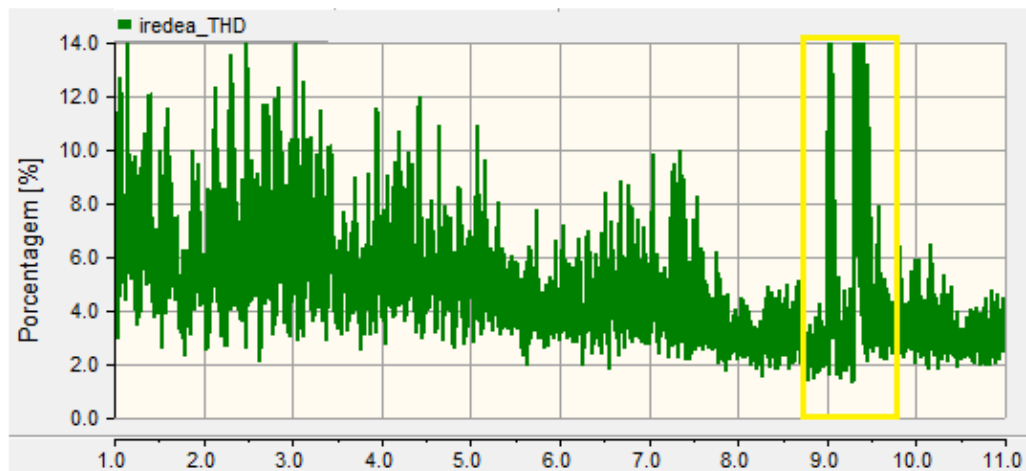


Fonte: Autor

O THD total da corrente da rede apresenta resultados mais exorbitantes. Como pode ser visto na Figura 30, o THD da corrente se comporta, antes da entrada do afundamento, com mais variações em seu valor do que no caso anterior quando não existia

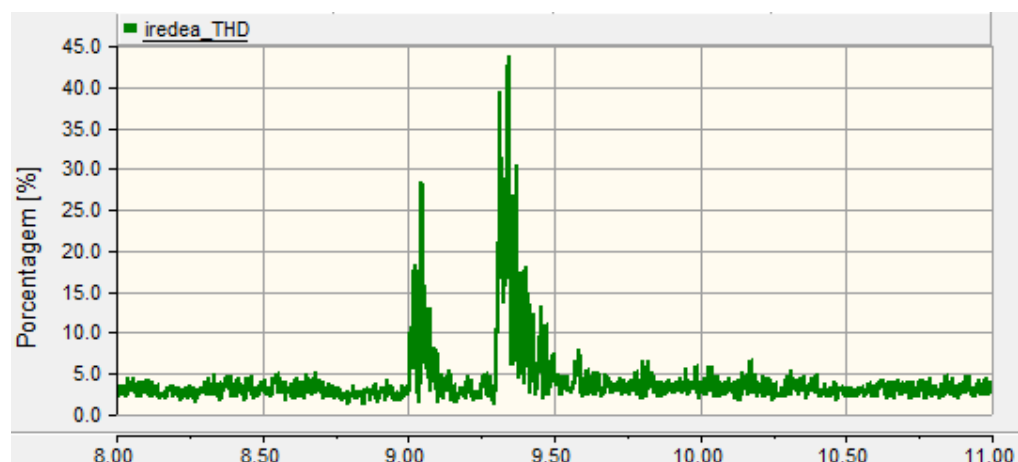
afundamento. Além disso, assim como no THD da tensão, o THD da corrente sofre elevações nos momentos de entrada e saída do afundamento. Antes do afundamento, o THD era por volta de 4% e quando o sistema volta após a queda de tensão, o valor do THD já é maior. Em destaque, é reproduzido o THD da corrente para uma melhor visualização e indicado na Figura 31. É possível ver que a distorção apresenta grandes picos de nos instantes de 9s e 9,3s, chegando a ultrapassar a ordem de 40%.

Figura 30 – THD da Corrente da rede com PI Ressonante.



Fonte: Autor

Figura 31 – Detalhe do THD da Corrente.

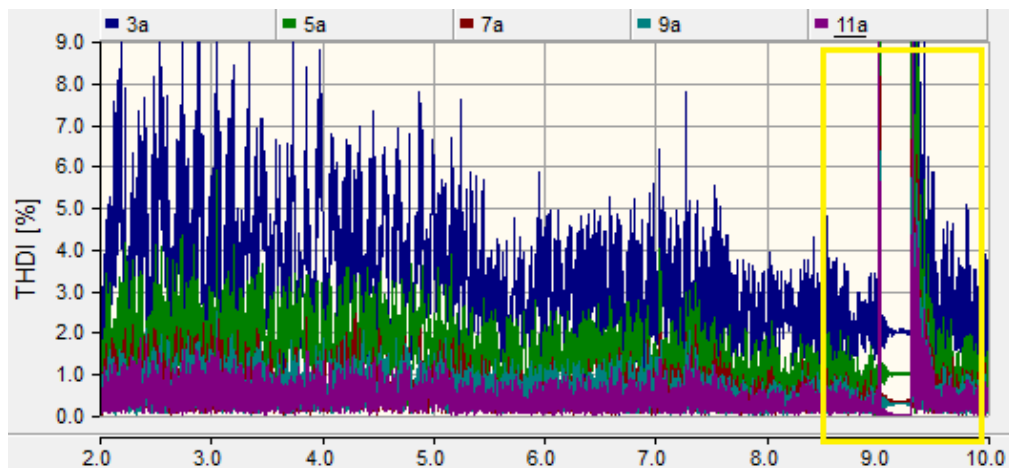


Fonte: Autor

Para o THD Individual da corrente da rede, mostrado na Figura 32, a componente de 3ª ordem é que apresenta maiores valores durante as ocorrências de degrau de vento. Aqui é possível ver também que as distorções individuais vão oscilando no tempo e ficando cada

vez menores após a cada instante de contingência do vento. Como visto anteriormente, a norma IEEE Std 519 aceita uma distorção individual, para componentes menores do que a 11ª ordem, de 4%. Assim, a componente de 3ª ordem não é aceitável, no entanto, as ordens restantes se mostram sempre abaixo dos 4%, garantindo a aprovação dos padrões limites segundo essa norma.

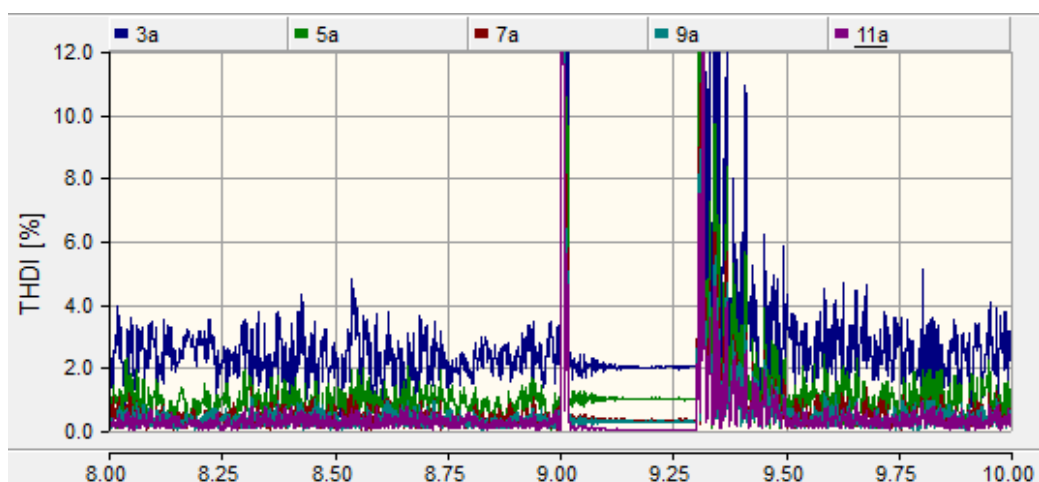
Figura 32 – THDI da Corrente da Rede Elétrica.



Fonte: Autor

Em destaque é mostrado na Figura 33 o detalhe do comportamento das distorções individuais para o afundamento de tensão. Antes de ocorrer o afundamento, todas as distorções já são menores do que 4% porém, no instante do afundamento ela assume grandes valores que não foram mostrados.

Figura 33 – Detalhe do THDI da Corrente.



Fonte: Autor

6. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada a proposta de analisar um sistema de geração de energia eólica que utiliza o gerador de indução de dupla alimentação (DFIG), a partir dos conceitos e expressões matemáticas que envolvem o gerador e a turbina eólica. Além disso, para averiguar um ponto importante em relação a qualidade de energia entregue à rede elétrica através da energia eólica, foi realizado as simulações com a presença de pequenas distorções harmônicas criadas na rede elétrica. A inserção de fontes com inter-harmônicas foi feita com o intuito de observar o comportamento do sistema diante da variação da velocidade do vento e observar se as distorções de tensão e corrente estão de acordo com as normas técnicas.

Além da presença das harmônicas na rede elétrica, neste trabalho foi feito uma análise da utilização de uma técnica de controle híbrida com PI Ressonante e controle LQI. O controle PI Ressonante (PI+R) é localizado na malha externa do CLM para controlar as potências ativa e reativa enquanto que o controle ótimo LQI fica na malha interna do CLM para controlar as correntes de eixo direto e quadratura do rotor. Como sugerido em (Souza, 2015), o compensador ressonante nas malhas das potências, caso seja devidamente configurado, pode influenciar nas harmônicas de uma dada ordem projetada. Diante de variação do vento tipo degrau, os resultados foram obtidos a partir de simulações observando sempre se as distorções harmônicas apresentadas estão de acordo com a norma IEEE Std 519 e pelo Módulo 08 do Prodist (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Também foi analisado as mesmas situações de existência de componentes harmônicas na rede elétrica e variação da velocidade do vento diante de um pequeno afundamento na tensão eficaz do sistema no valor de 20% da tensão nominal e com duração de 0,3s.

Os resultados mostraram que, em relação à aprovação do sistema pelas normas citadas e observando as distorções harmônicas de tensão e corrente, o controle híbrido PI Ressonante e LQI fez com que o THD total da tensão da rede elétrica seja aceito pela norma IEEE Std 519 e pelo módulo 8 do PRODIST. Isso mostra que a planta montada se comporta sem complicações e não permite que o sistema perca a estabilidade diante das condições impostas. No entanto, foi visto que o THD da corrente da rede ficou longe do que é aceito pelas normas citadas, mesmo observando uma relativa diminuição de seu valor após o degrau de vento. No caso do THD individual da corrente da rede, a única ordem que não é aceita pelas normas é a de 3ª ordem, as outras restantes sempre ficam com seu valor abaixo de 4%.

Em respeito ao afundamento, o THD da tensão da rede elétrica sofre uma queda em seu valor durante a ocorrência da contingência, assim como esperado. No entanto, durante os pequenos intervalos de entrada e saída do afundamento, o THD sofre um grande aumento, isso se deve pelo fato da inércia da máquina. É visto também que o afundamento de tensão influenciou no THD da corrente da rede de modo que ele sofre grandes picos em seus momentos de entrada e saída do afundamento. O mesmo acontece no caso do THD individual da corrente da rede, onde antes do afundamento o mesmo já era na faixa dos 4% e durante a queda de tensão ele passa por um grande aumento e logo em seguida fica por volta de 2%. Como esperado, o THD de cada componente volta para seu estado anterior após a saída da queda de tensão.

6.1. Trabalhos futuros

Com finalidade de realizar uma continuação do trabalho apresentado, algumas melhorias podem ser feitas. Como foi visto, a distorção harmônica de corrente do sistema com controle LQI se mostrou fora dos padrões exigidos pelas normas, portanto essa pode ser uma das primeiras mudanças a serem feitas. Para diminuir essas componentes, outras estratégias de mitigação de harmônicas podem ser realizadas como, por exemplo, a adição de indutores de linha, instalados em série com a rede elétrica, ou o projeto de filtros harmônicos passivos ou filtros harmônicos ativos.

Publicação

Publicação de artigo em revista:

ARAGÃO, F. S. C , PINTO, VANDILBERTO.P, ALBUQUERQUE, L. T, ALMEIDA, R. N.C . Análise de um sistema eólico diante de tensão distorcida utilizando compensadores ressoantes e controle ótimo. Congresso Brasileiro de Automática-CBA, 2016, Vitória-ES.

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim de Dados Set. 2016**, 2016. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/images/boletins/BoletimdeDadosABEEolicaSetembro2016-Publico.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2016.
- ALBUQUERQUE, T. A. “**Análise Teórica e Simulações de um Aerogerador Síncrono de Velocidade Variável Utilizando Controle Vetorial**”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2010, 89 p
- ALOO, Linus A; KIAHATO, PETER K; KAMAU, STANLEY I. **DC Servomotor-based Antenna Positioning Control System Design using Hybrid PID-LQR Controller**. European International Journal of Science and Technology. United Kingdom, V. 5 No. 2 Março/2016. Disponível em: <<http://www.eijst.org.uk/March2016>> Acesso em 10 ago. 2016
- AKHMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power**. Tese de Doutorado, Technical University of Denmark, 2003.
- BERNARDES, Thiago Araújo, **Análise e Controle de Gerador Síncrono a Imã Permanente Aplicado a Sistema de Conversão de Energia Eólica**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, Santa Maria – RS, 2009.
- BOLDEA, I., 2006, **Variable Speed Generators**. 1a Ed. Boca Raton: Crc Press.
- BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. Chichester, England: John Wiley, 2001. 617p. ISBN: 0-471-48997-2.
- CARVALHO, Bismarck Castillo. **Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica**. 2006. 136 f. Tese (Doutorado em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2006.
- COSTA, Jean Patric da. **Contribuição ao estudo do gerador de indução duplamente alimentado: operação durante distúrbios na rede elétrica**. 2010. 103 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria RS, 2010.
- DA SILVA, Kleber Freire. **Controle e integração de centrais eólicas à rede com geradores de indução duplamente alimentados**. 2006. 240 p. Tese (Doutorado) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automações Elétricas. São Paulo, São Paulo, 2006.
- LAGE, Elisa Salomão; PROCESSI, Lucas Duarte. '**Panorama do setor de energia eólica**'. Revista BNDES 39, p. 183-206, junho/2013. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev3906.pdf> Acessado em: 04/02/2015.

LIMA, Adelson Menezes, **Aplicação da Estratégia de controle ótimo em sistemas de geração eólica conectado à rede**. 2014. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Comunicação e Automação), Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Comunicação e Automação. Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, Mossoró – RN, 2014.

LIMA, Francisco Kleber de Araújo. **AEROGERADOR BASEADO EM MÁQUINAS DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADA – SUPORTABILIDADE PARA AFUNDAMENTO DE TENSÃO**. 2009. 131 p. Tese (Doutorado) Universidade Federal do Rio de Janeiro. COPPE. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

LIU, Silas Yunghwa. **Controle Direto de Potência em Gerador de Indução Duplamente Excitado**. 2011. Tese (Mestre em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011.

KRAUSE, PAUL C. WASYNCZUK, O. SUDHOFF, S. D. “Analysis of electric machinery”, New York: McGraw-Hill, IEEE PRESS. 1995.

NASCIMENTO, André Cavalcante do, **Avaliação de Estratégias de Controle de Potência Reativa de Aerogeradores Síncronos em Redes Elétricas**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Pará – UFPA, Belém, 2009.

OGATA, Katsuhiko. **Engenharia de Controle Moderno**. 5ª edição, Pearson 2011.

OLIVEIRA, Rodrigo Gaiba de. **Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado**. 2004. Tese (Mestre em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004.

OLIVEIRA, Rodrigo Gaiba de. **Contribuição ao Controle de um Sistema de Geração a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado**. 2009. Tese (Doutorado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, 2009.

PINTO, Vandilberto . P, CAMPOS, J. C. T, ROCHA, N, JACOBINA, C. B. **Controle ótimo aplicado à máquina de indução com rotor bobinado operando como gerador**. Em: XVIII Congresso Brasileiro de Automação. CBA. 2010.

PINTO, Vandilberto Pereira. **Controladores Robustos LQG/LTR com ação intergral aplicados ao Controle de Geradores Eólicos Interligados ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica baseados em Maquinas de Indução Duplamente Alimentada**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Ceará – UFC, Fortaleza, 2012.

POMILIO, José Antenor. “**Conversores CC-CA: INVERSORES**”. 2013. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/IT744.html>>. Acesso em: 10 fev. 2016.

PROGRAMAS, PROINFA, ELETROBRAS. Disponível em:
<<http://www.eletrabras.com/elb/ProinfA/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>> .
Acesso em: 11 fev. 2015.

QIAO, W. ZHOU, W ALLER, J. M. AND. HARLEY, R. G. **Wind speed estimation based sensorless output maximization control for a wind turbine driving a DFIG.** IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 23, no. 3, pp.1156 - 1169 , 2008.

RICHARDSON, R. D.; MCNERNEY, G. M. Wind Energy Systems. Proceedings of the IEEE. [S.1], v.81, n.3, p.378-389, Mar. 1993.

TABATABAEI, Naser M; TAHERI N; HASHEMI, A; KIANI, K. **Designation and Investigation A PI-LQR Controller for HVDC Transmission System.** 8th International Conference on “Technical and Physical Problems of Power Engineering” Fredrikstad, Norway, Setembro/2012. Disponível em: <www.iotpe.com> Acesso em 11 ago. 2016

TARNOWSKI, Gérman Claudio. **Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistemas de Geração Eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável .** 2006. Tese (Mestre em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

SALLES, Mauricio Barbosa de Camargo. **Modelagem e Análise de Geradores Eólicos de Velocidade Variável Conectados em Sistemas de Energia Elétrica.** 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo, 2009.

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

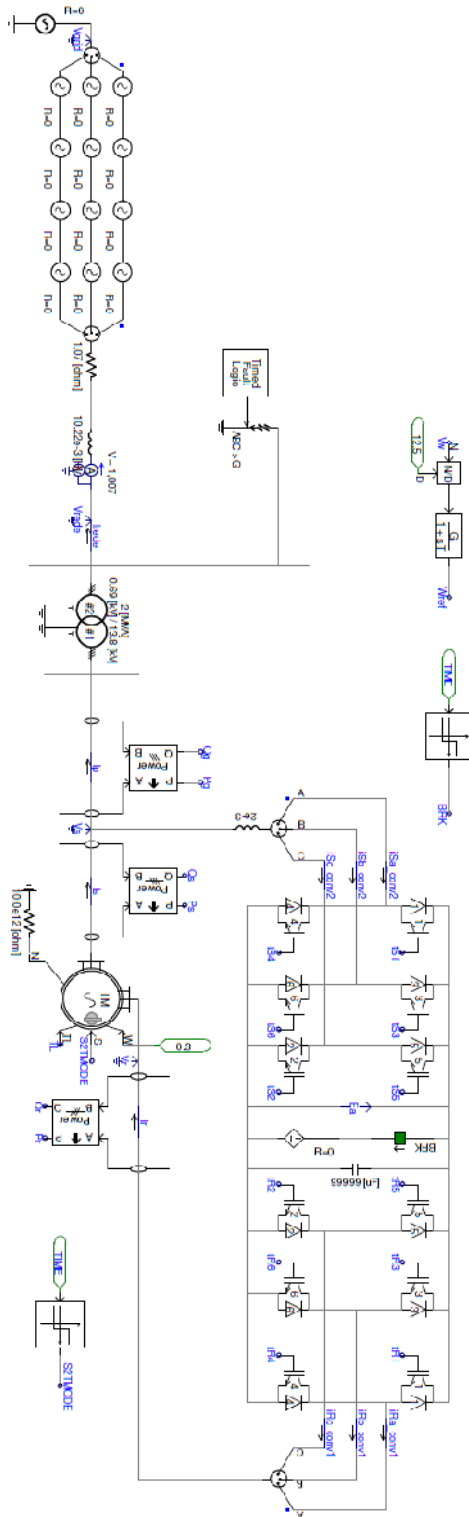
SOUZA, Ramon Rodrigues de. **CONTRIBUIÇÃO À ANÁLISE DO CONTROLE DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA DE UM GERADOR DE INDUÇÃO COM ROTOR BOBINADO CONECTADO A UMA REDE ELÉTRICA COM TENSÃO DISTORCIDA.** 2015. 123 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Campinas SP, 2015.

Submódulo 3.6 do ONS, **Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à rede básica,** Revisão 1.0, Data de vigência 05 de agosto de 2009.

W. Ren, L. Qian, D. Cartes, M. Steurer, "A Multivariable Control Method in STATCOM Application for Performance Improvement," IEEE Industry Applications Conference, vol 4, Oct 2005.

YAU, J. D.. Wave passage effects on the seismic response of a maglev vehicle moving on multi-span guideway. **Lat. Am. j. solids struct.**, Rio de Janeiro , v. 10, n. 5, p. 981-1000, Sept. 2013. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1679-78252013000500007&lng=en&nrm=iso> Acesso em: 10 Sept. 2016.

APÊNDICE A – GERADOR DFIG CONECTADO A REDE E AOS CONVERSORES



APÊNDICE B – MALHA DE CONTROLE DO CLM

