

ANÁLISE DE UM SISTEMA EÓLICO DIANTE DE TENSÃO DISTORCIDA UTILIZANDO COMPENSADORES RESSOANTES E CONTROLE ÓTIMO

FÁGNER S.C.Aragão, LEONARDO T. ALBUQUERQUE, VANDILBERTO P. PINTO, RÔMULO N.C. ALMEIDA

Universidade Federal do Ceará (UFC), Compus Sobral-Curso de Engenharia Elétrica
Rua Coronel Estanislau Frota, s/n, Sobral – Ceará. 620010-560

E-mails: fagner_aragao@hotmail.com, leonardotatabosaufc@gmail.com, vandilberto@ufc.br, rnunes@dee.ufc.br

Abstract — This paper presents an analysis for wind energy conversion system with Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) before distorted voltage using resonant compensators and optimal control LQI (Linear Quadratic Regulator with Integral Action) applied to the converter side of the machine (CLM) to the meshes of active power and reactive. The results of simulations with the aid of PSCAD software are presented to validate and demonstrate the comparison of the proposed control strategy before the harmonic distortion in the power grid. From the results it was observed that the internal LQI control loops results superior to that used in the resonant compensator external meshes, but the internal control LQI meshes showed similar results to the hybrid system.

Keywords — Optimal Control, Doubly fed induction generator, LQI control, harmonic distortion.

Resumo — Este trabalho apresenta uma análise de um sistema eólico baseado em um gerador de indução duplamente alimentado (Doubly-Fed Induction Generator – DFIG) diante de tensão distorcida utilizando compensadores ressoantes e controle ótimo LQI (Linear Quadratic Regulator with Integral Action) aplicado ao conversor do lado da máquina (CLM), para as malhas de Potência ativa e Reativa. Os resultados de simulações com auxílio do software PSCad são apresentados para validar e demonstrar a comparação entre a estratégia de controle proposta diante das distorções harmônicas na rede elétrica. Diante dos resultados observou-se que controle LQI nas malhas internas teve resultados superiores ao que utilizou o compensador ressonante nas malhas externas, porém o controle LQI nas malhas internas apresentou resultados similares ao sistema híbrido.

Palavras-chave — Controle ótimo, Gerador de indução duplamente alimentado, controle LQI, distorções harmônicas.

1 Introdução

Em um âmbito mundial, a procura por novas fontes alternativas de energia vem crescendo por muitos cientistas, 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.

A geração de energia eólica desponta no cenário mundial como uma das principais fontes alternativas de energia de modo que tem motivado a realização de vários estudos para a interligação das turbinas eólicas aos sistemas elétricos de potência.

Tendo em vista que existem diversas topologias e modelos de geradores na conversão de energia cinética dos ventos em energia eólica, um dos amplamente utilizado no mercado trata-se do gerador de indução duplamente alimentado, DFIG. Devido a sua grande presença em parques eólicos, é possível encontrar diversas pesquisas para o desenvolvimento dos métodos de controle que melhor se adaptam a esse tipo de gerador.

Um dos fenômenos indesejáveis que podem interagir com a rede elétrica e causar danos prejudiciais são as distorções harmônicas. Para quem produz energia eólica, é fundamental que esse problema seja controlado ou minimizado.

O objetivo do presente trabalho é comparar a resposta da estratégia de controle que utiliza o compensador ressonante nas malhas externa com controle PI, o controle LQI nas malhas internas e o controle híbrido que utiliza o compensador ressonante nas

malhas externas e controle LQI nas malhas internas, diante da presença de componentes harmônicas na rede elétrica.

2 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

O DFIG é 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 bidirecional (Tarnowski, 2006). Os conversores são do tipo *back-to-back* e eles são conectados ao rotor da máquina através de anéis girantes, como mostra o esquema da figura 01 abaixo.

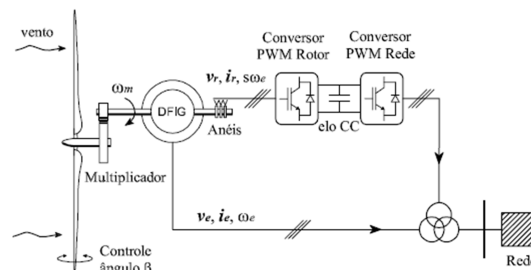


Figura 01. Esquema de aerogerador com DFIG.

Para a modelagem do gerador de indução foi utilizado a transformação de Park. Desta forma, as equações do estator e do rotor do gerador são expressas em componentes dq (d é o eixo direto e q é o eixo em quadratura) que podem ser representadas segundo as equações (1-4) (Krausse, 1986).

$$V_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (1)$$

$$V_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (2)$$

$$V_{dr} = -R_r i_{dr} - s\omega_s \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (3)$$

$$V_{qr} = -R_r i_{qr} + s\omega_s \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \quad (4)$$

Onde V_{ds} , V_{qs} , V_{dr} , V_{qr} são as tensões nos eixo direto e de quadratura do estator e rotor, respectivamente.

O acoplamento mecânico entre a turbina eólica e o gerador utilizando o modelo de massa única pode ser expresso pela equação 05 a seguir:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H_T} (T_m - T_e - D_t \omega_r) \quad (5)$$

2.1. 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. 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 artigo.

As equações que são utilizadas para o projeto da malha interna das correntes do rotor de eixo direto e quadratura são desenvolvidas em (Lima, 2009) e (Pinto, 2012). As mesmas são dadas por:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_{sl} L_r \sigma i_{qr} + L_r \sigma \frac{di_{dr}}{dt} \quad (6)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_{sl} L_r \sigma i_{dr} + \omega_{sl} \frac{L_m}{L_s} \lambda_s + L_r \sigma \frac{di_{qr}}{dt} \quad (1)$$

Nessas equações, ω_{sl} se trata da frequência angular de escorregamento dada pela diferença entre a velocidade síncrona e a velocidade do rotor. A variável σ é o fator de dispersão da máquina dada por:

$$\sigma = \left(1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \right) \quad (8)$$

3 Estratégia de Controle

O controle do DFIG é realizado tradicionalmente por controlador Proporcional-Integral (PI) (Costa, 2010). Este controlador é bastante utilizado comercialmente devido à simplicidade de sua estrutura. Entretanto, o ajuste de seus parâmetros não é uma tarefa trivial, dificultando o ajuste dos ganhos corretamente quando se tem um sistema com não linearidades (Pinto, 2012).

2.2. Compensador Ressonante

O compensador ressonante é configurado para rejeitar distúrbios de uma determinada componente harmônica. A função de transferência do compensador harmônico é dada pela equação 09 abaixo. O bloco ressonante é montado junto com as malhas de controle da potência ativa e reativa como mostrado na figura 02 a seguir.

$$G_r = \frac{2K_r \omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + (n\omega_s)^2} \quad (9)$$

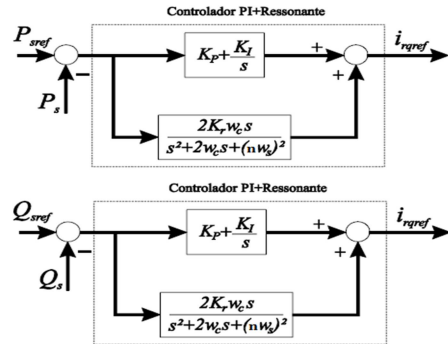


Figura 02. Malhas de controle da potência ativa e reativa com compensadores.

2.2. Controle LQI

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

$$J = \min_{u(t)} \int [x'(t)Q(t)x(t) + u'(t)R(t)u(t)]dt \quad (10)$$

Onde Q e R são matrizes definidas positivas. Caso o sistema seja controlável, o critério de controle que estabiliza o sistema é dado por:

$$u(t) = -Kx(t) \quad (11)$$

onde K é uma matriz de ganhos que deve ser obtida para atingir a estabilidade do sistema. Segundo (Albuquerque, 2014), o diagrama de blocos com o controle LQI aplicado ao DFIG é dado pela figura 03 a seguir:

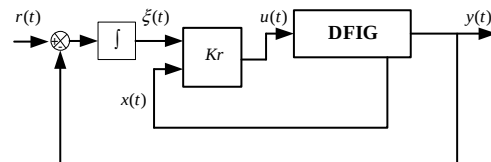


Figura 03. Diagrama de blocos do controle LQI

Utilizando-se a definição das matrizes aumentadas tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_e(t) \\ \dot{\xi}_e(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_e(t) \\ \xi_e(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u_e(t) \quad (12)$$

Sendo:

$$u_e(t) = -kx_e(t) + K_I \xi_e(t) \quad (13)$$

Observa-se que, pelo princípio da realimentação de estados, tem-se que:

$$Kr = \begin{bmatrix} K & -K_I \end{bmatrix} \quad (14)$$

Onde Kr é um bloco matricial de ganhos, formado pelas matrizes K e K_I .

4 Distorções Harmônica

Na maioria dos circuitos eletrônicos de potência que fazem parte da composição de um parque eólico, existe a presença de um 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 modo similar em um ciclo da onda de frequência fundamental (Pomílio, 2013). Geralmente, as distorções 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).

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

- Excitação de correntes ou tensões ressonantes entre indutâncias e capacitâncias;
- Ruídos e vibrações;
- Capacitores Sobreaquecidos;
- Núcleos de ferromagnéticos sobreaquecidos;
- Atuação de forma errada de dispositivos de proteção;
- Sobrecorrentes no neutro.

Pelo mundo todo existem diversas normas que regularizam 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 de maior respaldo 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.

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 01 a seguir. Os valores são considerados em porcentagem da corrente nominal.

Tabela 01 – Limites de distorções para consumidores recomendados pela IEEE Std. 519.

Icc/Icarga	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 01 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:

$$DDT = \frac{DHT}{I_{max}} \quad (15)$$

onde,

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left(\frac{V_h}{V_1} \right)^2} \quad (16)$$

Na equação 16, V_1 é a tensão fundamental, ou seja, de ordem zero, e V_h é a tensão da componente harmônica de ordem h . Esta norma recomenda que os limites de distorção harmônica de tensão das concessionárias sejam de acordo com a tabela 02 abaixo.

Tabela 02 – 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%

No Brasil utiliza-se o módulo 08 do Procedimento de Distribuição (PRODIST). É ele que define os fenômenos, caracterizam os parâmetros, estabelece o modo de fazer medições, os processos e a periodicidade de obter dados enviados à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A tabela 03 a seguir mostra os limites de distorções harmônicas totais para os limites de tensão.

Tabela 03 – 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%

5 Resultados das simulações

A partir dos parâmetros da máquina e do modelo matemático apresentado em (Albuquerque, 2014) foram desenvolvidas simulações computacionais.

Aqui serão analisados os resultados para o sistema proposto com duas técnicas de controle com a presença de componentes harmônicas adicionadas no circuito da rede elétrica, visando à aprovação das normas citadas em relação às distorções harmônicas.

As componentes harmônicas adicionadas apresentam distorções 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 elétricos. A relação entre as componentes harmônicas com a fundamental foram recriadas a partir de testes feitos por (Ramon, 2015) e mostrados na tabela 04 a seguir:

Tabela 04. Percentual das componentes harmônicas em relação à fundamental. .

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

5.1. Sistema com controle PI na malha interna.

No primeiro caso, tem-se o sistema controlado pela técnica de controle clássica PI, na qual tanto as malhas internas do CLM quanto externas são controladas por um PI. A simulação foi analisada com 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 em 7s. A mesma característica de vento foi utilizada nos outros casos.

A figura 04 abaixo mostra a tensão da rede elétrica com e sem a presença de distorções harmônicas.

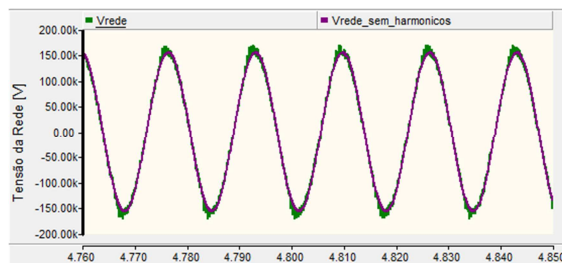


Figura 04. Tensão da Rede com e sem Harmônicos.

A medição da taxa de distorção harmônica total (THD) da tensão da rede elétrica é indicada na faixa de 4%, indicado na figura 05, mostrando estar dentro dos limites da norma IEEE Std 519 (tabela 02). A mesma condição também é aceita quanto ao módulo 8 do PRODIST, onde o THD total permitido para a tensão é de 8%.

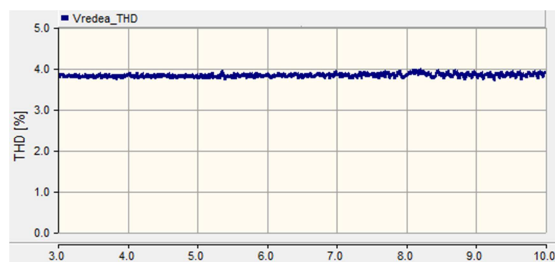


Figura 05. THD Total na Tensão da Rede.

A figura 06 mostra o THD total para a corrente da rede elétrica. Percebe-se que seu valor está sempre abaixo do limite de 5%, requerido pela norma IEEE Std 519 (tabela 01). É possível ver que o THD da corrente diminui a cada degrau de vento, ocorrido nos instantes 5s e 7s. .

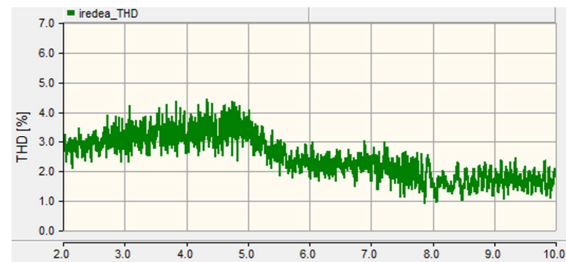


Figura 06. THD Total da Corrente da Rede.

No entanto, também é necessário verificar a taxa de distorção harmônica individual (THDI) da corrente, pois cada componente harmônica tem influência na operação do sistema elétrico.

A figura 07 mostra a THDI da corrente na rede elétrica para as ordens ímpares até a 11ª ordem. As ordens acima disso são desconsideradas para a rede elétrica por serem quase nulas. É possível perceber que a componente harmônica individual de 3ª ordem é a maior dentre elas. Estando sempre abaixo de 4%, ela se torna aceitável pela norma IEEE Std 519.

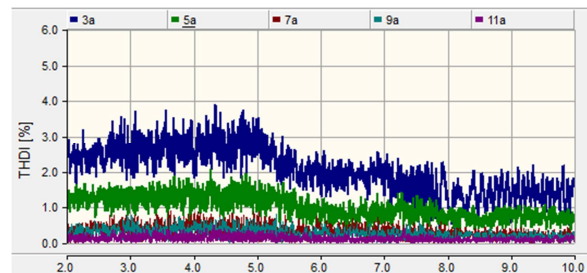


Figura 07. THDI da Corrente da Rede.

5.2. Sistema com controle LQI na malha interna do CLM.

Nesta simulação é utilizada as potências ativa e reativa como variáveis a serem controladas no CLM através de uma combinação entre controle tradicional PI e controle robusto LQI. Enquanto que o controle PI controla as potência e reativa, o controle robusto LQI, controla as malhas internas da corrente do rotor.

Para verificar a confiabilidade do controle LQI, a figura 08 mostra a potência ativa e reativa do estator durante a variação do vento. A potência ativa se manteve constante, pois o valor de referência da potência não é alterado.

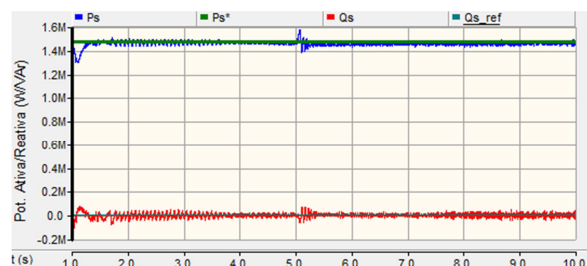


Figura 08. Potência Ativa e Reativa do Estator.

O THD total para a tensão da rede é visto na figura 09 a seguir. É possível ver que, assim como no caso anterior, o THD da tensão da rede está de acor-

do com a norma IEEE Std 519, que recomenda um THD total menor de 5%.

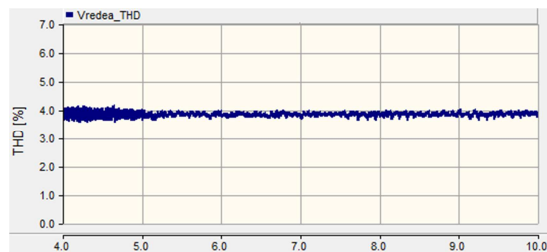


Figura 09. THD Total na Tensão da Rede.

Já para o THD total da corrente da rede que utiliza o controle LQI na malha interna, é possível ver valores bem elevados. Na figura 10, antes do instante 5s, o THD se mantém entre 15% e 25%, chegando até os 30%. A partir de 5s, o THD diminui para um valor menor do que 10% e logo em seguida, no instante de 7s, o THD decai mais um pouco com variações significativas. Daí conclui-se que esses valores não são aceitos pelo critério de distorções harmônicas de corrente da norma IEEE Std. 51.

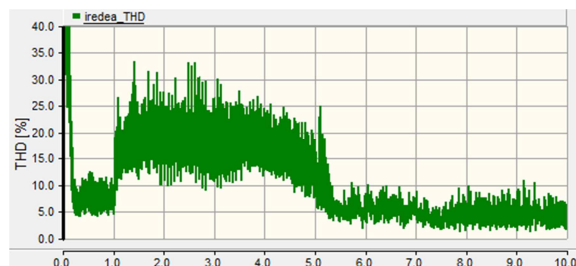


Figura 10. THD Total da Corrente da Rede.

Na figura 11 é indicado as distorções harmônicas individuais para a corrente da rede elétrica. Antes do instante de 5s, a componente que apresenta o maior THDI, a 3ª ordem, mostra valores acima de 15%, o que não é aceito por nenhuma das normas citadas. Porém, após os instantes de degrau de vento, esse valor apresenta uma acentuada queda, ficando por volta dos 5%. O mesmo pode ser observado para as outras componentes harmônicas ímpares.

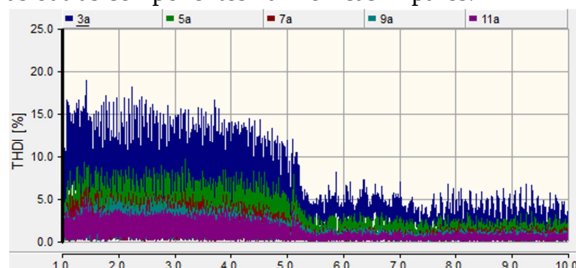


Figura 11. THDI da Corrente da Rede.

5.3. Sistema com Controle PI e bloco ressonante na malha externa de potência.

Neste cenário foi utilizado o controle PI juntamente com os compensadores ressonantes nas malhas externas de potências ativas e reativas e o controle LQI na malha interna das correntes do rotor.

Assim como foi feito em (Souza, 2015), o compensador ressonante foi configurado para rejeitar as harmônicas de 6ª ordem das potências. Sendo assim, o valor para K_r e ω_c valem 0,5 e 5 rad/s, respectivamente. Feito isso, a função de transferência do compensador de 6ª ordem fica da seguinte forma:

$$G_{r6a} = \frac{5s}{s^2 + 10s + 5116644} \quad (17)$$

O THD total da tensão da rede é mostrado na figura 12 e percebe-se que o seu valor é sempre abaixo dos 4%. Por conta disso, o THD também é aceito pela norma IEEE Std 519 e também pelo módulo 08 do PRODIST.

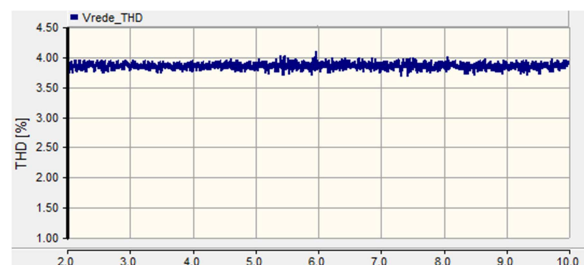


Figura 12. THD Total na Tensão da Rede.

Já o THD total da corrente da rede elétrica, como mostra a figura 13, não se comporta dentro dos limites padrões.

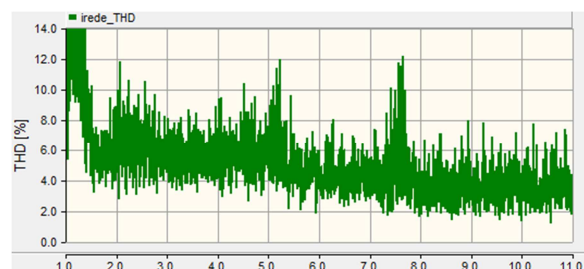


Figura 13. THD Total da Corrente da Rede.

Na verdade aqui o THD para a corrente da rede se comporta bem melhor do que no caso anterior em que o sistema não possui o bloco ressonante na malha de potência, como mostra a figura 10. 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 apresenta grandes elevações, mas diminuem logo em seguida dos instantes dos degraus. No entanto, após o segundo degrau de vento, é possível ver que ele mantém valores na ordem dos 4%, o que possivelmente o tornaria aceito pela norma IEEE Std 519. Porém é necessário que o THD da corrente esteja sempre dentro do limite de 5% da norma para que seja aceito.

Para o THD Individual da corrente da rede, mostrado na figura 14, a componente de 3ª ordem é que apresenta maiores valores durante as ocorrências de degrau de vento.

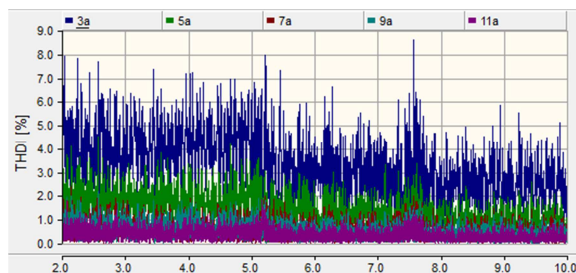


Figura 14. THDI da Corrente da Rede.

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.

6 Conclusão

Os sistemas responsáveis pela geração de energia precisam garantir que ela seja entregue sem deformidade e impurezas. O mesmo vale para a geração de energia eólica. Aqui foi relatado o comportamento do sistema frente à distorção harmônica presente no circuito da rede elétrica utilizando o gerador DFIG.

Através de simulação foi realizada uma comparação entre três estratégias de controle com a presença de distorção harmônica da rede. São elas: o controle clássico PI nas malhas internas e externas do CLM; o controle PI na malha das potências ativa e reativa, com LQI nas malhas internas da corrente do rotor; e um compensador ressonante junto com PI nas malhas externa e LQI na malha interna.

Diante dos resultados observou-se que o controle clássico PI obteve os melhores valores para distorção de tensão e corrente da rede sendo aprovado pela norma inglesa IEEE e brasileira. Já o controle LQI não se mostrou favorável para a aprovação pelas normas quanto às distorções de corrente da rede. No entanto, a presença do compensador ressonante melhorou as distorções da corrente da rede no sistema em que foi utilizado.

Referências Bibliográficas

Albuquerque, L. T. Análise de um sistema eólico diante de variações do vento e afundamento de tensão com estratégia de controle ótimo para gerador de indução com dupla alimentação, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Ceará. 2014.

Carvalho, B. C. “Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade de Energia”, Tese de

Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, 2006.

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.

IEEE Std. 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.

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.

Oliveira, Rodrigo Gaiba de, Silva, Selênio R., Brito, J. A. S., Checcucci, Gustavo S. “Análise do Impacto de Distúrbios em Sistemas com Geradores de Indução com Dupla Alimentação Conectados à Rede Elétrica”. In: XV Congresso Brasileiro de Automática, 2004, Gramado. Anais do XV CBA. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática, vol. 1. pp. 1 – 6, 2004.

Pinto, V.P. “Controladores robustos LQG/LTR com ação integral aplicados ao controle de geradores eólicos interligados ao sistema de distribuição de energia elétrica baseados em máquina de indução duplamente alimentada”. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Janeiro de 2012.

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

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.

Tarnowski, Górmán 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.

Tonkoski Jr, Reinaldo. Estudo da Utilização de PFCS na minimização de harmônicos em aerogeradores. 2006. 149 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre RS, 2006.