

Controle de um Sistema de Conversão de Energia Eólica utilizando um Gerador de Indução Duplamente Excitado frente aos Impactos de AMT's

Marcos H. F. C. H. Fonseca, Clodualdo V. de Sousa, Alex Y. M. Nagatome, Herbert de O. Ramos, Filipe A. F. C. H. Fonseca, Gustavo L. Macieira, Guilherme M. de Rezende

Universidade Federal de Itajubá - *Campus* Itabira, Rua Irmã Ivone Drumond, 200, Distrito Industrial II, Itabira-MG
marcos.henrique_fchf@hotmail.com, clodualdosousa@unifei.edu.br, alexyugo@unifei.edu.br, herbert.amos11@unifei.edu.br, filipeaugusto_figueiredo@hotmail.com, gustafmacieira@gmail.com, guilhermemre@gmail.com

Victor Flores Mendes

Universidade Federal de Minas Gerais, Av. Pres. Antônio Carlos, 6627, Pampulha, Belo Horizonte - MG
victormendes@cpdee.ufmg.br

Resumo — Dentre as tecnologias de geradores disponíveis para um Sistema de Conversão de Energia Eólica (SCEE), o Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG) destaca-se, sendo um dos mais utilizados mundialmente. Uma adversidade deste sistema está na sua alta susceptibilidade a distúrbios na rede como, por exemplo, Afundamentos Momentâneos de Tensão (AMT). Neste trabalho é estudado o comportamento de um SCEE equipado com um DFIG de 25 kW, onde será analisado seu desempenho na presença de AMT's simétricos e assimétricos. Para os assimétricos, é desenvolvida uma estratégia de controle a fim de aumentar a resiliência do sistema frente à AMT's, garantindo assim a qualidade da energia gerada. Os resultados serão analisados do ponto de vista da melhoria da qualidade de energia elétrica.

Palavras-chaves — Gerador de Indução Duplamente Excitado, Sistema de Conversão de Energia Eólica, Afundamentos Momentâneos de Tensão, Filtro LCL, Estratégias de Controle.

I. INTRODUÇÃO

Uma vez que a energia elétrica é obtida a partir da transformação de outras fontes primárias de energia, diversos fatores levam a necessidade de inovações e preocupações quanto as fontes de energia elétrica [1].

Dentre as fontes de energia limpa e renováveis, a eólica tem se destacado pela sua viabilidade na produção de energia, principalmente em termos de custo, competindo inclusive com o diesel ou mesmo com a energia nuclear. Isto, atrelado ao desenvolvimento da eletrônica de potência nos últimos anos e de turbinas eólicas mais eficientes e robustas, fizeram com que as tecnologias de conversão de energia eólica se desenvolvessem consideravelmente [2], chegando a patamares de MW se viabilizando em grandes usinas geradoras [3].

Segundo [3], no final de 2009, toda a energia eólica instalada mundialmente girava em torno de 340 TWh anualmente, o que corresponde a toda a demanda da Itália neste período, ou ainda, 2% de todo o consumo elétrico global. Para mostrar o potencial de crescimento desta fonte de energia, no final deste mesmo ano, a capacidade instalada em todo o mundo passou de 159.213 MW, para uma previsão de 203.500 MW em 2010.

Agradeço a CAPES, FAPEMIG e CNPq pelo suporte fornecido durante a execução deste trabalho e a UNIFEI pela infraestrutura disponibilizada.

A. Afundamentos Momentâneos de Tensão (AMT)

Com o crescimento da potência instalada de geração eólica, os requisitos para sua conexão ao sistema ficaram mais rígidos e, conseqüentemente, a sua necessidade de resistir a distúrbios de qualidade de energia também. Um dos aspectos importantes relacionado à qualidade da energia gerada é em relação às variações de tensão de curta duração (VTCD) e a suportabilidade do sistema. Neste estudo, foca-se nos AMT's por serem a principal causa de distúrbios na rede (68% dos eventos) e apresentar grandes possibilidades de gerar perdas na produção, mal funcionamento de equipamentos eletrônicos, podendo até, causar o desligamento de usinas eólicas [1]. A Fig. 1(a) apresenta um AMT bifásico para 0.2 pu da tensão nominal, enquanto a Fig. 1(b) apresenta a curva de suportabilidade para aerogeradores proposta pelo ONS [4], onde a região hachurada representa a exigência da usina manter-se conectada à rede.

Conforme os procedimentos de rede [4], um AMT é um evento em que o valor eficaz da tensão atinge a faixa entre 0,1 e 0,9 pu da tensão nominal e cuja duração seja maior ou igual a um ciclo (16,67 ms) e menor ou igual a 3 segundos. Os AMT's podem ser classificados como monofásicos (fase-terra), bifásicos (fase-fase ou fase-fase-terra) ou trifásicos.

B. Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG)

O DFIG faz uso de um gerador de indução com rotor bobinado e é alimentado a partir de dois circuitos. O circuito de estator é alimentado diretamente pela rede, enquanto o do rotor é ligado ao sistema elétrico através de um conversor em *back-to-back*, como observado na Fig. 2 [1]. Os conversores controlam a velocidade e a potência extraída pela turbina.

Geralmente seus conversores possuem por volta de 30% da potência do gerador, o que possibilita sua operação em $\pm 30\%$ em torno da velocidade síncrona [5]. A alimentação do rotor permite que o DFIG opere em duas regiões: sub-síncrona

(abaixo da velocidade síncrona) e super-síncrona (acima da velocidade síncrona). No modo sub-síncrono, o rotor consome uma parcela da energia gerada pelo estator, sendo a diferença entre elas, a energia entregue ao sistema elétrico. Já no super-síncrono, o circuito de rotor opera como gerador e a energia entregue à rede, é a soma das parcelas do estator e rotor.

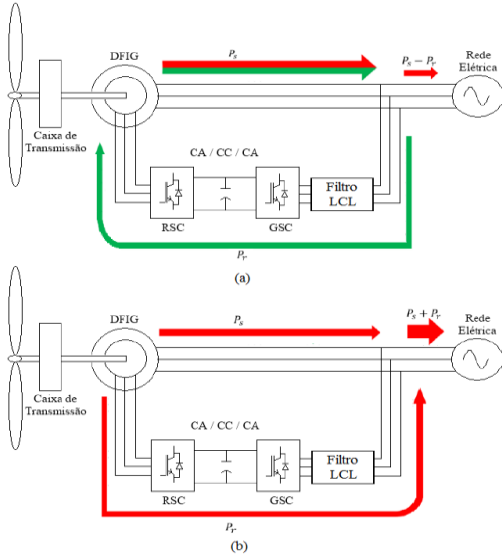
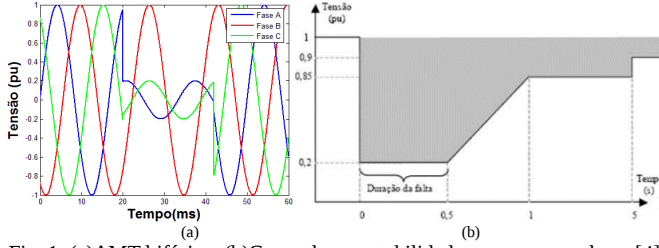


Fig. 2. DFIG operando em velocidades (a) sub-síncrona e (b) super-síncrona.

II. MODELAGEM DO DFIG

A. Modelo do Gerador

Devido ao DFIG apresentar circuito de rotor terminado em anéis deslizantes, é possível ter acesso externo a seu circuito. Dessa forma, pode-se impor tensões e correntes no rotor. A modelagem foi realizada a partir das considerações feitas por [3]. A Fig. 3 a o circuito equivalente da máquina de indução.

Baseado na Fig. 3, escreve-se em (1) e (2) as equações diferenciais das tensões no estator (v_s) e no rotor (v_r) na forma vetorial no referencial fixo de estator, onde as variáveis do rotor estão referidas ao estator. Já em (3) e (4) define-se os fluxos de estator (ψ_s) e rotor (ψ_r).

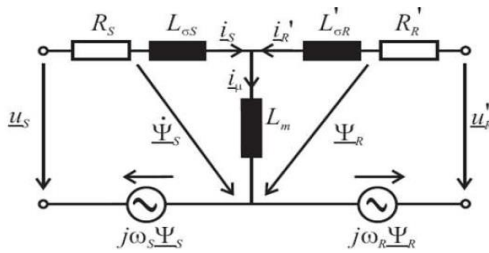


Fig. 3. Circuito equivalente da máquina de indução [3].

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} \quad (1)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\psi}_r}{dt} - j\omega_r \vec{\psi}_r \quad (2)$$

$$\vec{\psi}_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r \quad (3)$$

$$\vec{\psi}_r = L_r \vec{i}_r + L_m \vec{i}_s \quad (4)$$

onde R_s e R_r são as resistências estatórica e rotórica, i_s e i_r são as correntes no estator e rotor, ω_r é a velocidade elétrica do rotor em (rad/s), enquanto L_s , L_r e L_m são as indutâncias de estator, rotor e de magnetização, respectivamente.

Visando o controle do sistema, transforma-se (1) e (2) para o referencial rotacional síncrono, resultando em (5) e (6):

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s \quad (5)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\psi}_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_r) \vec{\psi}_r \quad (6)$$

onde ω_s é a frequência angular das tensões e correntes no estator. As equações (5) e (6) descrevem o comportamento dinâmico da parte elétrica, onde para uma modelagem mais completa, considera-se também a dinâmica da parte mecânica:

$$\left(k J_g + \frac{J_t}{k}\right) \frac{d\omega_m}{dt} = k T_e - T_{torção} \quad (7)$$

onde k é a relação de transmissão da turbina, J_g e J_t são os momentos de inércia do gerador e turbina, ω_m é a velocidade mecânica do gerador, T_e é o torque eletromagnético do gerador e $T_{torção}$ representa o torque torsional.

Finalmente, na Tabela 1, são apresentados todos os parâmetros do gerador de indução aplicado na simulação.

TABELA I. PARÂMETROS DO GERADOR [6].

Grandeza	Valor
Potência	25 [kW]
Pares de pólos (p)	2
Tensão Estator/Rotor	220/220 [V]
Frequência (f_s)	60 [Hz]
Indutância de Magnetização (L_m)	100 [mH]
Indutância Própria de Estator (L_s)	102,4 [mH]
Indutância Própria de Rotor (L_r)	102,4 [mH]
Resistência de Estator (R_s)	0,24 [Ω]
Resistência de Rotor (R_r)	0,3 [Ω]
Inércia (J)	0,476 [Kg.m ²]
Coefficiente de Atrito (B)	0,01 [N.m.s]

B. Comportamento Mecânico da Turbina Eólica

A turbina eólica transmite o torque mecânico ao gerador, sendo responsável pela captura da potência do vento. Essa potência a ser extraída depende tanto das características físicas da turbina quanto do ar, estando disponível no eixo [5]:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_e^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (8)$$

onde P_t é a potência extraída do vento (W), ρ é a densidade do ar (Kg/m³), A é a área varrida pelas pás (m²), V_e é a velocidade do vento (m/s), C_p é o coeficiente de potência em função de λ e β , sendo β o ângulo da pá (ou de pitch) em torno de seu eixo longitudinal e λ a relação entre a velocidade na ponta da pá e a velocidade do vento, dada conforme (9):

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot R}{V_e} \quad (9)$$

onde ω_t é a velocidade angular da turbina (rad/s) e R representa o raio das pás (m).

Conforme [3], o C_p da turbina é dado pela seguinte relação:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \cdot e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (10)$$

no qual o fator λ_i é dado por:

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

Pelo fato da velocidade do eixo da turbina ser bem menor que a velocidade de giro do aerogerador, é necessário a utilização de uma caixa de transmissão de relação K_t . Assim, a velocidade mecânica do gerador em (rad/s) é dada por:

$$\omega_m = k_t \cdot \omega_t \quad (12)$$

Para a turbina em estudo, dado seus parâmetros na Tabela 2, apresenta-se na Fig. 4 duas curvas típicas de turbinas, de $C_p \times \lambda$ para diferentes valores de β (Fig. 4-a) e a curva de $P_t \times \omega_m$ para diferentes valores de V_e (Fig. 4-b).

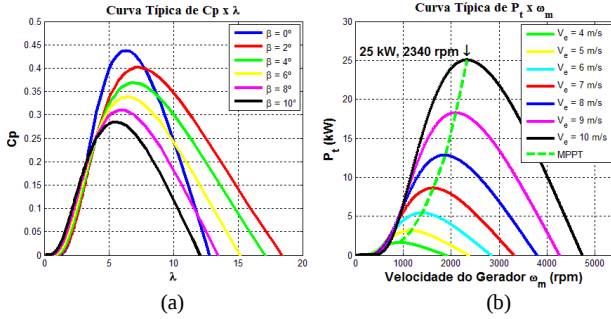


Fig. 4. Curva típica de (a) $C_p \times \lambda$ variando β e (b) $P_t \times \omega_m$ variando V_e .

Segundo [3] e [5], quanto maior C_p , maior será a potência extraída do vento, onde seu valor máximo fica próximo de 0,44 para $\beta = 0^\circ$. Na Fig. 4-(b), considerando C_p máximo ($\beta = 0^\circ$), nota-se que a velocidade de máxima potência da turbina é de 2340 rpm para um vento de 10 m/s, gerando os 25 kW nominais. Ainda nesta figura, foi realizada a curva que rastreia os pontos de máxima potência possível do vento, denominada MPPT (Maximum Power Point Tracking) do aerogerador. A Tabela 2 apresenta os parâmetros da turbina eólica aplicada.

TABELA 2. PARÂMETROS DA TURBINA EÓLICA [6].

Grandeza	Valor
Raio das pás (R)	5,45 m
Relação de Transmissão (k_t)	21,12
Potência	25 kW
Velocidade nominal do Vento (V_{nom})	10 m/s
Velocidade Cut-in do Vento (V_{cutin})	4 m/s

C. Phase-Locked Loop (PLL)

Como o trabalho é realizado no referencial síncrono girante dq , onde um dos eixos deve estar alinhado com o vetor espacial de alguma variável do sistema, é necessário descobrir o ângulo deste vetor espacial [5]. Uma estrutura muito utilizada para desempenhar essa função é a PLL.

Neste trabalho optou-se pela utilização da PLL denominada DSOGI-PLL (Double Second Order Generalized Integrator Phase-Locked Loop), a qual apresenta algumas vantagens em relação às demais, como a capacidade de rejeitar diversos distúrbios indesejados como harmônicos e desequilíbrios de tensão. Isso, a partir do desacoplamento das variáveis em

componentes de sequência positiva e negativa em cada frequência. Sua estrutura completa é apresentada na Fig. 5.

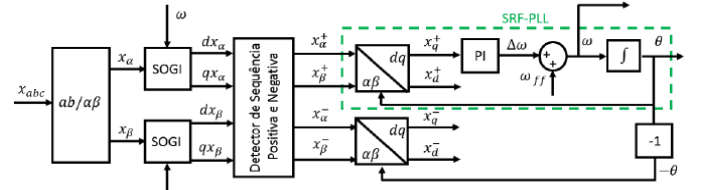


Fig. 5. Diagrama de blocos da PLL [5].

Os ganhos do controlador da PLL são dados por (13), cujos valores são vistos na Tabela 3. Mais detalhes sobre a DSOGI-PLL e sobre o controle podem ser vistos em [5] e [7].

$$Kp_{PLL} = 2 \cdot \omega_n \cdot \frac{1}{\sqrt{2}}; Ki_{PLL} = \omega_n^2 \quad (13)$$

onde ω_n representa a frequência da banda de passagem.

TABELA 3. GANHOS DA PLL.

Ganho Proporcional (Kp_{PLL})	177,7153
Ganho Integral (Ki_{PLL})	15.791,00

D. Filtro LCL

Devido a alta frequência de chaveamento dos conversores, surge no sistema componentes harmônicas da ordem e múltiplas da frequência de chaveamento, no qual aparecem na corrente c.a., e assim, é necessário atenuá-las a partir de um filtro na saída do GSC, impedindo que fluam para a rede [5]. Fez-se o uso da configuração LCL vista na Fig. 6, cujos valores apresentados na Tabela 4 foram calculados conforme [6].

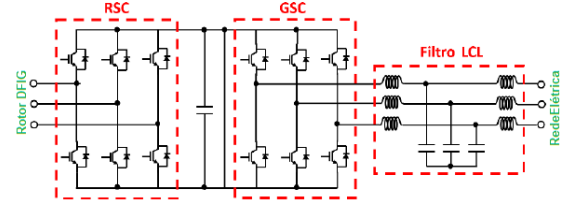


Fig. 6. Configuração do filtro LCL aplicado [5].

TABELA 4. PARÂMETROS DO FILTRO LCL.

Componentes	Calculado	Comercial
Indutância lado retificador (L_1)	4,6mH	4,7mH
Resistência lado retificador (R_1)	50mΩ	51mΩ
Indutância do lado da rede (L_2)	61,86μH	62μH
Resistência do lado da rede (R_2)	50mΩ	51mΩ
Capacitância do filtro (C_f)	68,5μF	68μF
Resistência de dispersão (R_f)	1,89Ω	2Ω

III. CONTROLE DO SCEE

A. Controle do RSC (Rotor Side Converter)

A estratégia de controle aplicada ao DFIG é a FOC (Field Oriented Control), onde se baseia em malhas de controle internas de corrente e externas de tensão, potência ou conjugado. Para sua implementação, é necessário o uso das transformadas de Clarke e Park para o desacoplamento das potências ativa e reativa, o que exige o conhecimento dos parâmetros internos da máquina, tais como resistências e reatâncias de estator, rotor e mútuas. Esta técnica apresenta como aspectos essenciais a estabilidade do sistema e a resposta adequada dos controladores para toda a faixa de operação da máquina [1].

O conversor RSC é conectado diretamente ao circuito do rotor, sendo responsável pelo controle das potências ativa e reativa que flui pelo estator do gerador. Neste controle, internamente as malhas de potência ativa e reativa, implementa-se as malhas de corrente i_{dr}^* e i_{qr}^* . Na Fig. 7 é apresentado o diagrama de blocos completo da malha de controle do RSC.

Os ganhos das malhas internas de corrente são dados por (14), enquanto os ganhos das malhas externas de potência ativa e reativa são obtidos a partir de (15):

$$\begin{cases} k_{p1} = 2\pi f_1 \sigma L_r \\ k_{i1} = 2\pi f_1 R_r \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} k_{p2} = \frac{f_3}{(f_2 - f_3)H_1} \\ k_{i2} = 2\pi f_2 k_{p2} \end{cases} \quad (15)$$

onde após alguns ensaios, a frequência f_1 foi definida em 120 Hz, e assim, $f_2=12\text{Hz}$ e $f_3 = 1,2\text{Hz}$. Já $\sigma = 1 - (L_m^2/L_s L_r)$ e $H_1 = \pm \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} v_{ds}$, no qual H_1 é negativo para a malha de potência ativa e positivo para a malha de potência reativa. Já v_{ds} é dado como a máxima tensão de fase nominal do estator.

Como o foco do trabalho está no controle em situações desfavoráveis, mais especificamente, em um AMT, na ocorrência de um AMT desequilibrado, por estar trabalhando no referencial síncrono dq , surge uma componente de sequência negativa do dobro da frequência da rede, sendo ela a principal responsável pela instabilidade do sistema neste instante. Sendo assim, como observa-se na Fig. 7 o controlador da malha interna não se trata apenas de um PI, mas de um PI+R, ou seja, há o incremento de uma parcela ressonante na estrutura do PI, cujo objetivo é acelerar a ação de controle no instante do AMT. A sua estrutura é representada por (16) [8]:

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + \frac{K_{r1}s}{s^2 + (2\omega_s)^2} + \frac{K_{r2}s}{s^2 + (\omega_s)^2} \quad (16)$$

K_{r1} e K_{r2} são ajustados de forma que sejam os maiores possíveis, mas que não gerem ruídos na resposta de controle, pois a medida que aumenta-se, maior é o pico de ressonância. O PI+R é utilizado em conjunto as estratégias para aumento da *Ride-Through Capability*, apresentadas na seção C.

B. Controle do GSC (Grid Side Converter)

O GSC é responsável pelo controle da tensão no barramento c.c. e pelo controle da potência reativa. Análogo as análises feitas para o RSC, em (17) é apresentado os ganhos da malha interna de corrente, em (18) os da malha externa de tensão e em (19) os ganhos da malha externa de potência reativa.

$$\begin{cases} k_{pi} = 2\pi f_1 (L_1 + L_2) \\ k_{ii} = 2\pi f_1 (R_1 + R_2) \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} k_{pv} = -\frac{2\pi(f_2 + f_3)C_{cc}}{\frac{3V_d^{PCC}}{2v_{cc}}} \\ k_{iv} = -\frac{4\pi^2 f_2 f_3 C_{cc}}{\frac{3V_d^{PCC}}{2v_{cc}}} \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} k_{pq} = -\frac{2\pi f_3}{2\pi(f_2 - f_3) \frac{3V_d^{PCC}}{2}} \\ k_{iq} = 2\pi f_2 k_{pq} \end{cases} \quad (19)$$

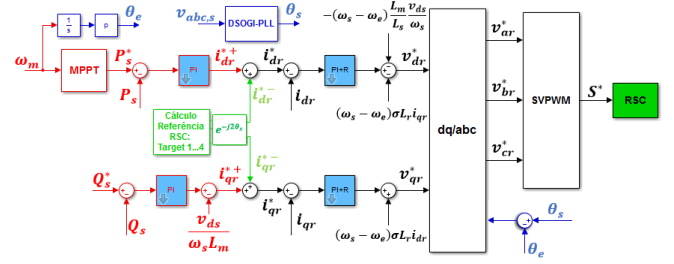


Fig. 7. Malha de controle completa do RSC.

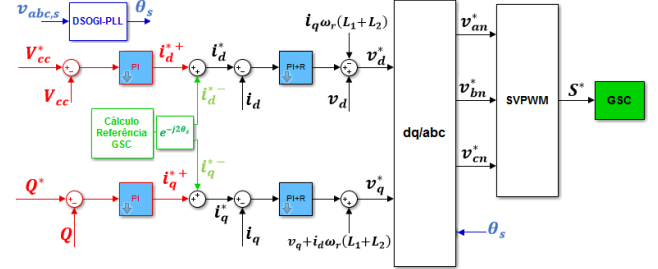


Fig. 8. Malha de controle completa do GSC.

No GSC, a parcela ressonante do PI+R segue a mesma estrutura de (16), porém com apenas o ganho K_{r1} em $2\omega_s$, já que a componente natural na frequência da rede só aparece no RSC. Já a referência de corrente de sequência negativa, diferente do RSC, possui apenas uma estratégia, sendo ela a aplicada. Destaca-se que o controle foi realizado em tempo discreto, e assim, os controladores foram discretizados. Segundo [8], a parcela ressonante deve ser discretizada pela transformação de *Tustin*. Na Tabela 5 são apresentados os ganhos para o controle tanto do GSC quanto do RSC:

TABELA 5. GANHOS DOS CONTROLADORES GSC E RSC.

Malha Controle	Proporcional	Integral	Ressonante
Correntes RSC	3,5767	226,195	1000
Pot. Ativa RSC	-422,27 μ	-0,0318	—
Pot. Reativa RSC	422,27 μ	0,0318	—
Correntes GSC	3,5221	75,398	1000
Barram. c.c. GSC	-0,4386	-3,013	—
Pot. Reativa GSC	-412,37 μ	-0,0311	—

C. Estratégias de Controle para aumento da Ride-Through Capability

Para melhorar a resiliência do SCEE frente à AMT's, algumas estratégias de controle serão implementadas. Segundo [8], dependendo das referências utilizadas no controle de corrente do GSC e do RSC, é possível conseguir resultados diferentes no aumento da suportabilidade do sistema. Assim, [8] propõe 4 maneiras (*targets*) de se realizar o controle das correntes do rotor:

- *Target 1*: Reduz o desequilíbrio das correntes do rotor;
- *Target 2*: Reduz o desequilíbrio das correntes de estator;
- *Target 3*: Reduz as oscilações da P_s ;
- *Target 4*: Reduz as oscilações do T_e .

Elas visam calcular as correntes de eixo direto e quadratura em sequência negativa na frequência do AMT, logo $2\omega_s$. Seu resultado, que é uma componente oscilante (exceto *Target 1*), é somado a saída do PI da malha externa, que é um valor contínuo, tendo assim, uma nova referência com oscilação na frequência do AMT, facilitando consideravelmente o seguimento da variável controlada em função da referência.

A *Target* a ser escolhida para o RSC é aquela que atenda melhor as necessidades do SCEE, melhorando desde as características elétricas do sistema até uma melhor estabilidade mecânica do mesmo durante um AMT. Estas estratégias serão combinadas com a estratégia do GSC, a qual visa diminuir as oscilações de corrente na potência gerada entregue à rede.

IV. RESULTADOS

De posse dos modelos desenvolvidos, foi possível implementar a simulação de um SCEE no *software* MATLAB/Simulink. Nesta seção serão apresentados os resultados do comportamento do SCEE frente AMT's. Observando o comportamento das variáveis de controle em uma operação sem impacto na rede, já em estágio estacionário, tem-se uma corrente abc de estator em 67 A, a de rotor em 68 A, a potência ativa de estator em -18 kW, a de rotor em -2 kW, a tensão do barramento c.c. em 466V e as potência ativa e reativa na rede ficam em -20kW e 0 VAR, respectivamente. Desta forma, as grandezas controladas não apresentam comportamento oscilatório, típico de operações sob condição de desbalanceamento de tensões e correntes. Ambos os dados foram obtidos para um tempo de amostragem de $1,3021 \cdot 10^{-6}$ [s] e frequência de chaveamento de $6 \cdot 10^3$ [Hz].

Com o intuito de analisar e qualificar as estratégias de controle para aumento da resiliência do SCEE na presença de AMT's, tem-se a seguir a melhora de cada estratégia em relação a estrutura de controle simples. Destaca-se que as estratégias do RSC foram sempre aplicadas junto à referência do GSC. Em ambas análises, aplicou-se um AMT monofásico para 0,2 pu da tensão nominal, no instante de 2 a 2,5 segundos.

Visando mostrar a importância do controlador ressonante PI+R, na Fig. 9 é observado um sinal sem e com a ação ressonante adicionada a um PI clássico. Ela atua acelerando a resposta de corrente na frequência da oscilação, possibilitando com que a mesma consiga seguir a referência, o que não ocorre com o PI simples, no qual apresenta um atraso próximo a 40° em relação a referência. Isso ocorre devido ao PI atuar melhor para referências contínuas. A análise foi feita para a *Target* 3.

Na Fig. 10, realiza-se a comparação do controle para as diferentes *Targets* e com o PI simples. Como fica evidente, usando a *Target* 1 tem-se uma melhora no desequilíbrio das correntes de rotor, assim como destacado na Fig. 11.

Já para a *Target* 2, tem-se uma visível melhora das correntes de estator em relação ao PI simples, apresentando correntes menos desequilibradas, assim como mostrado na Fig. 13. A comparação das correntes de estator do PI simples em relação as *Targets* é apresentada na Fig. 12.

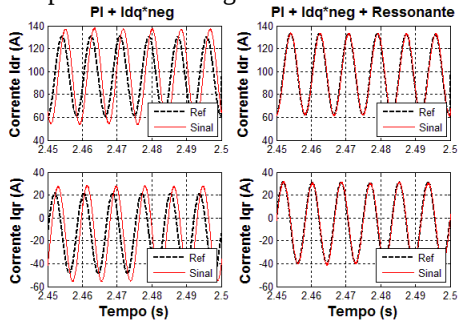


Fig. 9. Resposta sem (à esquerda) e com (à direita) a estrutura ressonante.

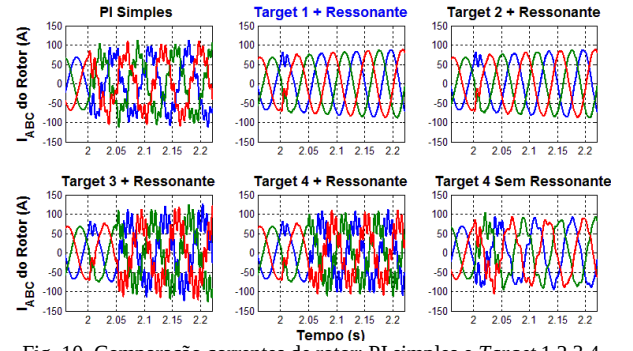


Fig. 10. Comparação correntes de rotor: PI simples e *Target* 1,2,3,4.

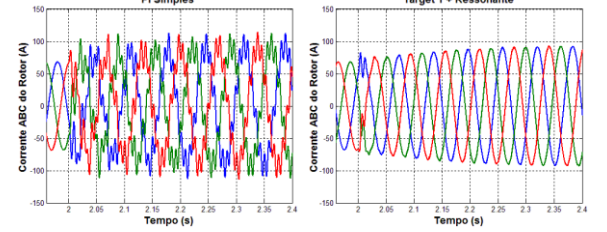


Fig. 11. Comparação correntes de rotor: PI simples e *Target* 1.

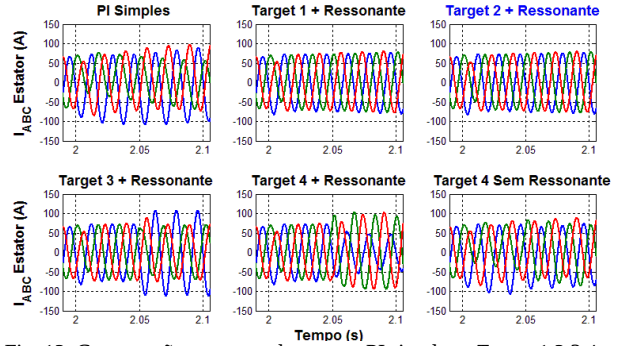


Fig. 12. Comparação correntes de estator: PI simples e *Target* 1,2,3,4.

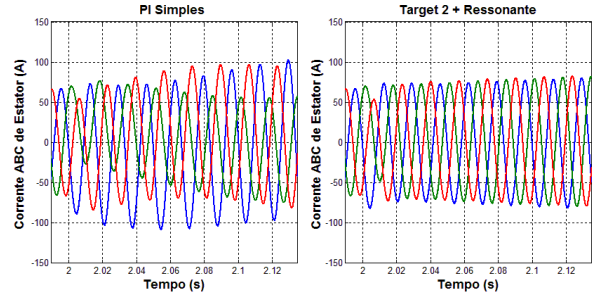


Fig. 13. Comparação correntes de estator: PI simples e *Target* 2.

Agora na aplicação da *Target* 3 em comparação com o PI simples, nota-se uma grande melhora da potência de estator, no qual apresenta menor oscilação. Na Fig. 15, é apresentada a comparação entre as respostas analisadas enquanto na Fig. 14 mostra a ação de cada *Target* sobre a potência de estator.

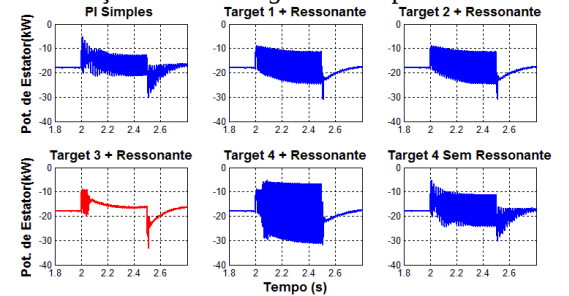


Fig. 14. Comparação potência de estator: PI simples e *Target* 1,2,3,4.

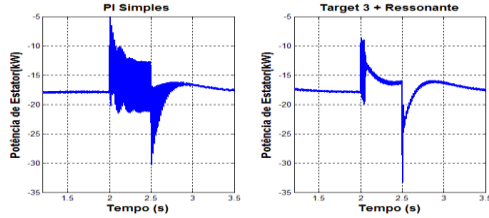


Fig. 15. Comparação potência de estator: PI simples e Target 3.

Enfim, na comparação com a Target 4 dada na Fig. 17, tem-se uma redução nas oscilações do torque eletromagnético da máquina, ou seja, nas oscilações mecânicas, o que é extremamente importante, visto que a caixa de transmissão do SCEE é um dos pontos mais frágeis da confiabilidade do sistema. A Fig. 16 compara as demais Targets.

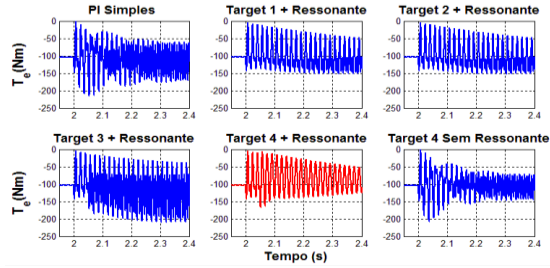


Fig. 16. Comparação torque eletromagnético: PI simples e Target 1,2,3,4.

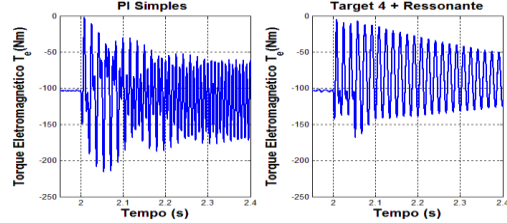


Fig. 17. Comparação torque eletromagnético: PI simples e Target 4.

Já na Fig. 18, apresenta-se a comparação entre as potências ativas da rede, ou seja, a potência gerada pelo sistema. Como já mencionado, a Target 3 é a que apresenta melhor desempenho em relação a potência gerada, logo uma menor oscilação entre o valor nominal do gerador ($\cong -20 \text{ kW}$).

Baseado na Fig. 18, a Tabela 6 apresenta a taxa de variação da potência ativa gerada da rede (P_{rede}) no momento de um AMT monofásico para 0.2 pu da tensão nominal. A variação foi considerada a partir do instante de acomodação comum a todos os sinais, neste caso 2,2 segundos.

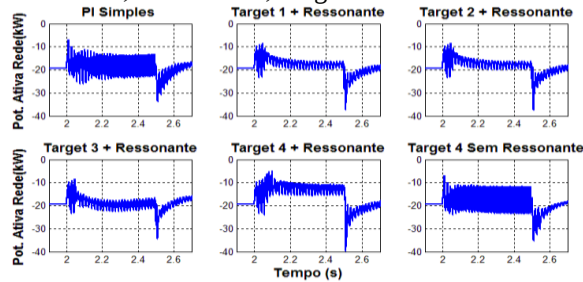


Fig. 18. Comparação da Potência da rede: PI simples e Target 1,2,3,4.

Observando a Tabela 6, as estruturas do PI simples e Target 4 sem controlador ressonante são as que apresentam maior variação da potência gerada em relação a nominal ($\cong -20 \text{ kW}$) durante o AMT. Já as estratégias em conjunto com o controlador ressonante, nota-se que a Target 3 é a que apresenta a menor variação de potência, além do melhor valor médio. Desta forma, ela é a melhor opção em relação a potência gerada ($-19,36 \text{ kW}$ de -20 kW sem AMT), assim como era esperado, pois dentre as estratégias estudadas, é a que melhor reduz as oscilações da potência ativa de estator.

TABELA 6. TAXA DE VARIAÇÃO E VALOR MÉDIO POTÊNCIA ATIVA DA REDE.

		Estrutura	Min[kW]	Máx[kW]	ΔP [kW]	P_{rede} [W]
Target		PI simples	-24,32	-12,88	11,5	-18,35
	1+Ressonante		-19,9	-15,5	4,4	-17,68
	2+Ressonante		-19,96	-15,51	4,45	-17,67
	3+Ressonante		-20,99	-18,56	2,43	-19,36
	4+Ressonante		-15,75	-9,99	5,75	-12,88
	4 s/Ressonante		-23,52	-11,32	12,2	-17,35

V. CONCLUSÃO

Finalizado o estudo, pode-se apresentar algumas conclusões acerca do SCEE estudado. Em relação as estratégias de controle apresentadas por [8] e aplicadas neste trabalho, tem-se que se deve avaliar qual a melhor opção para cada caso, onde cada uma delas age por um objetivo específico, sendo ele o de reduzir o desequilíbrio ou a pulsação em uma dada grandeza.

Por exemplo, a aplicação das Targets 3 e 4 trazem grandes benefícios para o sistema, onde ao se optar por uma melhor potência gerada, a 3 é a melhor escolha. Porém, caso deseje um torque eletromagnético mais estável, sem dúvida a 4 é a melhor opção, visto que o torque está diretamente ligado as oscilações mecânicas do gerador, e assim, uma maior estabilidade da estrutura é sempre desejável. Já para estratégia do GSC, foi possível constatar que ela atua melhor em conjunto com as estratégias do RSC, isso pelo fato da mesma conseguir apenas amenizar parte dos distúrbios na rede, mas não eliminá-los. Apesar disso, pode-se afirmar que as estratégias apresentadas contribuem para o aumento da resiliência do gerador.

Por fim, como observado nos resultados apresentados, a melhora da qualidade da energia elétrica fornecida por um SCEE está diretamente relacionada ao estudo desenvolvido, sendo de suma importância o entendimento da atuação de cada estratégia (targets) à fim de minimizar ao máximo os impactos sofridos pelo sistema nas mais diversas situações desfavoráveis impostas pela rede elétrica.

Como este trabalho apresentou resultados apenas em âmbito computacional, uma proposta de continuidade seria a sua implementação em um protótipo laboratorial, para assim, confirmar experimentalmente a eficácia do controle.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] S. Y. Liu, "Controle Direto de Potência em Gerador Duplamente Alimentado", Dissertação de mestrado, UFMG, Belo Horizonte, 2011.
- [2] World Wind Energy Association – WWEA, "The World Sets New Wind Installations Record: 63,7 GW New Capacity in 2015", Releases Statistics, 2016.
- [3] V. F. Mendes, "Avaliação do Comportamento de um Sistema de Conversão de Energia Eólica Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado Durante Afundamentos de Tensão Equilibrados e Desequilibrados", Dissertação de mestrado, UFMG, Belo Horizonte, 2009.
- [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, "Procedimentos de Rede Submódulo 2.8: Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes", 2008.
- [5] E. F. Cota, "Estudo de um Restaurador Dinâmico de Tensão Aplicado a Sistemas de Conversão de Energia Eólica com Gerador de Indução Duplamente Alimentado", Dissertação de mestrado, UFMG, Belo Horizonte, 2016.
- [6] V. F. Mendes et al., "25 kW DFIG Wind Energy Conversion System Prototype for Voltage Sag Tests", Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Foz do Iguaçu, PR, 2016.
- [7] P. Rodriguez et al., "New Positive-Sequence Voltage Detector for Grid Synchronization", 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '06., 2006.
- [8] V. F. Mendes, "Ride-Through Fault Capability Improvement Through Novel Control Strategies Applied for Doubly-Fed Induction Wind Generators", Tese de Doutorado, UFMG, Belo Horizonte, 2013.