

ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA BASEADO EM PMSG NO CONTROLE PRIMÁRIO DA REDE ELÉTRICA

LUCIANO S. BARROS¹, CAMILA M. V. BARROS²

*1 Departamento de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Campus Lagoa Nova, Natal, RN, 59078-970
E-mails: lsalesbarros@dee.ufrn.br*

*2 Laboratório de Sistemas Digitais, Departamento de Sistemas de Computação, Centro de Informática,
Universidade Federal da Paraíba
Campus Mangabeira, João Pessoa, PB, 58051-900
E-mails: cmaravb@gmail.com*

Abstract—With the increasing grid penetration of wind energy conversion systems (WECS), grid codes of many countries have been adapting themselves in order to regulate the participation of this kind of generation in grid primary control. A type of WECS that has aroused in the last years is the one based on permanent magnet synchronous generator (PMSG), due to the full converter grid-connection and, hence, being of completely controlled speed. In this work, it carries out an analysis of the participation of PMSG-based WECS in the primary control of an electric network. This network is a radial distribution feeder supplied by the WECS and by a synchronous generation. The WECS grid-connection is based on the conventional strategy, which consists of the grid-side control in connection with the braking chopper. Short circuits and load rejection are tested. The PMSG-based WECS with conventional grid-connection strategy has shown itself unable to primary control participation.

Keywords—PMSG-based wind generation, grid-connection, primary control.

Resumo—Com a crescente integração dos sistemas de conversão de energia eólica (SCEE) à rede elétrica, os códigos de rede de vários países têm se adaptado para regulamentar a participação deste tipo de geração no controle primário das redes elétricas. Um tipo de SCEE que tem crescido nos últimos anos são os baseados no gerador síncrono de ímã permanente (GSIP), devido a serem equipados com conversores de potência plena e, portanto, serem de velocidade totalmente controlada. Neste trabalho, é feita uma análise da participação de um SCEE baseado no GSIP no controle primário de uma rede elétrica. A rede testada é um alimentador de distribuição radial alimentado pelo GSIP e por um gerador síncrono. A conexão do GSIP à rede é baseada na estratégia convencional, que consiste do controle do lado da rede em conjunto com o *braking chopper*. São testadas ocorrências de curto-circuito e rejeição de carga no alimentador. O SCEE baseado em GSIP com estratégia convencional de conexão à rede mostrou-se não apto a participar do controle primário.

Palavras-chave—Geração eólica baseada no PMSG, conexão à rede, controle primário.

1 Introdução

A energia eólica é uma fonte renovável com grande potencial para geração e com impacto ambiental bastante reduzido. Assim, tais sistemas de geração estão recebendo muita atenção da indústria e dos pesquisadores, por serem uma fonte renovável segura, se comparada aos combustíveis fósseis e à geração nuclear, (Barros *et al*, 2015).

Os SCEEs com turbinas de velocidade variável estão se tornando os mais importantes e de maior crescimento na atualidade (Chinchilla *et al*, 2006), dentre os quais se destaca o PMSG. A principal vantagem do PMSG deve-se ao uso do conversor de potência plena, que possibilita a operação do conjunto turbina-gerador em uma faixa mais ampla de velocidade, propiciando um melhor rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*). O esquema de conversores predominantemente utilizado em conjunto com o PMSG consiste de dois inversores do tipo fonte de tensão (VSI, do inglês *Voltage Source*

Inverter), ou seja, um elo CA-CC-CA (*back-to-back*).

Com o crescimento da integração de energia eólica às redes elétricas, diversos países precisaram atualizar seus códigos de rede, devido à necessidade de incluir em seus procedimentos a operação em baixa tensão (LVRT, do inglês *Low-voltage Ride Through*). Em alguns países, a operação deve ser mantida ainda que a tensão remanescente no ponto de acoplamento comum (PCC, do inglês *Point of Common Coupling*) permaneça em zero por um período de até 625 ms, como é o caso dos Estados Unidos (Mendes *et al*, 2016).

Para SCEEs baseados no PMSG, a estratégia convencional de LVRT consiste do controle do lado da rede em conjunto com o uso do *braking chopper*, (Barros and Barros, 2017). A função do *braking chopper* é dissipar parte da potência oriunda do gerador elétrico durante afundamentos de tensão no PCC, evitando a ocorrência de correntes elevadas através do conversor do lado da rede, a fim de proteger este.

Esta função do *braking chopper* é conflitante com outro procedimento que vem se tornando reali-

dade à medida que a participação da energia eólica nas redes elétricas cresce: a participação no controle primário da rede. Este procedimento vai requerer que as eólicas, incluindo as baseadas em PMSG, aumentem a sua produção de potência ativa durante e após a ocorrência de afundamentos de tensão no PCC, a fim de obter o controle da frequência da rede elétrica. Isto ocorrerá porque durante afundamentos de tensão, a demanda de potência ativa da rede aumenta, o que requer o aumento do fornecimento a fim de controlar a frequência.

Neste trabalho, faz-se uma análise da participação no controle primário da rede de um SCEE baseado em PMSG, com estratégia de LVRT convencional. A rede testada é um alimentador de distribuição radial alimentado pelo SCEE e por uma geração síncrona. São testadas ocorrências de curto-circuito e rejeição de carga no alimentador. A análise é feita mediante simulações em MatLab/Simulink, e as simulações são realizadas a partir da modelagem do sistema, incluindo unidades de geração hidráulica e eólica, linhas de transmissão, transformadores e cargas elétricas do alimentador.

Este artigo está organizado conforme a seguinte estrutura: na Seção 2 é apresentada a modelagem da geração síncrona, incluindo turbina hidráulica com sistema Regulador de Velocidade (RV) e gerador síncrono com tensão de campo constante; na Seção 3 é apresentada a modelagem de geração eólica baseada em PMSG, incluindo turbina eólica, gerador elétrico e sistemas de controle; na Seção 4 são analisados os resultados de simulações de distúrbios na rede elétrica; ao final as Conclusões.

2 Modelo de Gerador Síncrono

2.1 Modelo Mecânico de Turbina Hidráulica

A turbina hidráulica considerada neste trabalho é do tipo *propeller turbine*, com pás fixas. Este tipo de turbina é o mais apropriado para colunas d'água de até 45 metros de altura. O modelo dinâmico da turbina foi apresentado em (Kundur, 1994). Na Figura 1 é apresentado um esquema simplificado do sistema compreendendo turbina, duto e reservatório.

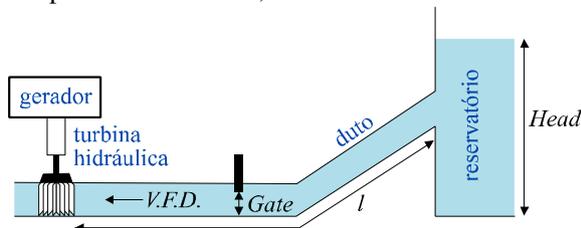


Figura 1. Esquema simplificado da turbina hidráulica.

A potência captada pelas pás da turbina, $P_{Turbina}$, é dada por:

$$P_{Turbina} = A\rho g(VFD \times Head). \quad (1)$$

Em que

A é a área de seção reta do duto.

ρ é a densidade da água.

g é a aceleração da gravidade.

VFD é a velocidade do fluido no duto ao alcançar a turbina.

$Head$ é a altura da coluna d'água.

A VFD é diretamente proporcional ao parâmetro $Gate$, que é a abertura da comporta, Figura 1. Para um $Gate$ de 100 % a comporta está totalmente aberta e a potência extraída é máxima. Para um $Gate$ de 0 % a comporta está totalmente fechada e a potência extraída é nula. Na modelagem são desconsideradas a elasticidade da água e a resistência hidráulica.

O RV é o sistema de controle da potência extraída, assim ele define o $Gate$ adequado dependendo da velocidade desejada para a turbina. Na Figura 2 é apresentado um diagrama de blocos simplificado do modelo de turbina com RV, em que

l é o comprimento do duto.

ω_{sm} a velocidade do gerador síncrono.

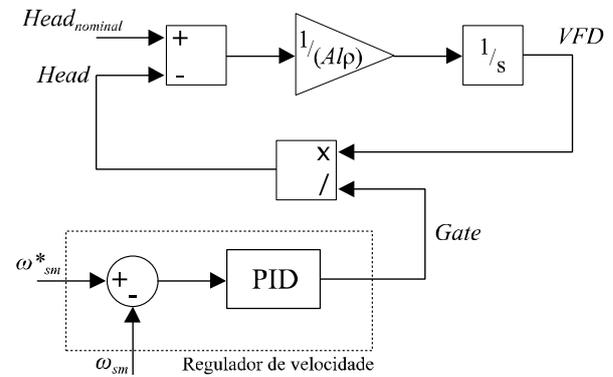


Figura 2. Diagrama de blocos da turbina com RV.

2.2 Modelo da Máquina Síncrona

O modelo de máquina síncrona utilizado é o clássico com tensão de campo constante e circuito equivalente com tensão interna atrás de reatância transitória, (Kundur, 1994).

Neste modelo, apenas o ângulo da tensão interna varia, de acordo com a potência elétrica requerida da máquina, de acordo com (2).

$$\frac{d\omega_{sm}}{dt} = \frac{2\pi 60}{2H} (P_{Turbina} - P_{HIDRO}). \quad (2)$$

Em que

H é a inércia do conjunto em segundos.

P_{HIDRO} é a potência elétrica fornecida.

3 Modelo de Gerador Eólico Baseado no PMSG

O modelo de gerador eólico baseado em PMSG deve compreender parte mecânica, que consiste da turbina eólica, e parte elétrica, que consiste do gerador elétrico e seus controles. Estes modelos são apresentados nesta Seção.

3.1 Modelo Mecânico de Turbinas Eólicas

O modelo mecânico de turbinas eólicas inclui duas partes principais: o modelo aerodinâmico da turbina e o modelo dinâmico do eixo. Neste trabalho, o modelo aerodinâmico inclui as curvas $c_p \lambda$, o efeito da sombra da torre e o controle do ângulo de *pitch*, todos apresentados em (Heier, 1998). O modelo do eixo de transmissão é o de duas massas, uma vez que o eixo conecta dois momentos de inércia diferentes, turbina e gerador, estando, portanto, submetido a esforços de torção que influenciam a extração de potência da turbina.

A Figura 3 ilustra a modelagem utilizada neste trabalho para a parte mecânica do gerador eólico, em que o modelo aerodinâmico e o modelo do eixo estão separados pelo tracejado.

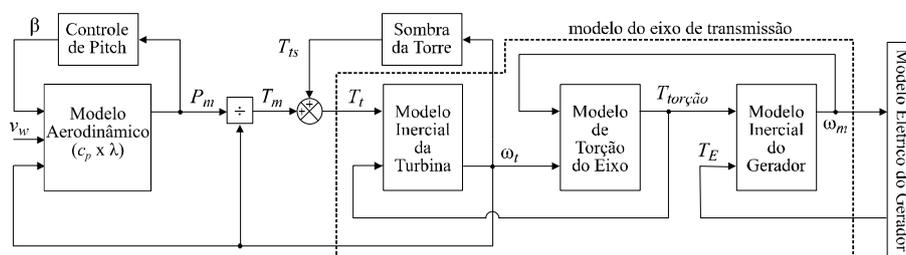


Figura 3. Modelo mecânico de turbinas eólicas.

3.2 Modelo Elétrico do PMSG

Para a modelagem do PMSG, a máquina considerada tem o estator com três bobinas idênticas, $11'$, $22'$ e $33'$, deslocadas entre si de $2\pi/3$ radianos. Quando as bobinas são conectadas em estrela, os nós 1 , 2 e 3 são conectados a fontes externas e os nós $1'$, $2'$ e $3'$ são conectados entre si. Assim, as direções das correntes do estator definem as direções dos fluxos do estator de acordo com a Figura 4 (Haque *et al*, 2008).

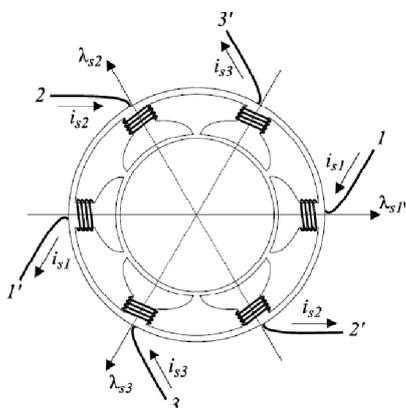


Figura 4. Direções de correntes e fluxos do estator do PMSG.

Na parte externa do rotor, vários polos magnéticos são montados. O entreferro é constante e a frequência angular é ω_m , a qual corresponde à frequência elétrica do estator, ω_r , de acordo com

Os detalhes dos blocos apresentados no diagrama da Figura 3 estão apresentados em (Barros *et al*, 2015). Em que

- v_w é a velocidade do vento;
- c_p é o coeficiente de potência da turbina;
- λ é a razão de velocidade na ponta da pá;
- β é o ângulo de *pitch*;
- P_m é a potência mecânica da turbina;
- T_m é o torque mecânico da turbina;
- T_{ts} é o torque aerodinâmico devido à sombra da torre;
- T_t é o torque total da turbina;
- $T_{torção}$ é o torque de torção do eixo;
- T_E é o torque eletromagnético do gerador;
- ω_t é a velocidade de rotação da turbina;
- ω_m é a velocidade de rotação do gerador.

$$\omega_m = \omega_r / P \quad (3)$$

em que P é o número de pares de polos (Chinchilia *et al*, 2006). A saturação não está presente.

Os fluxos e tensões do estator e o torque eletromagnético são dados por (4), (5) e (6), respectivamente (Grenier and Louis, 1995).

$$\begin{bmatrix} \lambda_{s1} \\ \lambda_{s2} \\ \lambda_{s3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} + \lambda_{PM} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) \\ \cos(\theta_r - 2\pi/3) \\ \cos(\theta_r - 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{s1} \\ \lambda_{s2} \\ \lambda_{s3} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$T_E = -P \lambda_{PM} \begin{bmatrix} i_{s1} & i_{s2} & i_{s3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sin(\theta_r) \\ \sin(\theta_r - 2\pi/3) \\ \sin(\theta_r - 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (6)$$

em que,

L_s – indutância própria dos enrolamentos do estator. Sendo

$$L_s = L_{s0} + L_{ls} \quad (7)$$

em que

L_{s0} – auto-indutância dos enrolamentos do estator.

L_{ls} – indutância de dispersão dos enrolamentos do estator.

M_s – indutância mútua entre enrolamentos do estator. Dada por

$$M_s = -\frac{L_{s0}}{2}. \quad (8)$$

R_s – resistência dos enrolamentos do estator.

$\lambda_{s,123}$ – fluxos do estator no referencial 123.

$v_{s,123}$ – tensões do estator no referencial 123.

$i_{s,123}$ – correntes do estator no referencial 123.

λ_{PM} – fluxo do ímã permanente do rotor.

θ_r – ângulo elétrico do rotor.

Substituindo (4) em (5) resulta em

$$\begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \end{bmatrix} \quad (9)$$

em que

$$\begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \end{bmatrix} = -\lambda_{PM} \omega_r \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta_r) \\ \text{sen}(\theta_r - 2\pi/3) \\ \text{sen}(\theta_r - 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (10)$$

são as forças eletromotrizes no referencial 123.

Portanto, a máquina pode ser representada pelo circuito equivalente referido ao estator da Figura 5 (Barros e Barros, 2017).

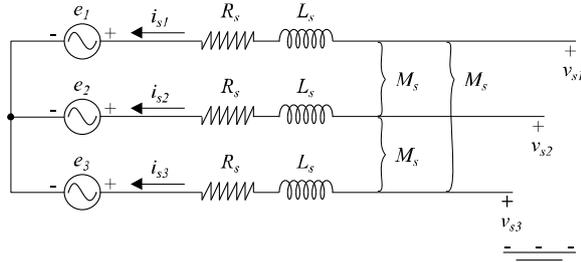


Figura 5. Circuito equivalente referido ao estator.

3.3 Sistemas de Controle

O modelo do PMSG após a transformação com a Matriz de Park invariante em potência, $T_s(\theta_r)$, para o referencial síncrono em que o eixo d está alinhado com o fluxo rotórico resulta em:

$$v_{sd} = r_s i_{sd} + l_s \frac{d}{dt} i_{sd} - \omega_r l_s i_{sq} \quad (11)$$

$$v_{sq} = r_s i_{sq} + l_s \frac{d}{dt} i_{sq} + \omega_r l_s i_{sd} + \sqrt{\frac{3}{2}} \omega_r \lambda_{PM} \quad (12)$$

$$T_E = \sqrt{\frac{3}{2}} P \lambda_{PM} i_{sq}. \quad (13)$$

Em que l_s é a indutância cíclica do estator e r_s é a resistência do estator, sendo $r_s = R_s$.

O conversor do lado da máquina, C_1 , é responsável pelo MPPT por meio do controle de ω_t a fim de responder a mudanças em v_w , para manter a operação com aproveitamento ótimo, ou seja, $\lambda = \lambda_{ótimo}$, sen-

do esta última a razão de velocidade ótima. O controle de ω_t é realizado controlando-se a velocidade da máquina, devido a estes dois subsistemas estarem mecanicamente acoplados. Para velocidades do vento acima da nominal, o controle de *pitch* é responsável pela limitação da potência extraída e o MPPT é desabilitado. Assim, a potência extraída rastreia a curva destacada na Figura 6.

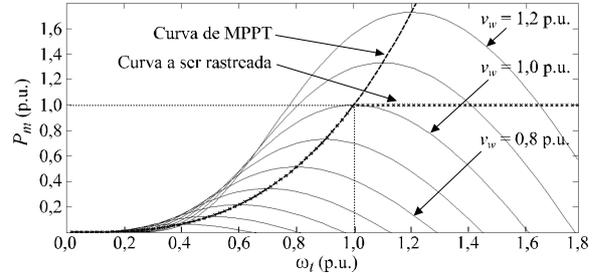


Figura 6. Extração da Potência da Turbina Eólica.

De (13) conclui-se que a corrente em quadratura do estator, i_{sq} , deve ser controlada para realizar o MPPT. Enquanto o controle da corrente de eixo direto, i_{sd} , cuja malha pode ser derivada de (11), é feito a partir do valor de referência igual a zero ($i_{sd}^* = 0$), afim de eliminar o termo de acoplamento cruzado que perturba i_{sq} em (12). Convencionalmente, o controle vetorial das correntes estatóricas é realizado via controladores PI, cujos sinais de controle são impostos à máquina através de C_1 , (Barros *et al.*, 2015), de acordo com a Figura 7.

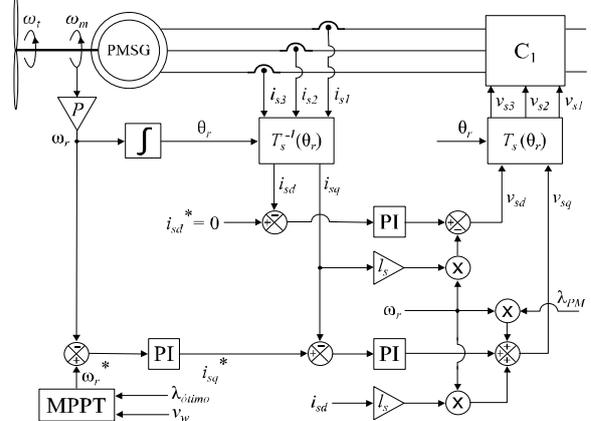


Figura 7. Controle do lado da máquina.

A conexão do conversor do lado da rede, C_2 , à rede é feita por um filtro de linha RL trifásico, como apresentado na Figura 8. Em (14) é descrito o filtro de linha, sendo R_f e L_f matrizes diagonais, que representam a resistência e indutância do filtro, respectivamente. Os termos i_{f123} são as correntes que passam pelo filtro, o termo v_{f123} são as tensões impostas por C_2 e o termo v_{g123} são as tensões do PCC.

$$\begin{bmatrix} v_{f1} \\ v_{f2} \\ v_{f3} \end{bmatrix} = [R_f] \begin{bmatrix} i_{f1} \\ i_{f2} \\ i_{f3} \end{bmatrix} + [L_f] \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{f1} \\ i_{f2} \\ i_{f3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{g1} \\ v_{g2} \\ v_{g3} \end{bmatrix}. \quad (14)$$

Aplicando a Transformada de Park inversa para $\theta = \theta_g$, em que θ_g é o ângulo da tensão no PCC obtido através do PLL descrito em (Abad, 2011). Obtém-se o modelo dq da conexão com a rede dado por (15) e (16).

$$v_{fd} = r_f i_{fd} + l_f \frac{d}{dt} i_{fd} - \omega_g l_f i_{fq} + V_g \quad (15)$$

$$v_{fq} = r_f i_{fq} + l_f \frac{d}{dt} i_{fq} + \omega_g l_f i_{fd}. \quad (16)$$

Em que V_g é a magnitude da tensão no PCC e ω_g é a frequência da rede, ambas obtidas através do PLL.

No referencial da rede, o vetor de tensão da rede é $v_g = v_{gd} + j0$. Assim, as potências ativa, P_g , e reativa, Q_g , são dadas por:

$$P_g = v_{gd} i_{fd} \quad (17)$$

$$Q_g = -v_{gd} i_{fq}. \quad (18)$$

Analisando (17) e (18) verifica-se que as potências ativa e reativa podem ser controladas alterando as componentes d e q da corrente, respectivamente, de forma independente. Objetivando entregar à rede uma potência P_f igual à potência ativa oriunda do estator, P_s , a tensão do barramento CC deve permanecer constante, portanto:

$$I_c = \frac{P_s - P_f}{V_{cc}} = C \frac{dV_{cc}}{dt}. \quad (19)$$

Em que

I_c é a corrente do capacitor do *dc-link*.

C é a capacitância do *dc-link*.

Como pode ser visto na Figura 8, o controle da potência ativa contém duas malhas em cascata, a malha externa controla V_{cc} enquanto a interna é utilizada para controlar a corrente de eixo direto entregue à rede, i_{fd} . A potência reativa entregue à rede também é regulada através de duas malhas em cascata, sendo a externa para o controle de V_g e a interna para o controle da corrente de eixo em quadratura entregue à rede, i_{fq} . (Barros *et al.*, 2015).

No *dc-link* há a presença do *braking chopper*, cuja função é limitar a corrente entregue à rede durante a ocorrência de afundamentos de tensão, afim de evitar danos a C_2 (Barros and Barros, 2017).

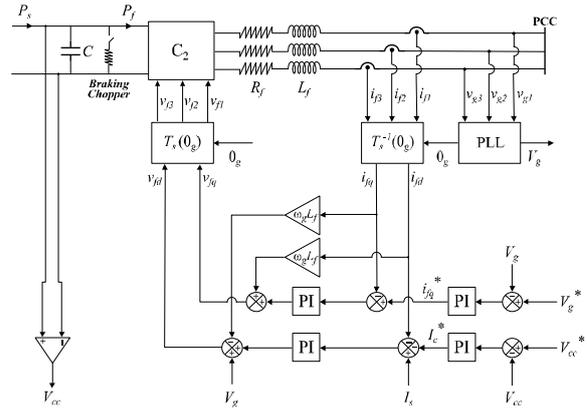


Figura 8. Controle do lado da rede.

4 Resultados de Simulação

Simulações de distúrbios elétricos foram realizadas a fim de analisar o comportamento da frequência do sistema e a participação dos sistemas hidráulico e eólico no controle primário da rede elétrica.

O sistema simulado é apresentado na Figura 9. Ele consiste de um alimentador radial de 13,8 kV com cinco barras e carga total de 9,8 MW. O suprimento de potência ativa do alimentador vem 85 % da geração síncrona, com 8,66 MW, e 15 % da geração eólica, com 1,66 MW, conectadas nas duas extremidades do alimentador. A geração síncrona gera em 13,8 kV e entrega 6,28 Mvar durante a operação normal da rede. A eólica gera a 690 V e é conectada ao alimentador através de um transformador, entregando 0,8 Mvar em operação normal. Os dados das unidades de geração estão no Apêndice.

Foram simulados dois casos:

Caso 1 – desligamento não-programado da carga ligada à barra L2.

Este desligamento provocará um excesso de geração em relação à carga e, conseqüentemente, ocorrerá sobre-frequência na rede até que os sistemas de controle primários promovam o balanço entre geração e carga.

Caso 2 – curto-circuito trifásico-terra no PCC com afundamento de tensão de 90 %.

O curto-circuito provocará um excesso de carga em relação à geração e, conseqüentemente, ocorrerá sub-frequência na rede até que os sistemas de controle primários promovam o balanço entre geração e carga.

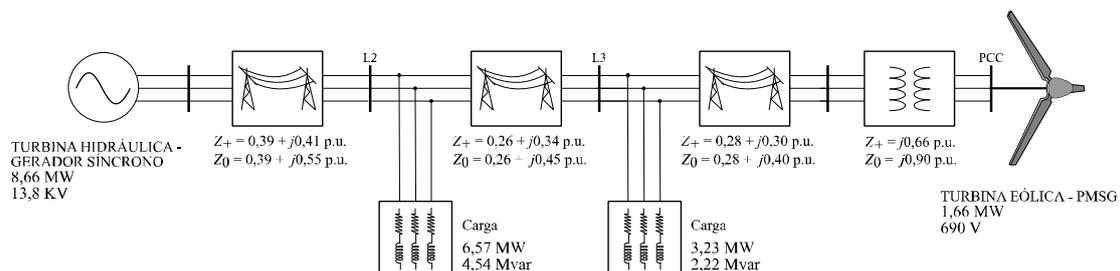


Figura 9. Sistema simulado.

Na Figura 10 é mostrada a tensão no PCC para o Caso 1. Percebe-se a ocorrência de elevação de tensão devido ao desligamento da carga em L2.

Na Figura 11 são apresentadas as potências. Observa-se que devido à diminuição da demanda de carga de 10 para 3,38 MW, o RV atua diminuindo o suprimento a partir da hidráulica a fim de promover o balanço entre geração e carga. O suprimento da eólica, após um transitório, volta ao valor inicial, indicando não haver suporte ao controle primário na estratégia de controle convencional.

Na Figura 12 pode ser visualizado que durante o transitório ocorre sobre-frequência na rede, mas que há a tendência de esta voltar ao valor inicial devido à atuação do RV.

Na Figura 13 pode ser visualizado o desempenho do RV, em que se destaca a diminuição do *Gate* a fim de reduzir a produção.

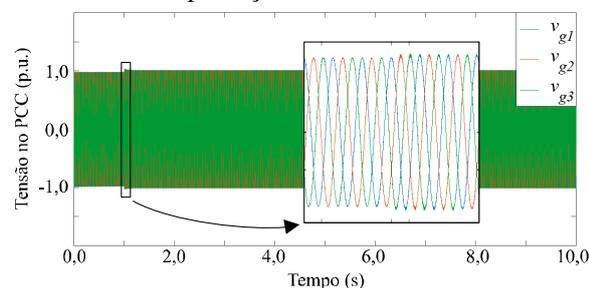


Figura 10. Tensão no PCC para o Caso 1.

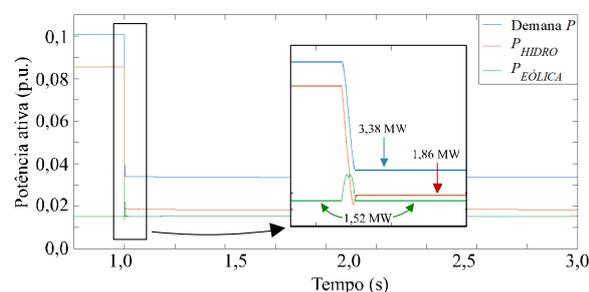


Figura 11. Potências do sistema para o Caso 1.

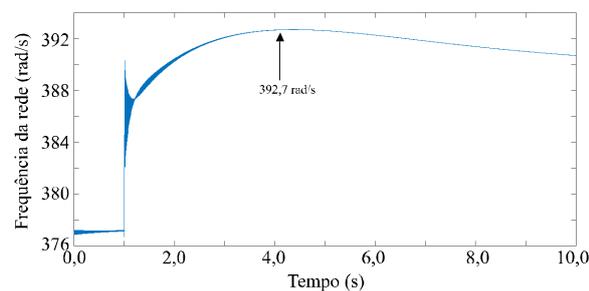


Figura 12. Frequência da rede estimada pelo PLL para o Caso 1.

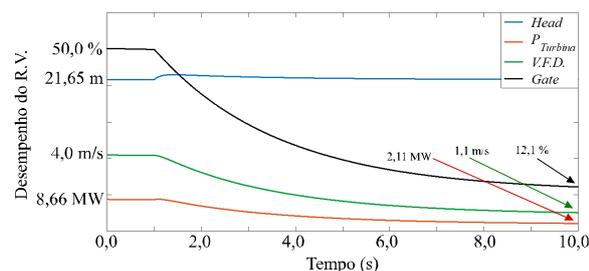


Figura 13. Atuação do regulador de velocidade para o Caso 1.

Na Figura 14 observa-se que a tensão no PCC cai a 10 % do valor normal devido ao curto.

Na Figura 15 observa-se que há um grande aumento na demanda, de 10 para 40 MW. Além disso, é possível observar que, devido à atuação do *Braking Chopper* a eólica tem a sua produção reduzida a fim de proteger o conversor do lado da rede. Isto resulta no fato de a hidráulica ter a função de atender ao aumento brusco da demanda e ainda atender à diminuição do fornecimento a partir da eólica. Isto também corrobora com a conclusão de que a eólica não está apta a participar do controle primário da rede.

Na Figura 16 pode-se observar uma grande queda na frequência da rede, e que a atuação do RV não seria suficiente para corrigir o problema, o que ocorre graças à extinção da falta.

Na Figura 17 observa-se que o RV aumenta o *Gate* para tentar atenuar o déficit de geração.

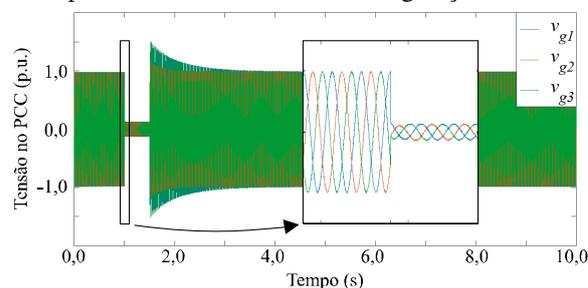


Figura 14. Tensão no PCC para o Caso 2.

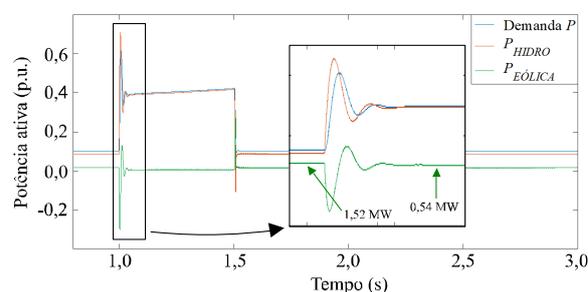


Figura 15. Potências do sistema para o Caso 2.

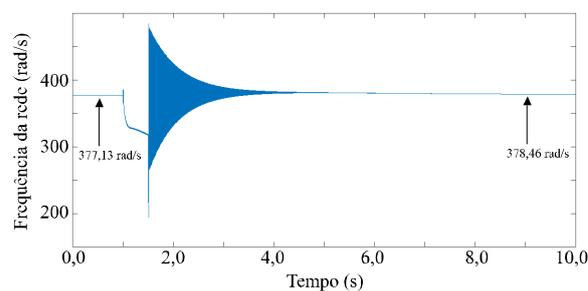


Figura 16. Frequência da rede estimada pelo PLL para o Caso 2.

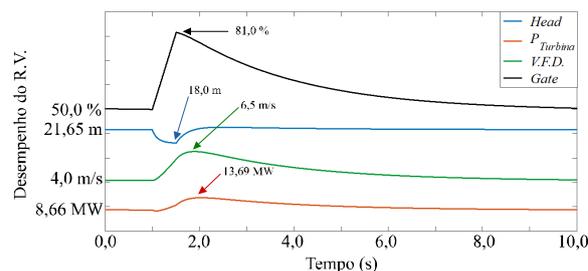


Figura 17. Atuação do regulador de velocidade para o Caso 2.

5 Conclusão

A partir dos resultados obtidos, conclui-se que os sistemas de conversão de energia eólica baseados no PMSG com conversor pleno, em que a conexão à rede é feita através da estratégia convencional, controle do lado da rede em conjunto com o *braking chopper*, não estão aptos a participar do controle primário da rede elétrica. Ao contrário, em função do limite de corrente do conversor do lado da rede, durante afundamentos de tensão no PCC estas eólicas contribuem para o desbalanço entre geração e carga. Além disto, deve ser enfatizado que o controle primário deve ser atendido pelas eólicas à medida que sua participação na geração aumenta. Por fim, percebe-se que em redes fracas, em que não há o compartilhamento da função de controle primário por mais de uma unidade de geração, curtos-circuitos trifásicos severos levarão o sistema à perda de estabilidade.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Departamento de Engenharia Elétrica da UFRN e ao Departamento de Sistemas de Computação, em especial ao LASID, da UFPB, pela oportunidade de realização deste trabalho.

Apêndice

Os dados da unidade de geração hidráulica utilizados nas simulações estão na Tabela I. Os dados estão em p.u. de 100 MVA, 377 rad/s e 13,8 kV.

Tabela I. Parâmetros do sistema hidráulico.

Turbina hidráulica		Gerador síncrono	
$P_{nominal}$	8,66 MW	$V_{nominal}$	13,8 kV
$Head_{nominal}$	21,65 m	r_s	0,0 p.u.
$V.F.D_{nominal}$	4 m/s	x'_d	0,1 p.u.
$Gate_{nominal}$	50 %	P	1 par
H	3 s		
A	10 m ²		
l	25 m		

Os parâmetros do sistema regulador de velocidade da turbina hidráulica estão na Tabela II.

Tabela II. Parâmetros do regulador de velocidade.

Regulador de velocidade	
PID	$K_p = 24,0$; $K_i = 0,0025$; $K_d = 0,1$ e $T_d = 0,05$

Os dados da unidade de geração eólica utilizados nas simulações estão na Tabela III. Os dados estão em p.u. de 100 MVA, 5,54 rad/s e 690 V.

Tabela III. Parâmetros do sistema eólico.

Turbina eólica		PMSG	
$P_{nominal}$	1,66 MW	$V_{nominal}$	690 V
$v_{w-nominal}$	16 m/s	r_s	0,5 p.u.
β	0°	l_s	4,0 p.u.
λ_{otimo}	7,96	λ_{PM}	1,5 p.u.
$C_p-nominal$	0,411	P	68 pares

Os parâmetros dos sistemas de controle do PMSG estão na Tabela IV.

Tabela IV. Parâmetros dos controles do PMSG.

Controle do lado da máquina	
PI de velocidade	$K_p = 4,8$ e $K_i = 19,2$
PI de corrente	$K_p = 20,0$ e $K_i = 2,5$
Controle do lado da rede	
PI de V_{cc}	$K_p = 1,74$ e $K_i = 0,004$
PI de V_g	$K_p = 0,015$ e $K_i = 0,01$
PI de corrente	$K_p = 25,0$ e $K_i = 0,01$
PI do PLL	$K_p = 3000,0$ e $K_i = 200,0$

Referências Bibliográficas

- Abad, G. (2011). Doubly fed induction machine modeling and control for wind energy generation applications. In: *IEEE Press Series on Power Engineering*, Wiley-Blackwell Pub., Oxford.
- Barros, C. M. V.; Mota, W. S.; Barros, P. R. e Barros, L. S. (2015). MPPT de Sistemas de Conversão de Energia Eólica Baseados em PMSG Usando Controle Preditivo. *Eletrônica de Potência*, vol. 20, no. 4, pp. 364 – 372, Set/Nov.
- Barros, L. S. and Barros, C. M. V. (2017). An internal model control for enhanced grid-connection of direct-driven PMSG-based wind generators. *Electric Power Systems Research*, vol. 151, pp. 440 – 450, October.
- Barros, L. S. e Barros, C. M. V. (2017). Modificação no Controle do Lado da Rede de Geradores Eólicos Baseados em PMSG para Ampliar a Suportabilidade a Afundamentos de Tensão. *Eletrônica de Potência*, vol. 22, no. 2, pp. 167 – 178, Abr/Jun.
- Chinchilla, M; Arnaltes, S. and Burgos, J. C. (2006). Control of Permanent Magnet Generators Applied to Variable-Speed Wind-Energy Systems Connected to the Grid. *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 21, no. 1, pp. 130-135.
- Grenier, D. and Louis, J. P. (1995). Modeling for Control of Non-Sinewave Permanent-Magnet Synchronous Drives by Extending Park's Transformation. *Elsevier – Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 38, pp. 445 – 452.
- Haque, M. E.; Muttaqi, K. M. and Negnevitsky (2008). Control of a Stand Alone Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator. In *Proceedings of IEEE PES General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1 – 9.
- Heier, S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems – 2nd Edition*. University of Kassel, Germany.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. Book, Mc.Graw Hill.
- Mendes, V. F.; Matos, F. F.; Liu, S.Y.; Cupertino, A. F.; Pereira, H. A. and De Sousa, C. V. (2016). Low-voltage ride-through capability solutions for PMSG. *Energies*, vol. 59, no. 9, pp. 1 – 19, January.