

# MODIFICAÇÃO NO CONTROLE DO LADO DA REDE DE GERADORES EÓLICOS BASEADOS EM PMSG PARA AMPLIAR A SUPORTABILIDADE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Luciano S. Barros<sup>1</sup>, Camila Mara V. Barros<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil

<sup>2</sup>Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa – PB, Brasil  
e-mails: lsalesbarros@dee.ufrn.br, camila.barros@ci.ufpb.br

**Resumo** — Devido à crescente participação da energia eólica nas redes elétricas, códigos de rede de muitos países requerem que sistemas de conversão de energia eólica permaneçam conectados durante afundamentos de tensão, entregando potência e participando do controle dos níveis de tensão da rede. Para turbinas eólicas baseadas no gerador síncrono de ímã permanente, a estratégia mais utilizada para satisfazer esse procedimento é o controle das potências ativa e reativa entregues à rede em conjunto com o *braking chopper*, em que o controle de potência é do tipo proporcional-integral. Neste trabalho, propõe-se a utilização desta estratégia com uma modificação na malha de controle da potência ativa, visando a ampliação da suportabilidade a afundamentos de tensão. Testes da modificação proposta são realizados a partir da modelagem e simulação no Matlab/Simulink de um sistema de conversão de energia eólica conectado a um alimentador de distribuição.

**Palavras-chave** – Afundamentos de Tensão, Controle PI Modificado, Energia Eólica, Gerador Síncrono de Ímã Permanente.

## PMSG-BASED WIND TURBINE GRID-SIDE CONTROL MODIFICATION TO IMPROVE THE LOW-VOLTAGE RIDE-THROUGH CAPABILITY

**Abstract** — Due to the increasing wind power grid penetration, grid codes of many countries require wind energy conversion systems to continue grid-connected during voltage sags, delivering power and aiming the control of system voltages. For permanent magnet synchronous generator-based wind turbines, conventional strategy to do low-voltage ride-through is the active and reactive power control in connection to the braking chopper, where the power control is of the proportional-integral type. In this work, an active power control loop modification is proposed from the conventional strategy in order to improve the low-voltage ride-through capability. Tests of the proposed modification are carried out through Matlab/Simulink modeling and simulation of a wind energy conversion system connected to a distribution feeder.

**Keywords** – Low-Voltage Ride-Through, Modified PI Control, Permanent Magnet Synchronous Generator, Wind Energy.

## I. INTRODUÇÃO

Durante os últimos anos, a capacidade mundial instalada de geração eólica mais do que triplicou, de aproximadamente 158 GW em 2009 para mais de 500 GW ao final de 2016 [1]. Tal crescimento ocorreu por se tratar de uma fonte de energia com grande potencial para geração de eletricidade e com baixo custo. Além disso, tem baixo impacto ambiental e é um tipo de fonte renovável segura se comparada aos combustíveis fósseis e à geração nuclear [2].

Devido à crescente participação da energia eólica nas redes elétricas, diversos países atualizaram seus códigos de rede, voltando especial cuidado a um importante procedimento, que é a operação durante afundamentos de tensão (LVRT, do inglês *Low-Voltage Ride-Through*), também conhecida como operação em baixa tensão. Inicialmente, quando a participação dos sistemas de conversão de energia eólica (WECS, do inglês *Wind Energy Conversion Systems*) era pequena, lhes era permitido se desconectarem da rede se após a ocorrência de distúrbios a tensão no ponto de acoplamento comum (PCC, do inglês *Point of Common Coupling*) atingisse níveis abaixo de 80% da tensão normal de operação. A reconexão só ocorria após a extinção do defeito e restabelecimento do nível de tensão. Atualmente, devido à sua grande participação, por questões de estabilidade os WECS devem permanecer conectados à rede durante a ocorrência de distúrbios, e devem participar do controle e restabelecimento dos níveis de tensão [3]. Em alguns países, a operação deve ser mantida ainda que a tensão remanescente no PCC permaneça em zero por um período de até 625ms, como é o caso dos Estados Unidos [4]. Assim, estratégias para viabilizar a LVRT devem ser adotadas a fim de aumentar a suportabilidade dos WECS a afundamentos de tensão e ao mesmo tempo capacitá-los a fornecer potência reativa durante os afundamentos.

Atualmente, existem algumas estratégias de LVRT, que se diferem entre si principalmente em função do tipo de conversores utilizados nos WECS. Os conversores podem ser de dois tipos: de potência parcial e de potência plena. A topologia com conversores de potência parcial utiliza o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês *Doubly Fed Induction Generator*), Figura 1(a). A sua principal vantagem é o baixo custo dos conversores, que processam até 30 % da potência total extraída do vento. No entanto, este limite na potência impõe uma estreita faixa de

Artigo submetido em 08/08/2016. Primeira revisão em 12/10/2016. Aceito para publicação em 14/12/2016, por recomendação do Editor Marcelo Cabral Cavalcanti.

velocidades de operação ao conjunto turbina-gerador (0,77 p.u. – 1,428 p.u. da frequência da rede), o que se constitui na principal desvantagem da topologia. A topologia com conversores de potência plena, Figura 1(b), pode utilizar o gerador de indução com rotor em gaiola (SCIG, do inglês *Squirrel Cage Induction Generator*), o gerador de indução com rotor bobinado (WRIG, do inglês *Wound Rotor Induction Generator*), o gerador síncrono (SG, do inglês *Synchronous Generator*) ou o gerador síncrono de ímã permanente (PMSG, do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*) [5]. A principal vantagem do uso de conversores de potência plena é que estes possibilitam a operação do conjunto turbina-gerador em uma faixa ampla de velocidades (limitada apenas pelas velocidades de *cut-in* e *cut-off* da turbina), propiciando um melhor rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*). Esta característica tem propiciado um grande crescimento do uso desta topologia.

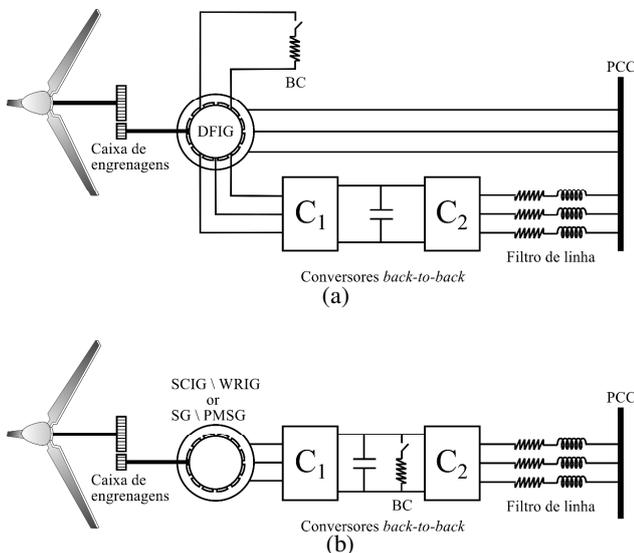


Fig. 1. Topologia de WECS: (a) Conversores de potência parcial; (b) Conversores de potência plena.

Os conversores de potência plena vêm sendo utilizados principalmente com o PMSG, uma vez que este último é o gerador que reúne mais vantagens: se de polos múltiplos pode ser conectado à turbina sem caixa de engrenagens uma vez que opera em baixa velocidade; não necessita de excitação externa de corrente; tem peso reduzido; apresenta baixos requisitos de manutenção; tem baixo custo e baixas perdas elétricas [6]. O esquema de conversores mais comum é o *back-to-back*, que é constituído por dois inversores do tipo fonte de tensão (VSI, do inglês *Voltage Source Inverter*) ligados por um elo capacitivo (elo CC). Convencionalmente, as estratégias de LVRT são realizadas através do controle do conversor do lado da rede,  $C_2$ , que é do tipo proporcional-integral (PI) [7] – [9].

Uma vez que o afundamento de tensão no PCC provoca a diminuição da potência ativa entregue à rede, o controle do lado da rede atuará para aumentar as correntes entregues, a fim de restabelecer a entrega de toda a potência extraída do vento. No entanto, altas correntes durante afundamentos podem danificar o conversor, se seu limite for excedido. Então, deve-

se limitar a corrente entregue à rede durante a operação em baixa tensão, o que acarreta em um excesso de potência oriundo do vento sobre o elo CC [10]. Portanto, estratégias devem ser adotadas para processar esse excesso. Estas estratégias podem ser de dois tipos:

1. As baseadas no uso de dispositivos externos para dissipar ou armazenar o excesso de energia. Estes dispositivos são instalados no elo CC. O *braking chopper* (BC) é usado para dissipar, ou baterias são usadas para armazenar o excesso. O uso de baterias tem sido rechaçado por fabricantes, por aumentar consideravelmente o custo dos WECS.

2. A baseada na permuta das funções de controle dos conversores, em que através do conversor do lado da máquina,  $C_1$ , passa a ser feito o LVRT, e através de  $C_2$  passa a ser feito o MPPT. Tem sido reportado que esta estratégia resulta em acúmulo do excesso de energia, na forma de energia cinética, pelo conjunto turbina-gerador. O excesso pode ser desperdiçado por ação do controle de *pitch*, no entanto, este controle responde com atraso a afundamentos de tensão [11].

Devido à sua simplicidade e baixo custo, a solução mais utilizada é o controle da potência ativa através do conversor do lado da rede em conjunto com o BC [12]. O BC consiste de um resistor de alta potência,  $R_{BC}$ , ligado ao elo CC através de um IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), Figura 1(b). Em [13], o sinal de disparo do IGBT é feito quando a diferença entre a potência ativa oriunda de  $C_1$  e a potência ativa entregue à rede ultrapassa um valor especificado. Em [14], o disparo é feito em função do valor da tensão no elo CC, quando este ultrapassa um limite especificado.

Neste trabalho, propõe-se o uso desta estratégia de LVRT com uma modificação na malha de controle de potência ativa afim de ampliar a capacidade de LVRT. Além disto, o sinal de disparo do IGBT do BC é baseado nas correntes entregues à rede pelo conversor  $C_2$ . A análise de desempenho da modificação proposta é realizada através de modelagem e simulação de afundamentos de tensão, no Matlab/Simulink, de um sistema de conversão de energia eólica ligado a um alimentador de distribuição de 13,8 kV.

Este artigo está organizado conforme a seguinte estrutura: na Seção II é apresentado o modelo da parte mecânica do WECS, que consiste da turbina eólica. Na Seção III é apresentado o modelo da parte elétrica do WECS, que consiste do gerador elétrico do tipo PMSG sem caixa de engrenagens. Na Seção IV são apresentados os sistemas de controle do WECS. Na Seção V é apresentada a modificação proposta para o controle do lado da rede, visando a ampliação da capacidade de LVRT de turbinas eólicas baseadas no PMSG. Na Seção VI são apresentados os resultados de simulação e a sua análise. Ao final, são apresentadas as conclusões.

## II. MODELO MECÂNICO DE WECS

O modelo mecânico de turbinas eólicas inclui duas partes principais: a aerodinâmica da turbina e a torção do eixo. Neste trabalho, o modelo aerodinâmico inclui as curvas  $c_p \times \lambda$ , o efeito da sombra da torre e o controle do ângulo de *pitch*. 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. Modelo Aerodinâmico

O torque mecânico,  $T_m$ , da turbina eólica, é dado por:

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{c_p(\beta, \lambda)}{\lambda} v_w^2 \quad (1)$$

onde:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_w} \quad (2)$$

em que:

- $\rho$  - densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ );
- $R$  - comprimento da pá (m);
- $c_p$  - coeficiente de potência da turbina;
- $\lambda$  - razão de velocidade na ponta da pá;
- $\beta$  - ângulo de *pitch* ( $^\circ$ );
- $v_w$  - velocidade do vento (m/s);
- $\omega_t$  - velocidade da turbina (rad/s).

O modelo utilizado para a aerodinâmica de turbinas eólicas foi apresentado em [15] e baseia-se no coeficiente de potência dado por:

$$c_p(\lambda, \beta) = 0,5 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} \quad (3)$$

onde:

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4)$$

As curvas  $c_p(\lambda, \beta)$  são apresentadas na Figura 2.

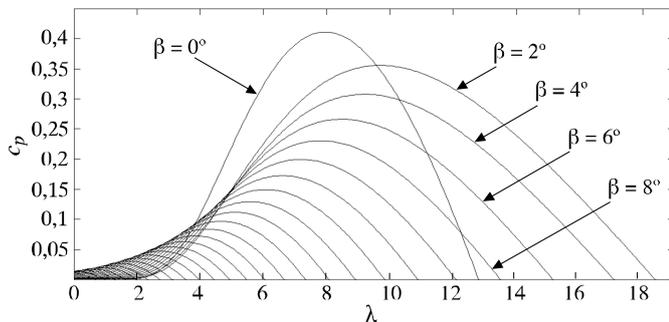


Fig. 2. Curvas  $c_p \times \lambda$  para diferentes valores de  $\beta$ .

O sombreamento da torre foi considerado por [15]. Este fenômeno causa perda de rendimento a cada vez que uma das pás passa pela região encerrada pelo ângulo  $\delta$ , de acordo com a Figura 3(a). Este fenômeno pode ser modelado por:

$$T_{ts} = K_{ts} \left( \frac{1}{2} \cos(FPOS(\theta_t)) - \frac{1}{2} \right) T_m \quad (5)$$

onde:

- $T_{ts}$  - torque devido ao sombreamento da torre (N.m);
- $K_{ts}$  - fator de perdas devido ao sombreamento;
- $FPOS(\theta_t)$  - função que assume os valores mostrados na Figura 3(b), conforme a posição  $\theta_t$  do rotor da turbina eólica.

O sombreamento da torre influencia no torque total da turbina,  $T_t$ , resultando em

$$T_t = T_m - T_{ts} \quad (6)$$

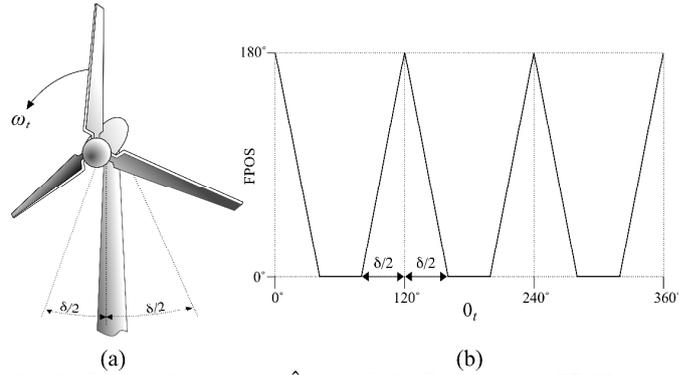


Fig. 3. Sombra da torre: (a) Ângulo  $\delta$ ; (b) Definição de  $FPOS$ .

Um controle aerodinâmico do tipo *pitch control* é usado para limitar a potência mecânica, quando esta está acima da nominal devido a altas velocidades do vento. A malha de controle é mostrada na Figura 4, a qual foi apresentada em [16]. O bloco com a constante de tempo,  $T_{servo}$ , representa o tempo de atraso do mecanismo de ajuste do ângulo.

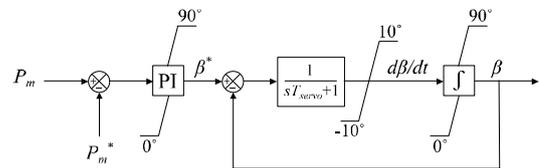


Fig. 4. Controle de *pitch*.

### B. Modelo do Eixo

Nesta seção são descritas as equações dinâmicas do movimento do eixo da turbina. Sendo  $J_t$  e  $J_m$  os momentos de inércia da turbina e da máquina, respectivamente, (7) a (9) descrevem as dinâmicas relacionadas ao movimento do eixo:

$$T_t - T_{torção} = J_t \frac{d\omega_t}{dt} + F_t \omega_t \quad (7)$$

$$T_{torção} - T_E = J_m \frac{d\omega_m}{dt} + F_m \omega_m \quad (8)$$

$$T_{torção} = K_{torção} \int (\omega_t - \omega_m) dt \quad (9)$$

onde:

- $T_{torção}$  - torque de torção (N.m);
- $K_{torção}$  - constante de torção do eixo;
- $F_t$  - coeficiente de atrito da turbina (N.m.s);
- $F_m$  - coeficiente de atrito da máquina (N.m.s);
- $T_E$  - torque eletromagnético da máquina (N.m);
- $\omega_m$  - velocidade de rotação da máquina (rad/s).

A Figura 5 ilustra a modelagem da parte mecânica do WECS, em que o modelo aerodinâmico e o modelo do eixo estão separados pelo tracejado.

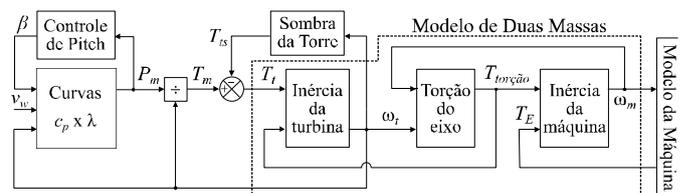


Fig. 5. Modelo mecânico do WECS.

### III. MODELO ELÉTRICO DE WECS

O estator do gerador síncrono de ímã permanente mostrado na Figura 6 é trifásico e ligado em estrela, com bobinas em  $aa'$ ,  $bb'$  e  $cc'$ , deslocadas de  $120^\circ$  entre si. Sobre o rotor existem múltiplos polos de ímãs. A frequência elétrica de rotação é  $\omega_r$ , correspondente à frequência do estator, em que

$$\omega_m = \omega_r / P \quad (10)$$

sendo  $P$  o número de pares de pólos da máquina.

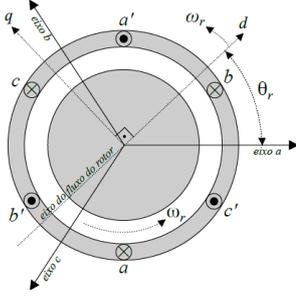


Fig. 6. Gerador síncrono de ímã permanente.

Os fluxos do estator, as tensões do estator e o torque eletromagnético da máquina são obtidos, respectivamente, por:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{sa} \\ \lambda_{sb} \\ \lambda_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \lambda_{PM} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) \\ \cos(\theta_r - 2\pi/3) \\ \cos(\theta_r - 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sa} \\ \lambda_{sb} \\ \lambda_{sc} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$T_E = -P \lambda_{PM} \begin{bmatrix} i_{sa} & i_{sb} & i_{sc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) \\ \cos(\theta_r - 2\pi/3) \\ \cos(\theta_r - 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (13)$$

onde:

- $L_s$  - indutância própria das bobinas do estator (H);
- $M_s$  - indutância mútua entre bobinas do estator (H);
- $R_s$  - resistência das bobinas do estator ( $\Omega$ );
- $\lambda_{s, abc}$  - fluxos em  $abc$  do estator (Wb);
- $v_{s, abc}$  - tensões em  $abc$  do estator (V);
- $i_{s, abc}$  - correntes em  $abc$  do estator (A);
- $\lambda_{PM}$  - fluxo magnético do ímã permanente (Wb);
- $\theta_r$  - ângulo elétrico do rotor (rad).

Substituindo (11) em (12) resulta em

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = [R_s]_{(3 \times 3)} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + [L_{ss}]_{(3 \times 3)} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (14)$$

em que  $e_{abc}$  são as forças-eletromotrizes em  $abc$ , dadas por

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = -\lambda_{PM} \omega_r \begin{bmatrix} \sin(\theta_r) \\ \sin(\theta_r - 2\pi/3) \\ \sin(\theta_r - 4\pi/3) \end{bmatrix}. \quad (15)$$

A máquina é representada pelo circuito da Figura 7 [16].

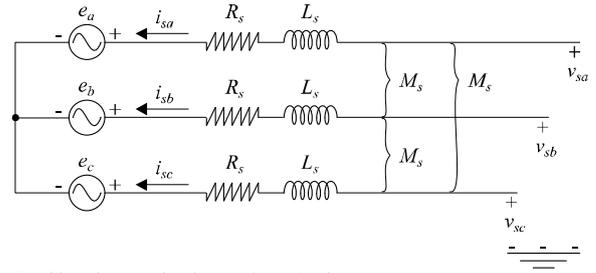


Fig. 7. Circuito equivalente da máquina.

### IV. SISTEMAS DE CONTROLE

Em WECS com PMSG ligados à rede através do esquema *back-to-back*, convencionalmente, através de  $C_1$  é feito o MPPT, enquanto através de  $C_2$  é feito o controle das potências ativa e reativa entregues à rede. Nesta seção, as modelagens dos conversores e seus sistemas de controle são apresentados.

#### A. Controle do Lado do Gerador

Existem vários métodos para realizar o MPPT [12]. Neste trabalho, o MPPT é realizado por meio do controle de  $\omega_t$  a fim de obter a operação com aproveitamento ótimo, ou seja, com  $\lambda = \lambda_{\text{ótimo}}$ . O controle de  $\omega_r$  possibilita o controle de  $\omega_t$ , uma vez que estas duas velocidades estão nas duas extremidades do eixo de transmissão. Para velocidades do vento acima da nominal, o controle de *pitch* é responsável pela limitação da potência extraída do vento e o MPPT é desabilitado. Assim, a potência extraída deve rastrear a curva destacada na Figura 8.

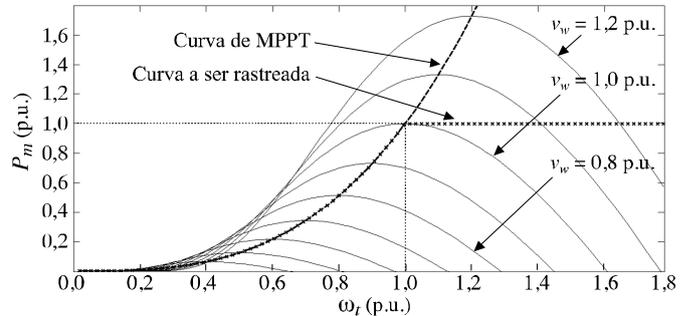


Fig. 8. Extração de potência da turbina eólica.

O modelo do PMSG após a transformação de Park, cuja matriz de transformação é invariante em potência e o referencial adotado é o rotórico, é dado por:

$$v_{sd} = r_s i_{sd} + l_s \frac{d}{dt} i_{sd} - \omega_r l_s i_{sq} \quad (16)$$

$$v_{sq} = r_s i_{sq} + l_s \frac{d}{dt} i_{sq} + \omega_r l_s i_{sd} + \sqrt{\frac{3}{2}} \omega_r \lambda_{PM} \quad (17)$$

$$T_E = \sqrt{\frac{3}{2}} P \lambda_{PM} i_{sq} \quad (18)$$

em que:

- $i_{s, dq}$  - correntes em  $dq$  do estator (A);
- $v_{s, dq}$  - tensões em  $dq$  do estator (V);
- $l_s$  - indutância cíclica do estator (H), dada por

$$l_s = L_s - M_s \quad (19)$$

$$r_s = R_s. \quad (20)$$

Para controlar  $\omega_r$ , recorre-se ao controle vetorial das correntes. O controle de  $i_{sq}$  propicia o controle de  $T_E$  e, portanto, de  $\omega_r$ . O controle de  $i_{sd}$  é feito com referência nula. Ambos são baseados em controladores PI. A partir de (16) a (18) é possível conceber o diagrama deste controle, que é apresentado na Figura 9. Em que  $T_s(\theta_r)$  é a matriz de transformação do referencial  $Odq$  para o referencial  $abc$ .

### B. Controle do Lado da Rede

Se o BC está ligado, o conversor  $C_2$  deve entregar à rede a potência ativa oriunda de  $C_1$  menos a dissipada, e também a potência reativa demandada pelo operador do sistema de distribuição (DSO, do inglês *Distribution System Operator*).

A conexão à rede consiste de um filtro RL trifásico, Figura 9. O modelo deste filtro de linha em  $Odq$ , no referencial tensão da rede,  $\theta_g$ , é descrito por:

$$v_{fd} = r_f i_{fd} + l_f \frac{d}{dt} i_{fd} - \omega_g l_f i_{fq} + V_g \quad (21)$$

$$v_{fq} = r_f i_{fq} + l_f \frac{d}{dt} i_{fq} + \omega_g l_f i_{fd} \quad (22)$$

em que:

- $r_f$  - resistência do filtro ( $\Omega$ );
- $l_f$  - indutância do filtro (H);
- $v_{f,dq}$  - tensões em  $dq$  na saída de  $C_2$  (V);
- $i_{f,dq}$  - correntes em  $dq$  no filtro (A);
- $\omega_g$  - frequência da rede (rad/s);
- $V_g$  - módulo do vetor tensão no PCC (V).

Neste referencial, as potências ativa,  $P_g$ , e reativa,  $Q_g$ , entregues no PCC, são dadas por:

$$P_g = v_{gd} i_{fd} \quad (23)$$

$$Q_g = -v_{gd} i_{fq} \quad (24)$$

em que  $v_{g,dq}$  são as tensões em  $dq$  no PCC.

Assim, as potências ativa e reativa podem ser controladas, respectivamente, através das componentes de eixo direto,  $i_{fd}$ , e eixo em quadratura,  $i_{fq}$ , da corrente entregue à rede. A tensão do elo CC,  $V_{cc}$ , pode ser dada por:

$$C \frac{dV_{cc}}{dt} = \frac{P_s - P_f}{V_{cc}} - \frac{V_{cc}}{R_{BC}} \quad (25)$$

em que:

- $C$  - capacitância do capacitor do elo CC (F);
- $P_s$  - potência oriunda de  $C_1$  (W);
- $P_f$  - potência na saída de  $C_2$  (W).

O esquema de controle do conversor do lado da rede contém dois subsistemas independentes, Figura 9. Para a potência ativa, duas malhas em cascata, em que a malha mais externa controla  $V_{cc}$ , enquanto a mais interna controla  $i_{fd}$ . Para a potência reativa, duas malhas em cascata, em que a malha mais externa controla  $V_g$ , enquanto a mais interna controla  $i_{fq}$ .

A referência  $V_{cc}^*$  é o valor em regime de  $V_{cc}$ . A referência  $i_{fd}^*$  é dada pela diferença entre a corrente proveniente do conversor do lado da máquina,  $I_s$ , e o sinal de controle da malha de  $V_{cc}$ ,  $I_c^*$ . A referência  $V_g^*$  é a tensão em regime do PCC. A referência  $i_{fq}^*$  é o sinal de controle da malha de  $V_g$ .

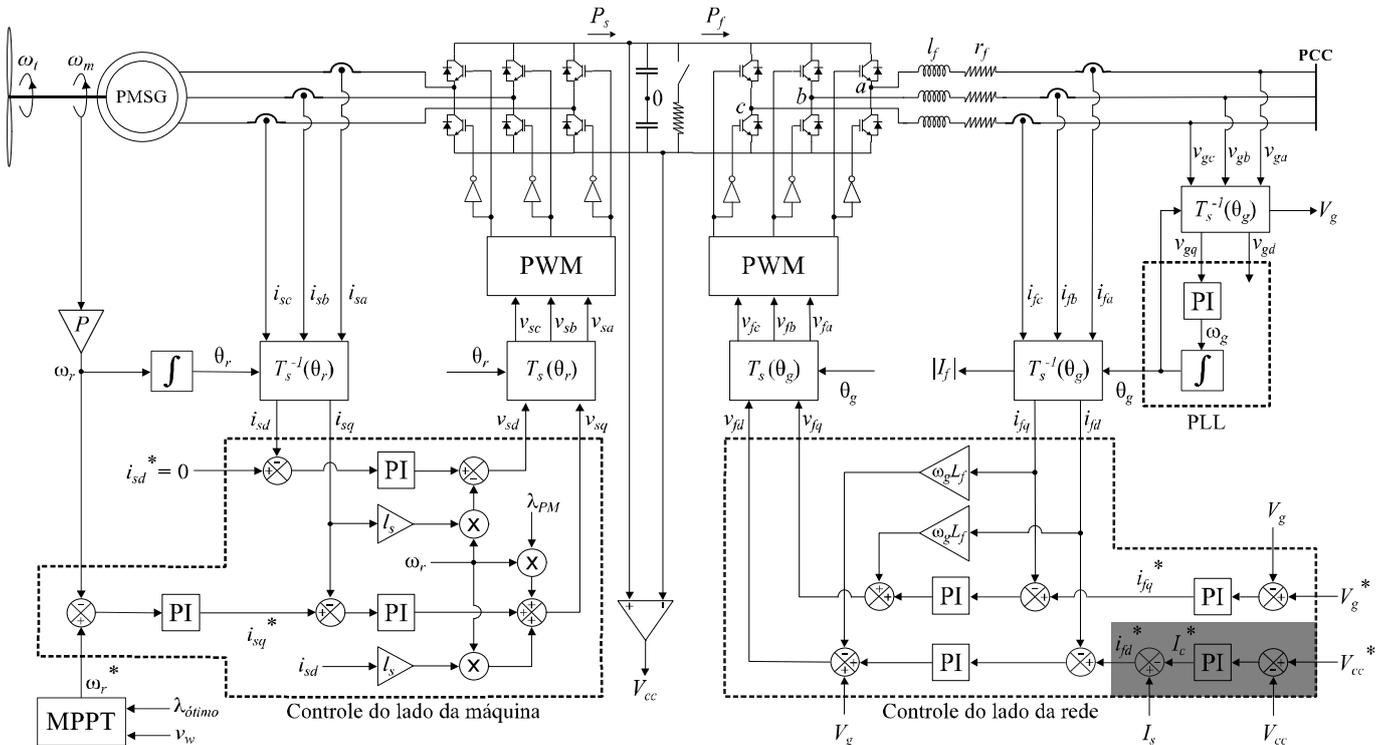


Fig. 9. Diagrama de controle do WECS.

### C. Conversores e Comando PWM

A topologia de conversores utilizada neste trabalho para  $C_1$  e  $C_2$  é apresentada no diagrama da Figura 9. Ela consiste de seis IGBTs, sendo dois em cada uma de três fases. Os IGBTs de uma mesma fase não podem conduzir simultaneamente.

O chaveamento é controlado através do comando DS-PWM (do inglês *Digital-Scalar Pulse Width Modulation*) [17]. Este comando consiste em calcular independentemente para cada fase o intervalo de tempo em que as chaves da fase conduzirão. Sendo  $\tau$  o período PWM, para cada fase  $j = a, b, c$ , a chave na posição superior conduzirá durante o intervalo  $\tau_j$  e a chave na posição inferior durante o intervalo  $\tau - \tau_j$ .

A cada período PWM, o comando impõe tensões de polo ( $v_{a0}$ ,  $v_{b0}$  e  $v_{c0}$ ) com valor médio igual à referência senoidal oriunda do controlador. Então, sendo  $\bar{v}_{j0}$  a tensão de polo média da fase  $j$ , tem-se

$$\bar{v}_{j0} = v_j^* = \left[ \tau_j \frac{V_{cc}}{2} - (\tau - \tau_j) \frac{V_{cc}}{2} \right] \frac{1}{\tau} \quad (26)$$

em que  $v_j^*$  é a tensão de referência da fase  $j$ . De (26), tem-se

$$\tau_j = \left( \frac{v_j^*}{V_{cc}} + \frac{1}{2} \right) \tau. \quad (27)$$

As tensões de polo resultantes do comando DS-PWM, para períodos PWM consecutivos, são apresentadas na Figura 10.

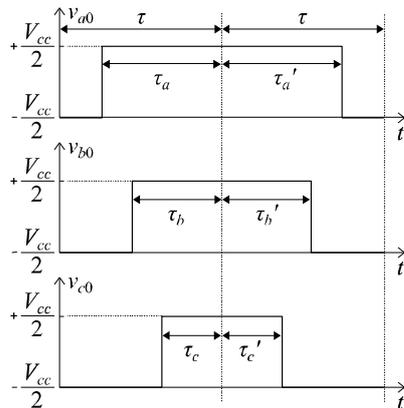


Fig. 10. Tensões de polo para o comando DS-PWM.

### V. CONTROLE PROPOSTO

A modificação proposta consiste em melhorar o cálculo do valor de referência da corrente de eixo direto entregue à rede. Além disso, o sinal de disparo do IGBT do BC é baseado no módulo do fasor corrente entregue à rede,  $|I_f|$ , Figura 9.

Para a malha de controle convencional, o cálculo de  $i_{fd}^*$ , parte hachurada, é feito a partir da diferença entre  $I_s$  e  $I_c^*$ . No entanto, este cálculo resulta na corrente desejada para ocorrer na entrada de  $C_2$ , quando de fato se quer calcular a corrente desejada para ocorrer na saída de  $C_2$ , ou seja, no filtro. Estas duas correntes são naturalmente diferentes, uma vez que as tensões na entrada ( $V_{cc}$ ) e na saída ( $V_f$ ) de  $C_2$  são diferentes. Ainda que se considere o sistema em p.u., durante um evento transitório estas tensões podem assumir valores distintos entre si, levando as correntes na entrada e na saída de  $C_2$  a serem também distintas entre si. Conseqüentemente, o controle de  $i_{fd}$

terá o seu desempenho dinâmico degradado devido ao inadequado valor calculado para  $i_{fd}^*$ .

Para contornar este inconveniente, propõe-se calcular  $i_{fd}^*$  a partir da potência. Ou seja, desde que desconsiderando as perdas ativas em  $C_2$  as potências em sua entrada e em sua saída são iguais, o cálculo da referência de corrente é feito levando em conta a potência e a tensão no PCC. Após a obtenção de  $I_c^*$  pelo controle de  $V_{cc}$ , tem-se:

$$P_c^* = V_{cc} I_c^* \quad (28)$$

$$P_g^* = P_s - P_c^* \quad (29)$$

$$i_{fd}^* = \frac{P_g^*}{V_g} \quad (30)$$

em que:

- $P_c^*$  - é a potência desejada para o capacitor;
- $P_g^*$  - é a potência a ser entregue à rede no PCC.

Resultando no diagrama da Figura 11 para o cálculo de  $i_{fd}^*$ .

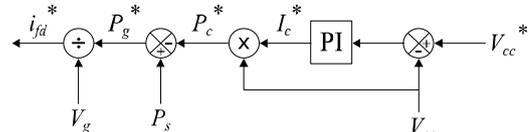


Fig. 11. Cálculo de  $i_{fd}^*$  com a modificação proposta.

Este diagrama substituirá a parte hachurada do controle do lado da rede no diagrama apresentado na Figura 9.

### VI. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A análise do desempenho da modificação proposta para a estratégia de LVRT para WECS baseados em PMSG é realizada através de simulações de afundamentos de tensão resultantes de curtos-circuitos trifásicos ou monofásicos. Além disso, o processo de entrada em operação do controle será simulado. O sistema utilizado para as simulações é apresentado no diagrama da Figura 12, em que o WECS está conectado a um alimentador de distribuição através de um transformador de 0,69/13,8 kV. Os parâmetros do WECS e dos controladores são apresentados no Apêndice.

#### A. Afundamento Simétrico

Nas Figuras 13 a 18 são apresentados os desempenhos dos controles convencional e proposto para um afundamento equilibrado, resultante da ocorrência de um curto-circuito trifásico através de impedância e com duração de 300 ms, no PCC. Na Figura 13, é possível observar que o afundamento de tensão no PCC é de 85 % para ambos os controladores, o que pode ser explicado pelos seus desempenhos similares no que diz respeito às potências ativa e reativa entregues à rede. Na Figura 14, percebe-se que durante o afundamento a potência ativa entregue chega a 500 kW para ambos os controladores. Para a potência reativa, Figura 15, ambos os controladores propiciam a entrega de 1,0 Mvar durante o afundamento, contribuindo de forma idêntica para a recuperação do nível de tensão do PCC.

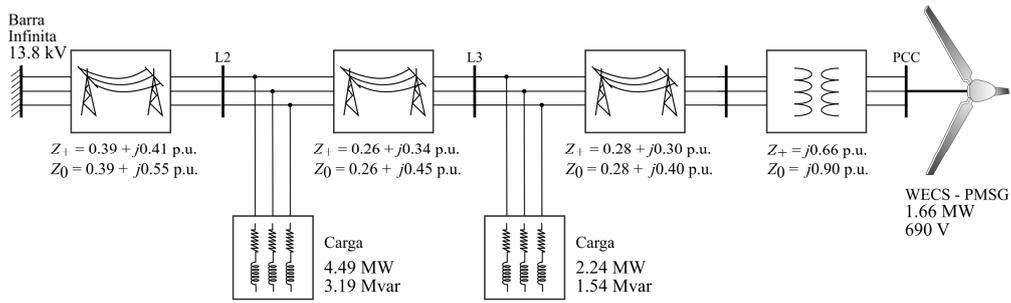


Fig. 12. Diagrama do alimentador de distribuição com WECS.

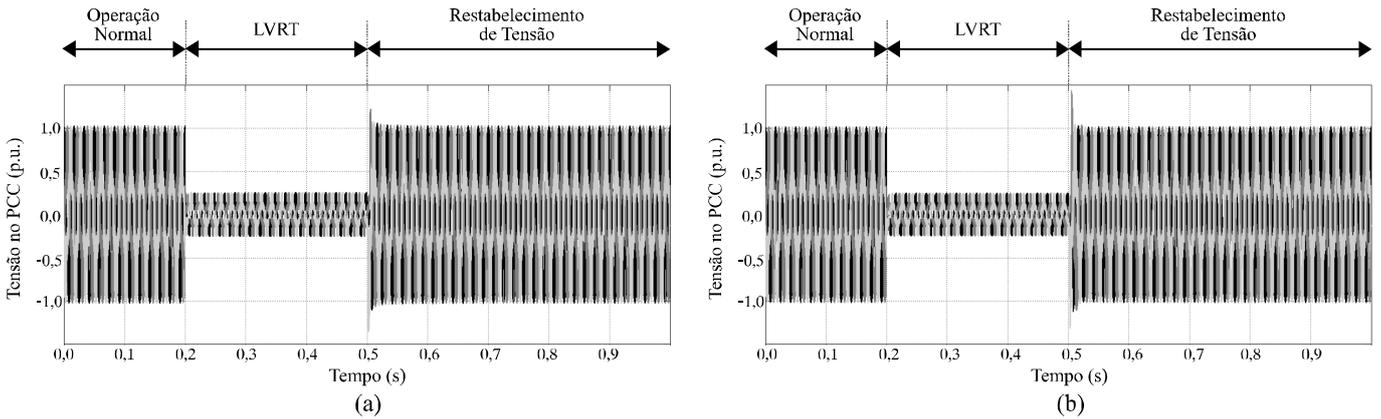


Fig. 13. Tensões no PCC: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

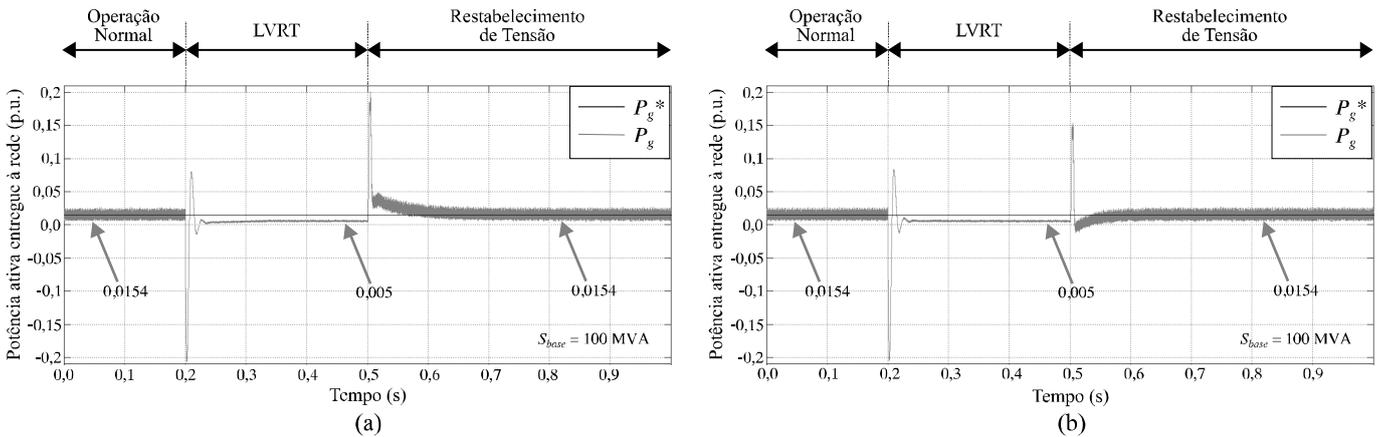


Fig. 14. Potência ativa entregue à rede: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

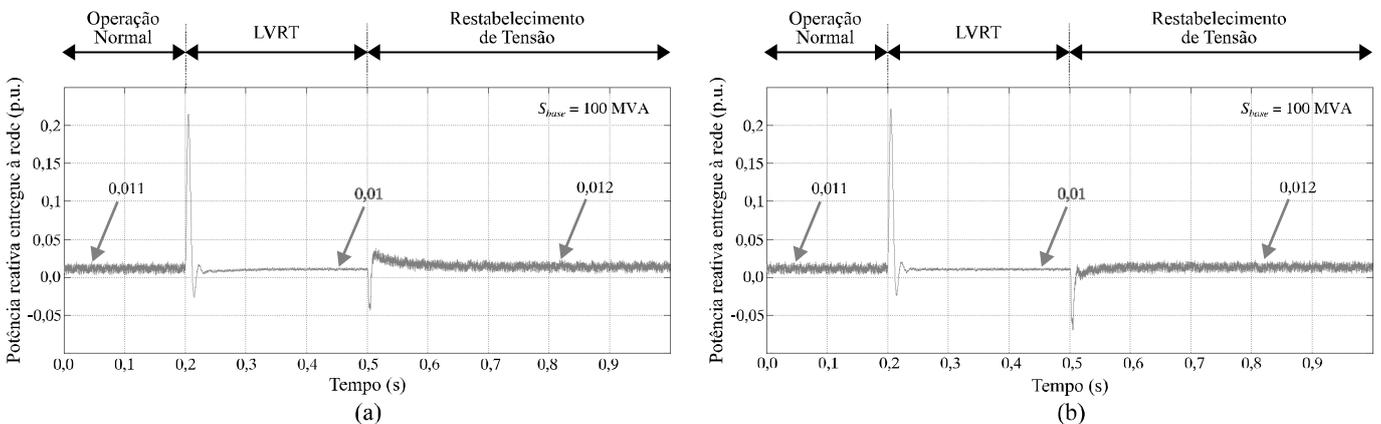


Fig. 15. Potência reativa entregue à rede: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

O valor das correntes entregues à rede que dispara o IGBT do BC foi ajustado em 4 vezes a corrente nominal, sendo esta última a corrente em regime permanente para o WECS com 100 % de carregamento. Pode ser observado na Figura 16 que para os dois controladores a corrente nominal tem valor de pico de aproximadamente 0,016 p.u., e durante o afundamento os picos são limitados a aproximadamente 0,064 p.u.. No entanto, para o controle convencional a resposta foi lenta e o limite é atingido após cerca de 8 ciclos do início da falta, enquanto para o controle proposto a corrente atinge o limite imediatamente após o início da falta. A consequência disto é que para o controle convencional, o BC é ligado tardiamente, ver Figura 17, e, portanto, o excesso de energia sobre o

capacitor é maior, resultando em um aumento de 1,8 % da tensão do elo CC, Figura 18. Para o controle proposto, a rápida ligação do BC resulta em uma queda de aproximadamente 0,8 % da tensão do elo CC. Este desempenho da modificação proposta indica que esta pode propiciar a manutenção do WECS em operação durante afundamentos mais severos e de maior duração, uma vez que o capacitor sofrerá menor *stress*, tanto do ponto de vista elétrico quanto térmico. Para  $V_{cc}$ , é possível observar também que o controle proposto propicia um erro em regime permanente menor, abaixo de 0,4 %, contra pouco mais do que 1,5 % do controle convencional.

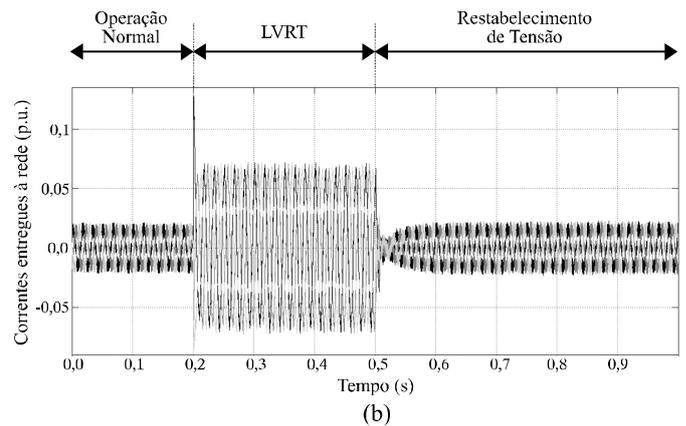
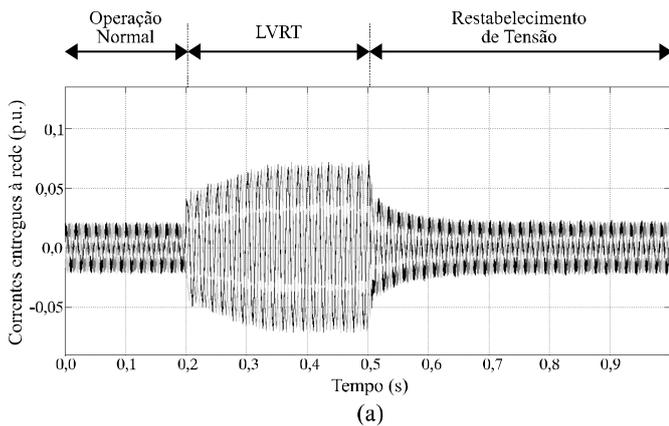


Fig. 16. Correntes entregues à rede: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

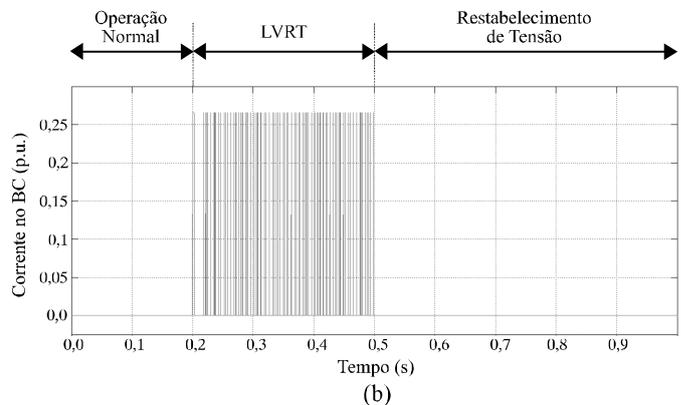
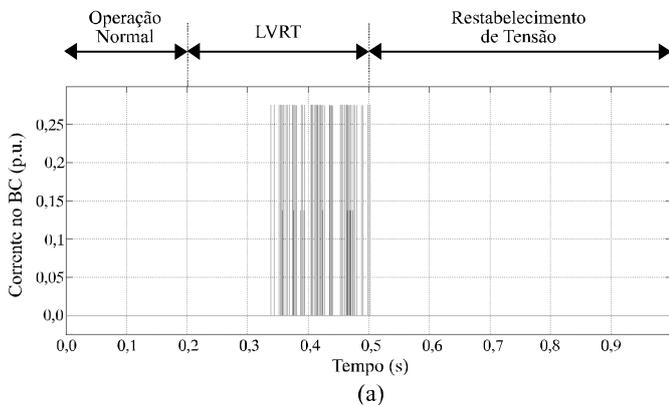


Fig. 17. Corrente no BC: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

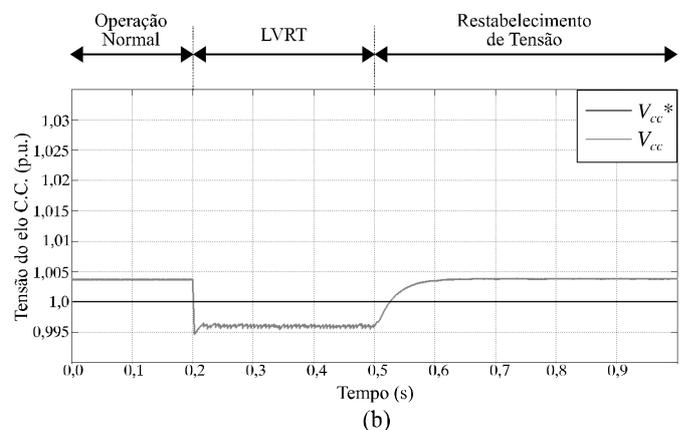
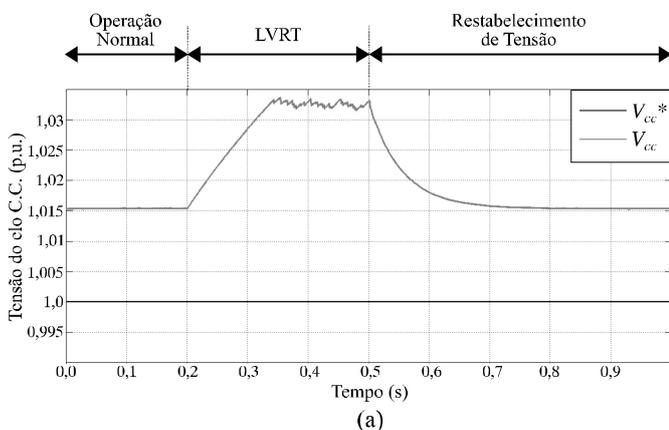


Fig. 18. Tensão no elo CC: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

### B. Afundamento Assimétrico

Nas Figuras 19 a 23 são apresentados os desempenhos dos dois controladores para um afundamento desequilibrado, resultante da ocorrência de um curto-circuito monofásico através de impedância e com duração de 300 ms, no PCC.

Os desempenhos dos dois controladores são próximos, uma vez que não há o acionamento do BC. Os afundamentos de tensão são idênticos, Figura 19, desde que são idênticas as potências ativa e reativa entregues à rede, Figuras 20 e 21, respectivamente. As correntes entregues à rede são próximas, e ambas atingem aproximadamente 0,05 p.u. de amplitude

para a fase em curto durante o afundamento, sendo que para o controle proposto esse valor de amplitude é atingido mais rapidamente, Figura 22. Na Figura 23, observa-se que para a tensão do elo CC há um aumento de aproximadamente 4 % para o controle convencional, enquanto praticamente não há variação para o controle proposto. Além disso, é possível observar os mesmos erros em regime permanente da sub-seção anterior para  $V_{cc}$ . Por fim, para ambos os controladores, pode-se visualizar oscilações de 120 Hz em  $V_{cc}$ ,  $P_g$  e  $Q_g$ , resultantes do desequilíbrio.

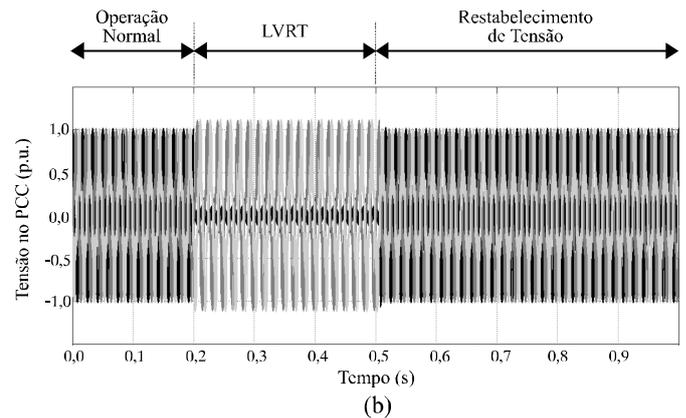
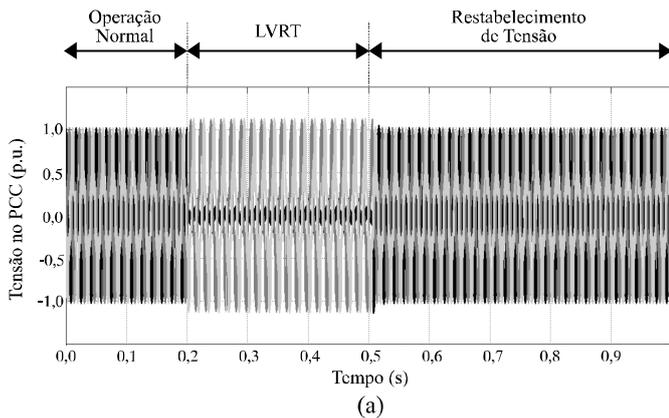


Fig. 19. Tensões no PCC: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

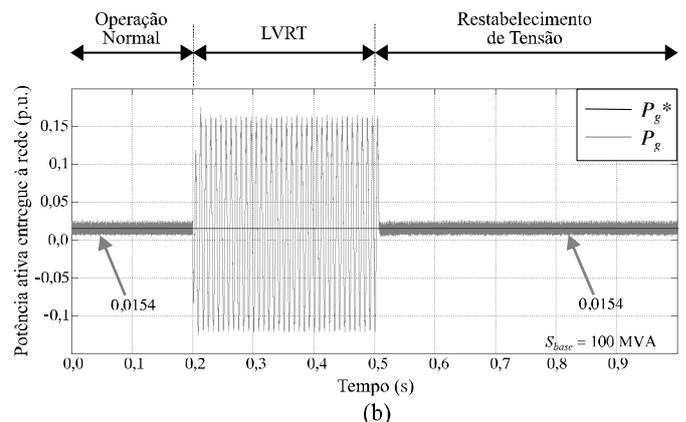
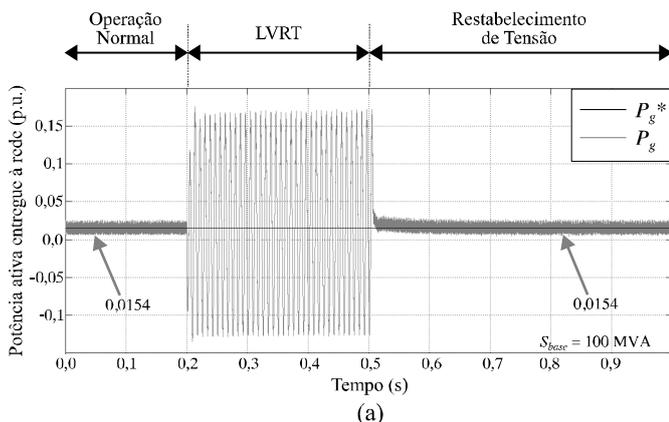


Fig. 20. Potência ativa entregue à rede: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

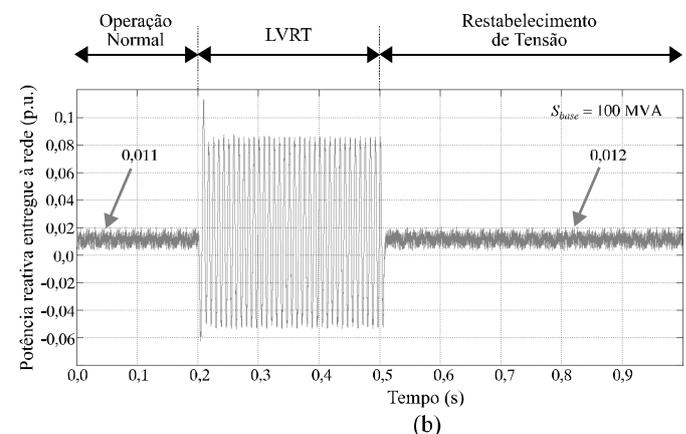
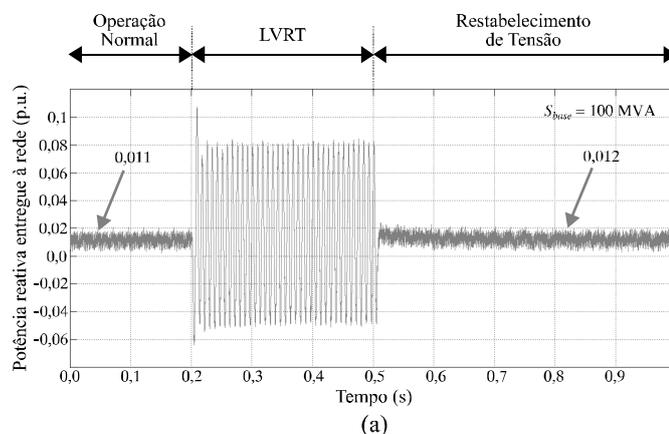


Fig. 21. Potência reativa entregue à rede: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

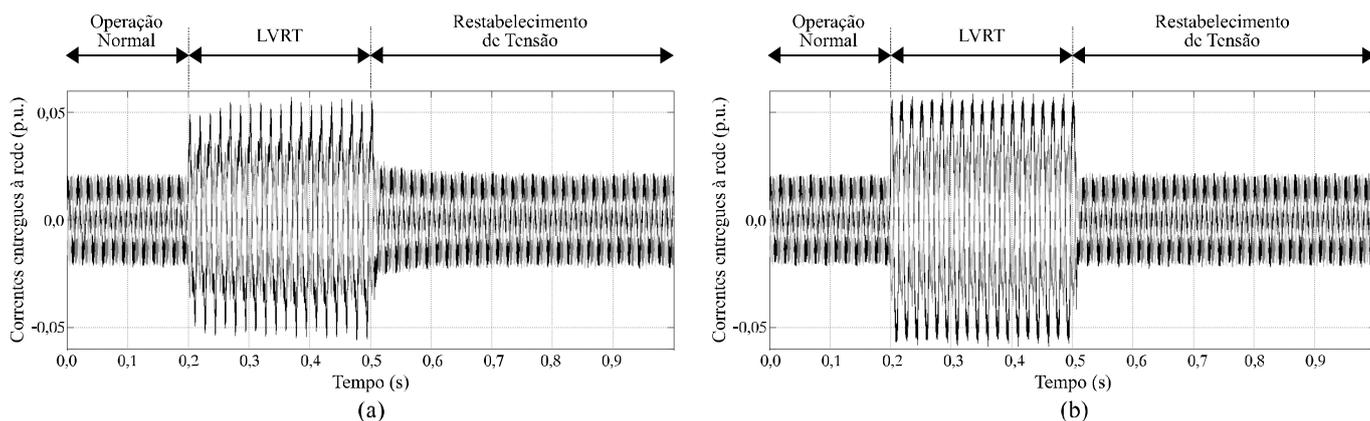


Fig. 22. Correntes entregues à rede: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

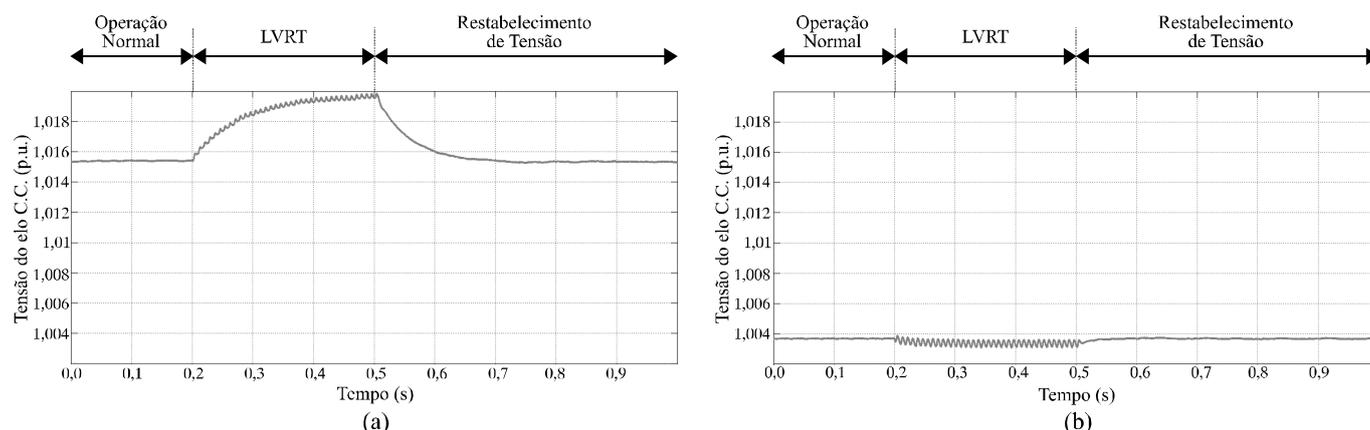


Fig. 23. Tensão no elo CC: (a) Controle convencional; (b) Controle proposto.

### C. Entrada em Operação do Controle do Lado da Rede

É importante avaliar o funcionamento do controle do lado da rede com a modificação proposta, desde a sua entrada em operação. Este processo é composto de três etapas:

1. Pré-carga do capacitor. É a etapa em que o capacitor do elo CC é carregado até  $V_{cc}$  atingir o valor de operação. A carga deve ser feita a partir de uma tensão em CC. Na Figura 24 este sistema é representado pela fonte CC com sua resistência interna e a chave  $S1$ .

2. Início do controle. É a etapa que inicia após a carga do capacitor, com a abertura de  $S1$  e início do chaveamento de  $C_2$ . Nesta etapa, iniciam os controles de  $V_{cc}$ ,  $i_{fd}$ ,  $V_g$  e  $i_{fq}$ .

3. Ligação do elo CC ao conversor  $C_1$ . Com o elo CC controlado, é realizada a sua ligação a  $C_1$ . O conjunto turbina-generador já rotacionava por ação do vento, com a ligação e o início do chaveamento de  $C_1$ , o controle do lado da máquina passa a funcionar. Na Figura 24 esta ligação é representada pelo fechamento de  $S2$ .

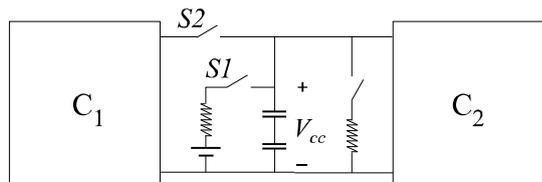


Fig. 24. Representação do sistema de acionamento do elo CC.

Nas Figuras 25 a 27 são apresentadas as curvas que descrevem os comportamentos de  $V_{cc}$ ,  $i_{fd}$  e  $i_{fq}$ .

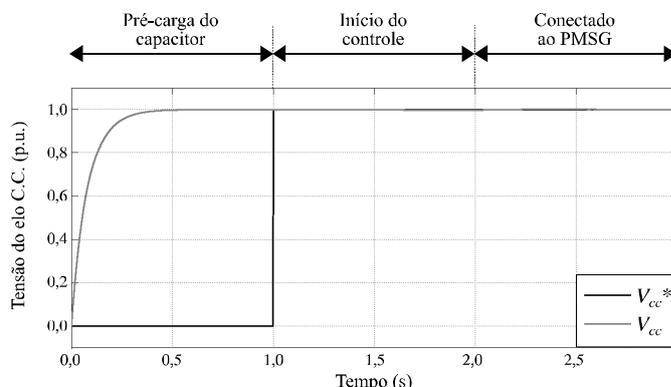


Fig. 25. Tensão do elo CC no início do controle do lado da rede.

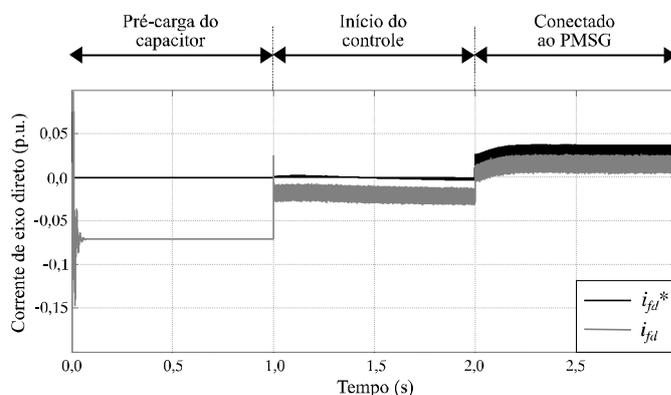


Fig. 26. Corrente  $i_{fd}$  no início do controle do lado da rede.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (DEE – UFRN) e ao Departamento de Sistemas de Computação da Universidade Federal da Paraíba (DSC – UFPB), pela oportunidade de realização deste trabalho.

## APÊNDICE

### A. Dados do WECS Simulado

Os dados da turbina e da máquina são apresentados na Tabela I. Os dados da conexão à rede estão na Tabela II. Os valores em p.u. são calculados para potência base de 100 MVA, velocidade base de 5,54 rad/s e tensão base de 690 V.

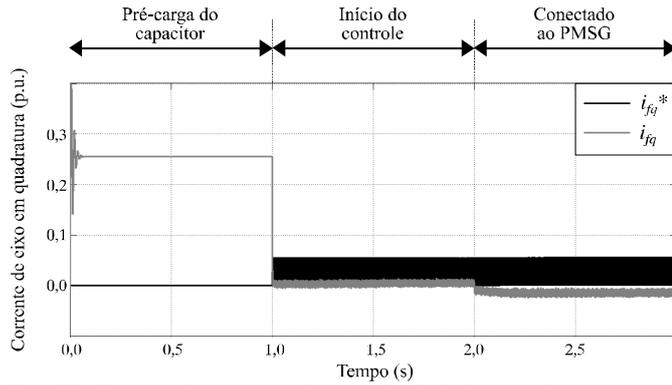


Fig. 27. Corrente  $i_{fj}$  no início do controle do lado da rede.

Para a fase de pré-carga, o capacitor foi alimentado com tensão correspondente a 1,0 p.u., que foi atingida em cerca de 0,5 s. Percebe-se que devido ao fato de não haver controle, nesta etapa as referências  $V_{cc}^*$ ,  $i_{fd}^*$  e  $i_{fq}^*$  são nulas. Além disto,  $C_2$  está com os IGBTs inferiores de suas três fases ligados e, portanto, as tensões em sua saída são nulas, levando as potências ativa e reativa entregues à rede por  $C_2$  a serem também nulas. Nesta etapa,  $i_{fd}$  e  $i_{fq}$  são as correntes que alimentam o filtro, desde que este último demanda potências ativa e reativa da rede.

O chaveamento do conversor  $C_2$  foi iniciado 1 s após o início do carregamento do capacitor. Pode-se ver nas Figuras 25 a 27 que, imediatamente,  $V_{cc}$  permanece muito próximo a  $V_{cc}^*$ , enquanto  $i_{fd}$  e  $i_{fq}$  se aproximam de suas referências, indicando o início do funcionamento do controle. Uma vez que o elo CC não possui ligação com o conjunto turbina-gerador, que é a fonte primária,  $P_g^*$  é nula e, portanto,  $i_{fd}^*$  também é nula. Com o início do controle de  $V_g$ ,  $i_{fq}^*$  será positiva.

Após 1 s do início do chaveamento de  $C_2$  e, portanto, com o controle já em funcionamento, o elo CC é conectado a  $C_1$ . Percebe-se que  $i_{fd}^*$  passa a ser positiva, uma vez que  $P_g^*$  deverá ser igual à potência ativa oriunda de  $C_1$ . A referência  $i_{fq}^*$  permanece igual à da etapa anterior, desde que a referência  $V_g^*$  segue inalterada.

## VII. CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que a estratégia de LVRT baseada no controle das potências ativa e reativa entregues à rede, através do conversor do lado da rede, em conjunto com o *braking chopper*, para sistemas de conversão de energia eólica baseados em PMSG, apresenta melhor desempenho quando recebe a modificação proposta na malha de controle da potência ativa. A modificação possibilitou uma menor variação na tensão do elo CC para o caso do afundamento trifásico, o que pode permitir a manutenção em operação do WECS durante afundamentos mais severos e de maior duração. Para o afundamento monofásico o desempenho da estratégia com a modificação é novamente melhor, no entanto, é necessário acrescentar malhas adicionais para tratar as oscilações em 120 Hz resultantes do desequilíbrio. Além disto, as demais grandezas, como potências e correntes entregues à rede, são muito próximas às obtidas sem a modificação, o que indica que esta última não traz prejuízos ao desempenho de LVRT do WECS.

TABELA I

Parâmetros do WECS Simulado

Parâmetro	Valor
$P_{nominal}$	1,66 MW
$V_{nominal}$	690 V
$v_{w-nominal}$	16 m/s
$K_{somb}$	0,3 p.u.
$J_t$	0,9 p.u.
$F_t$	$7,2 \cdot 10^{-4}$ p.u.
$K_{torção}$	0,56 p.u.
$J_m$	0,2 p.u.
$F_m$	$4,8 \cdot 10^{-4}$ p.u.
$\lambda_{PM}$	1,5 p.u.
$P$	68
$r_s$	0,5 p.u.
$l_s$	4,0 p.u.

TABELA II

Parâmetros da Conexão à Rede

Parâmetro	Valor
$V_{cc}$	2760 V
$C$	1 $\mu$ F
$R_{BC}$	8 $\Omega$
$r_f$	0,003 p.u.
$l_f$	0,01 p.u.

### B. Dados dos Controladores

Os dados dos controladores, tanto para o convencional quanto para o proposto, são:

- Malha de controle de  $V_{cc}$ :  $k_i = 0,004$  e  $k_p = 1,74$ .
- Malha de controle de  $i_{fd}$ :  $k_i = 0,01$  e  $k_p = 20,0$ .
- Malha de controle de  $V_g$ :  $k_i = 0,01$  e  $k_p = 0,035$ .
- Malha de controle de  $i_{fq}$ :  $k_i = 0,01$  e  $k_p = 6,0$ .
- PLL:  $k_i = 1,0 \cdot 10^4$  e  $k_p = 1,5 \cdot 10^4$ .

Para  $C_1$  e  $C_2$ , a frequência de chaveamento foi de 5 kHz.

## REFERÊNCIAS

- [1] Global Wind Energy Council (GWEC), “Wind Report”, 2016. [Online]. Disponível: <http://www.gwec.net>.
- [2] S. M. Mueeen, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, “Integration of an Energy Capacitor System with a Variable-Speed Wind Generator”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 3, pp. 740 – 749, September 2009.
- [3] V. Yaramasu, B. Wu, S. Alepuz, S. Kouro, “Predictive Control for Low-Voltage Ride-Through Enhancement of Three-Level-Boost and NPC-Converter-Based PMSG Wind Turbine”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 12, pp. 6832 – 6843, December 2014.
- [4] V. F. Mendes, F. F. Matos, S. Y. Liu, A. F. Cupertino, H. A. Pereira, C. V. De Sousa, “Low-Voltage Ride-Through Capability Solutions for Permanent Magnet Synchronous Wind Generators”, *Energies*, vol. 59, no. 9, pp. 1 – 19, January 2016.
- [5] G. Abad, J. López, M. A. Rodríguez, L. Marroyo, G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine Modeling and Control for Wind Energy Generation Applications*, IEEE Press series on power engineering. Oxford: Wiley-Blackwell Pub., 2011.
- [6] M. E. Haque, K. M. Muttaqi, M. Negnevitsky, “A Novel Control Strategy for Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator”, in *Proceedings of IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2008.
- [7] V. Yaramasu, B. Wu, “Three-Level Boost Converter Based Medium Voltage Megawatt PMSG Wind Energy Conversion Systems”, in *Proceedings of IEEE ECCE*, pp. 561 – 567, 2011.
- [8] S. Alepuz, A. Calle, S. Busquets-Monge, S. Kouro, B. Wu, “Use of Stored Energy in PMSG Rotor Inertia for Low-Voltage Ride-Through in Back-to-Back NPC Converter-Based Wind Power Systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 5, pp. 1787 – 1796, May 2013.
- [9] J. Dai, D. Xu, B. Wu, N. Zargari, “Unified Dc-Link Current Control for Low-Voltage Ride-Through in Current-Source-Converter-Based Wind Energy Conversion Systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 1, pp. 288 – 297, January 2011.
- [10] R. A. Ibrahim, M. S. Hamad, Y. Dessouky, B. Williams, “A Review on Recent Low-Voltage Ride-Through Solutions for PMSG Wind Turbine”, in *Proceedings of IEEE Int. SPEEDAM*, pp. 265 – 270, 2012.
- [11] J. Conroy, R. Watson, “Low-Voltage Ride-Through of a Full Converter Wind Turbine with Permanent Magnet Generator”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 3, pp. 182 – 189, September 2007.
- [12] M. Nasiri, J. Milimonfared, S. H. Fathi, “A Review of Low-Voltage Ride-Through Enhancement Methods for Permanent Magnet Synchronous Generator Based Wind Turbines”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 399 – 415, March 2015.
- [13] T. H. Nguyen, D. C. Lee, “Advanced fault ride-through technique for PMSG wind turbine systems using line-side converter as STATCOM”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 7, pp. 2842– 2850, March 2013.
- [14] N. Heng, S. Yipeng, Z. Peng, H. Yikang, “Improved Direct Power Control of a Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator During Transient Grid Voltage Unbalance”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 3, pp. 976 – 986, September 2011.
- [15] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems – 2nd Edition*, University of Kassel, Germany, 1998.
- [16] C. M. V. Barros, W. S. Mota, P. R. Barros, L. S. Barros, “MPPT de Sistemas de Conversão de Energia Eólica Baseados em PMSG Usando Controle Preditivo”, *Eletrônica de Potência*, vol. 20, no. 4, pp. 364 – 372, Novembro 2015.
- [17] D. A. Fernandes, F. F. Costa, E. C. Dos Santos, “Digital-Scalar PWM Approaches Applied to Four-Leg Voltage-Source Inverters”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 5, pp. 2022 – 2030, May 2013.

## DADOS BIOGRÁFICOS

**Luciano Sales Barros**, graduação, mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande em 2000, 2002 e 2006, respectivamente. Atualmente, é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

**Camila Mara Vital Barros**, graduação (2008) e doutorado (2015) em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande. Atualmente, é professora do Departamento de Sistemas de Computação da Universidade Federal da Paraíba.