

# Interligação de um Gerador Eólico com a Rede Elétrica

M. S. Ortmann, E. V. de Souza, G. Tibola, D. A. F. Collier, A. Callegaro, S. A. Mussa, M. L. Heldwein, C. E. M. Gomes

**Resumo** – O presente trabalho resume os aspectos relativos à execução do projeto de P&D, de parceria entre a CELESC e FEESC/UFSC condizente ao desenvolvimento e implementação de um sistema baseado em conversores estáticos para interligação de um aerogerador de pequeno porte com a rede elétrica. As principais contribuições deste trabalho encontram-se na aplicação de uma topologia de retificador PWM trifásico unidirecional com interruptores conectados em delta para controlar um conjunto turbina eólica – gerador síncrono a ímãs permanentes, bem como no desenvolvimento de uma técnica para rastreamento de máxima potência baseada nas características estáticas e dinâmicas do sistema mecânico.

**Palavras-chave** – Geração eólica, conexão com a rede elétrica, modelagem de sistemas, conversores estáticos de alto rendimento.

## I. INTRODUÇÃO

O trabalho aqui apresentado foi gerado no âmbito de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, de parceria entre a CELESC e FEESC/UFSC, com o objetivo principal de gerar tecnologia nacional avançada para os sistemas de geração eólica de pequeno porte (1–10 kW). A meta final do projeto é a construção de um sistema de conversão estática capaz de controlar o conjunto turbina eólica – gerador, transferindo a maior potência disponível em seus terminais para uma rede elétrica de distribuição, trifásica comercial (380 V/60 Hz), condicionando apropriadamente as correntes injetadas e minimizando as perdas globais do sistema. Para tanto, utiliza-se um gerador síncrono a ímãs permanentes de fluxo axial do tipo toroidal.

Devido à dificuldade em se produzir análises experimentais com pontos de operação bem definidos, optou-se por projetar e construir uma estrutura de laboratório, que assim como em simulação, emula o sistema eólico como um todo. Desta forma, tem-se em bancada laboratorial as condições necessárias para avaliar experimentalmente o desempenho do sistema de conversão projetado. O projeto e a construção desta bancada são baseados nos modelos matemáticos obtidos pelas etapas de análise e modelagem aerodinâmica de turbina eólicas de pequeno porte. Portanto, a primeira parte deste trabalho concentra-se no estudo da turbina eólica a fim de se obter modelos matemáticos que possibilitem não só a

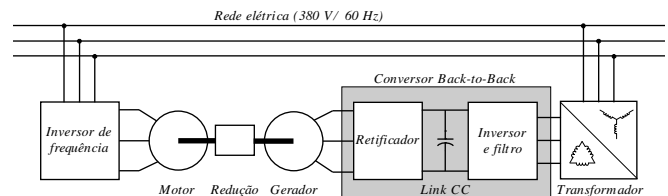


Figura 1. Diagrama esquemático do sistema implementado.

definição de uma estratégia de emulação experimental, como também que auxiliem a escolha e o dimensionamento de conversores estáticos de potência capazes de otimizar o sistema do ponto de vista de eficiência.

O sistema experimental desenvolvido está representado pelo diagrama de blocos apresentados na Figura 1, aonde constam: (i) um sistema de acionamento (Inversor de frequência, Motor e Caixa de Redução) responsável pela emulação de uma turbina eólica e que é apresentado na seção III; (ii) um gerador elétrico construído para a aplicação em geração eólica e detalhado na seção II; (iii) um sistema de conversores estáticos (Retificador, Link CC, Inversor e Filtro) com isolamento galvânico (Transformador) que realiza a transferência e condicionamento de energia do gerador eólico para a rede elétrica e é apresentado na seção IV.

As principais contribuições deste trabalho encontram-se na aplicação de uma topologia de retificador PWM trifásico unidirecional com interruptores conectados em delta capaz de drenar correntes senoidais do gerador e, portanto, com menores perdas no gerador que um retificador a diodos, enquanto que apresentando perdas internas menores que os retificadores PWM bidirecionais convencionais. Além disto, propõe-se uma estratégia para rastreamento do ponto de máxima potência (seção V) capaz de estimar a velocidade do vento sem a utilização de anemômetros, reduzindo custos e aumentando a robustez do sistema.

Resultados experimentais do sistema desenvolvido são apresentados na seção VI e demonstram a alta qualidade das correntes drenadas do gerador síncrono, bem como das correntes injetadas na rede de distribuição. Finalmente, conclusões e discussões sobre o projeto são apresentadas.

## II. MODELAGEM DO AEROGERADOR E OBTENÇÃO EXPERIMENTAL DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS E MECÂNICOS

A modelagem apresentada a seguir é baseada em [1], aonde conhecidos os principais conceitos da energia eólica, desenvolveu-se o equacionamento e a construção de um modelo de simulação para sistemas eólicos de pequeno porte. Apesar de generalizado, o foco da pesquisa foi para turbinas de três pás com gerador síncrono a ímãs permanentes (GSIP)

O apoio financeiro para a realização deste trabalho foi dado pela CELESC Distribuição S.A. por meio de convênio de Desenvolvimento de Pesquisa apoiado pela ANEEL.

Os autores estão com o Instituto de Eletrônica de Potência (INEP) do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) / Campus Trindade - Caixa Postal: 5119 / CEP: 88040-970 / Florianópolis, SC – Brazil / Rede: <http://www.inep.ufsc.br/>

de fluxo axial.

A partir da energia cinética que uma massa de ar em movimento possui, obtém-se a potência  $P$  entregue à turbina,

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (1)$$

aonde  $\rho$  e  $A$  são a densidade volumétrica do ar e a área coberta pelas pás da turbina eólica, respectivamente. A velocidade do vento é representada por  $v$ . Porém, pela teoria aerodinâmica e o teorema de Betz, nem toda a potência disponível no ar em movimento pode ser aproveitada para geração de potência mecânica no eixo da turbina. Logo, a mesma é ponderada por um coeficiente de potência  $C_p$  e é então representada por

$$P(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta). \quad (2)$$

Pela teoria aerodinâmica, o máximo coeficiente teórico é igual a 0,59, porém há limitações práticas e cada tipo de rotor apresentará um coeficiente particular. Este coeficiente é dependente do ângulo de passo  $\beta$  e da razão de velocidade da ponta da pá, *tip-speed-ratio* (TSR)  $\lambda$ , dado por

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot r}{v}, \quad (3)$$

aonde  $r$  é o raio do rotor eólico e  $\omega_t$  é a velocidade angular da turbina.

Para o rotor eólico em questão, utilizou-se como coeficiente de potência a expressão

$$c_p(\lambda) = c_1 \cdot (c_2 \cdot \lambda_1 - c_3 \cdot \beta - c_4 \cdot \beta^x - c_5) \cdot e^{-c_6 \cdot \lambda_1}, \quad (4)$$

a qual representa uma aproximação empírica para tal tipo de rotor e foi obtida em [2]. O termo  $\lambda_1$  é definido como

$$\lambda_1 = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}, \quad (5)$$

e os valores dos coeficientes da expressão (4) são apresentados na Tabela I.

Tabela I. Coeficientes para cálculo do coeficiente de potência da turbina.

$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$\beta$	$x$
0,5	116	0,4	0	5	21	$\pi/18$	1,5

Para turbinas de pequeno porte, o ângulo de passo é fixo. Com isto, para cada rotor eólico pode-se, dadas as equações anteriores, obter uma curva de potência mecânica em função da velocidade de rotação da turbina para cada velocidade do vento. A turbina em questão, comercialmente disponível [3], possui um raio de pá igual a 2,775 m e, desta forma, obtém-se as curvas de potência mecânica apresentadas na Figura 3.

A potência do vento entregue ao rotor eólico é então transferida ao gerador elétrico (GSIP de fluxo axial), também comercializado e produzido por [3].

Uma análise extensiva de tal máquina é realizada em [1],

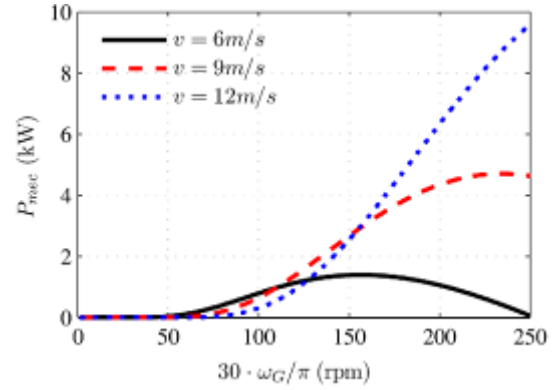


Figura 2. Característica potência mecânica da turbina e velocidade angular do gerador.

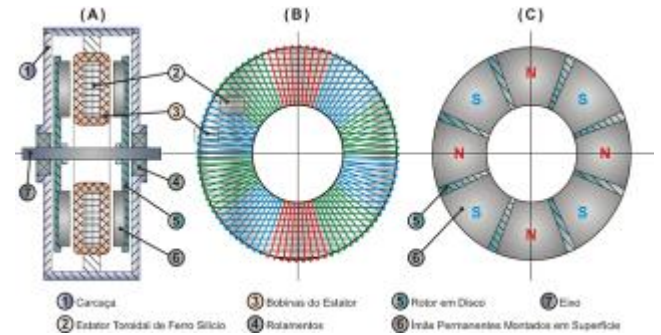


Figura 3. Máquina de fluxo axial do tipo toroidal ("Torus Machine"). (A) Estrutura construtiva, (B) vista frontal do estator bobinado, (C) vista frontal do disco de ímãs.

sendo as principais referências obtidas em [4] e [5]. Apesar de ser uma máquina especial, a mesma pode ser modelada matematicamente por uma máquina síncrona convencional com seus parâmetros típicos adaptados para esta condição. Neste contexto, as principais expressões que regem o funcionamento da mesma são

$$E_f = k_E \omega_{rpm} \quad (6)$$

e

$$f_g = \frac{p}{2} \frac{\omega_{rpm}}{60}, \quad (7)$$

aonde  $E_f$  é o valor eficaz da força eletromotriz induzida, sendo a mesma uma relação entre uma constante de armadura  $k_E$  e a velocidade angular mecânica  $\omega_{rpm}$  do gerador em rotações por minuto. No caso em que se considera que a turbina e o gerador estão no mesmo eixo, tem-se que  $\omega_t = \omega_m$ , que é o caso na presente aplicação. A equação (7) representa a frequência elétrica do gerador  $f_g$ , sendo esta proporcional à rotação do mesmo e ao número de polos  $p$ .

A Figura 3 apresenta um diagrama construtivo do gerador utilizado no projeto. Os ensaios, para obtenção dos parâmetros elétricos de tal gerador foram conduzidos utilizando metodologias convencionais [8]. Os principais resultados dos ensaios são apresentados em (8), aonde tem-se a o valor da constante de armadura  $k_E$ , da resistência dos enrolamentos,  $R_s$ , e da indutância síncrona,  $L_s$ , sendo esta última igual ao valor das indutâncias de eixo direto e de eixo em quadratura, devido à topologia construtiva [4].

$$\begin{aligned}
 k_E &= 253,15 \times 10^{-3} \text{ V/rpm} \\
 R_S &= 0,296 \Omega \\
 L_S &= L_{ad} = L_{aq} = 3 \text{ mH}
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

### III. EMULAÇÃO DO AEROGERADOR

O estudo do conjunto rotor eólico mais gerador permite simular e estudar o comportamento do mesmo, porém a comprovação prática de tais estudos faz-se tarefa complexa. Para tanto, far-se-ia necessária a construção de um aerogerador e de ventos com velocidades conhecidas e controladas. Para eliminar a dependência do vento e do tipo de rotor eólico, testar os conversores e os métodos de rastreamento de potência em condições controladas, idealizadas ou não, e também verificar o efeito de determinados parâmetros de uma turbina real em um sistema de geração eólica com interligação na rede, propõe-se a utilização de um “emulador” de turbina eólica, ou seja, uma bancada de laboratório capaz de simular o comportamento do conjunto rotor/gerador para condições de vento pré-estabelecidas.

A Figura 4 apresenta um diagrama esquemático para a construção do emulador proposto. Para emular o rotor eólico, utilizou-se, um motor comercial alimentado por um inversor [6] ligado à rede elétrica. Com a leitura adequada da rotação e do torque no eixo deste motor, e possível, utilizando-se uma malha de controle, definir a rotação de referência a ser atribuída ao inversor. Neste trabalho, utiliza-se um computador e um programa elaborado no decorrer do projeto para controlar o sistema e reproduzir as equações (anteriormente apresentadas) que modelam o sistema.

Uma vez escolhida determinada velocidade de vento e/ou um conjunto delas, como entrada para o programa, o conjunto motor/inversor/controle digital reproduz as características das curvas de potência versus rotação mecânica como na Figura 3. O conjunto motor mais inversor utilizado [6] apresenta uma velocidade de rotação mais alta que a nominal do GSIP e, para ajustar as características de torque e velocidade entre motor e o gerador eólico, utilizou-se uma caixa de redução.

Além de reproduzir a curva de potência (modelo estático), o emulador deve apresentar o mesmo comportamento dinâmico do aerogerador. No sistema convencional, aonde o aerogerador é instalado numa torre sob ação do vento, a rotação do gerador aumentará quando a diferença entre o torque da turbina for maior que a do gerador e desacelerará em caso contrário. No emulador, a turbina é representada pelo motor e a caixa de redução. Portanto, se o torque aplicado

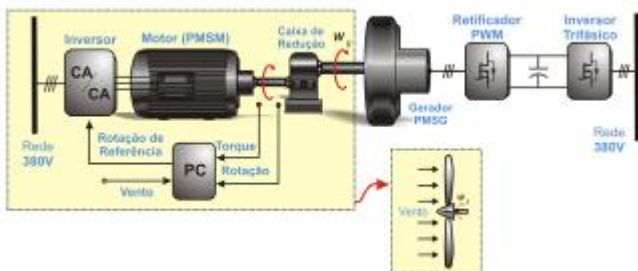


Figura 4. Diagrama esquemático do emulador proposto.

ao gerador for conhecido então o torque do gerador também o será. O torque que a turbina aplica ao gerador e a diferença deste com o torque do sistema motriz são calculados pelas equações (9) e (10).

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_t} \tag{9}$$

$$\Delta T_M(k) = \frac{T_{mec}(k)}{K_r} - T'_M(k) \tag{10}$$

Considerando-se que a medição de torque é executada com período  $T_a$ , então a referência de velocidade do sistema motriz pode ser calculada por

$$\omega_{ref}(k) = \omega_{ref}(k-1) + \frac{\Delta T_M(k)}{J_t} \cdot T_a, \tag{11}$$

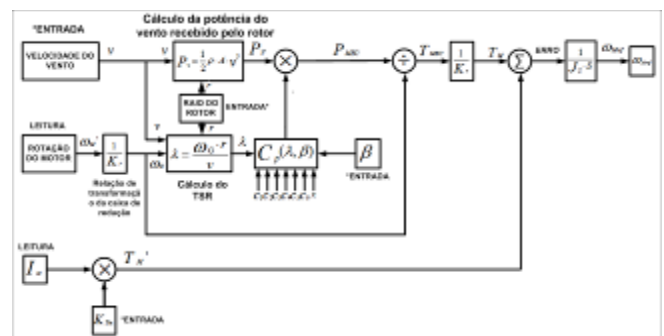


Figura 5. Diagrama de blocos do programa implementado.



Figura 6. Bancada construída.

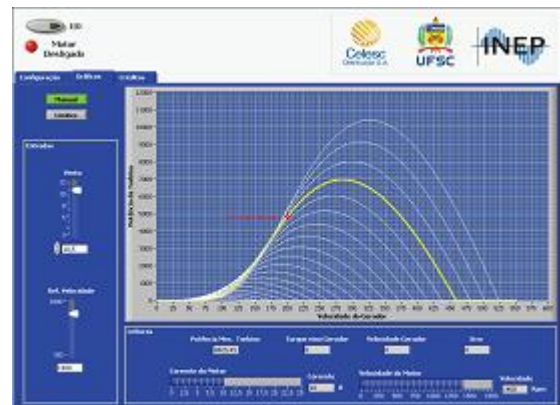


Figura 7. Interface gráfica do programa.

aonde  $J_r$  é o momento de inércia do rotor eólico. Com isto, faz-se com que o emulador reproduza a dinâmica do sistema real.

O diagrama de blocos de emulação do aerogerador é ilustrado na Figura 7. A bancada de emulação é apresentada na Figura 7 e a interface gráfica do programa implementado para controle do sistema é visto na Figura 7.

#### IV. DEFINIÇÃO DA ARQUITETURA DO SISTEMA ELETRÔNICO PARA PROCESSAMENTO DA ENERGIA GERADA

As características de tensão e frequência variáveis nos terminais típicas de um GSIP impossibilitam a conexão deste diretamente à rede elétrica. Desta forma, um sistema eletrônico de processamento de energia deve ser empregado para a interligação do gerador com uma rede de distribuição trifásica comercial. Diferentes arquiteturas são aptas para a realização desta tarefa, e que, ao fim, diferem em aspectos como custo, versatilidade de operação, aproveitamento da energia disponível, rendimento, entre outros. Naturalmente, a escolha de uma determinada arquitetura está também vinculada ao tipo de aplicação. Para o presente caso (sistema eólico de pequeno porte), são definidas as seguintes atribuições básicas ao sistema eletrônico:

- Isolação galvânica com a rede elétrica;
- Baixo conteúdo harmônico das correntes injetadas na rede elétrica;
- Baixo conteúdo harmônico das correntes drenadas do gerador.

Assim, optou-se por uma arquitetura de dupla conversão do tipo *back-to-back*, formada por um retificador PWM trifásico unidirecional e um conversor PWM trifásico em fonte de tensão (VSC – *Voltage Source Converter*) bidirecional, como mostrado na Figura 10. O retificador caracteriza o primeiro estágio de processamento de energia (CA-CC), drenando energia do GSIP e transferindo-a ao barramento em corrente contínua (CC). Por sua vez, o conversor bidirecional faz a conversão e o condicionamento da energia disponível no barramento CC para transferi-la à rede elétrica através de um transformador de conexão.

O sistema eletrônico é controlado digitalmente, de forma centralizada, por um único DSC (*Digital Signal Controller*) TMS320F28335 fabricado pela Texas Instruments. As características gerais do sistema eletrônico de processamento de energia são resumidas na Tabela 2.

Tabela 2. Características gerais do sistema eletrônico de processamento de energia.

Parâmetro	Valor
Transformador	380 V (Y) / 146(Δ)
Tensão nominal do barramento CC	235 V
Freq. de comutação do conversor VSC	19,98 kHz
Freq. de comutação do retificador	3,996 kHz

##### A. Retificador Unidirecional

Tipicamente, retificadores unidirecionais não controlados seguidos por conversores elevadores CC-CC são emprega-

dos no primeiro estágio de processamento de energia em sistemas eólicos de pequeno porte, uma vez que apresentam grande robustez, simplicidade e baixo custo. Entretanto, como drenam correntes distorcidas do gerador, causam perdas e limitam a potência disponível da máquina. Este trabalho propõe a utilização do conversor unidirecional controlado apresentado na Figura 10 [10], o qual permite a obtenção de correntes com baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência no gerador. Ainda que mais complexo e oneroso que o retificador não controlado, este conversor apresenta menores perdas e maior robustez quando comparado aos conversores bidirecionais – outra possível solução para o primeiro estágio de processamento de energia. Esta proposição leva em conta a tendência de redução dos preços de semicondutores, a capacidade de redução do volume do sistema e o potencial para melhor aproveitamento da energia eólica dado pelo maior rendimento global resultante.

Observa-se que o retificador é conectado diretamente aos terminais do gerador, sem a inserção de indutores extras. Isso diminui os custos, peso e volume do conversor, entretanto agrega complexidade à estratégia de modulação e controle. O princípio básico da estratégia de modulação e controle do retificador é mostrado na Figura 10, aonde  $i_{ar}$  e  $i_{br}$  são as correntes medidas através de sensores,  $g_{eq}$  é um sinal de referência estipulado pelo conversor VSC (o qual determina a potência a ser drenada da máquina), enquanto que

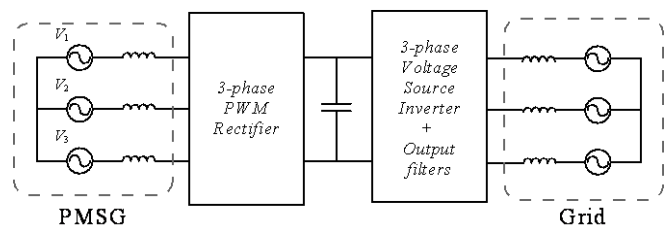


Figura 8. Diagrama de blocos do programa implementado.

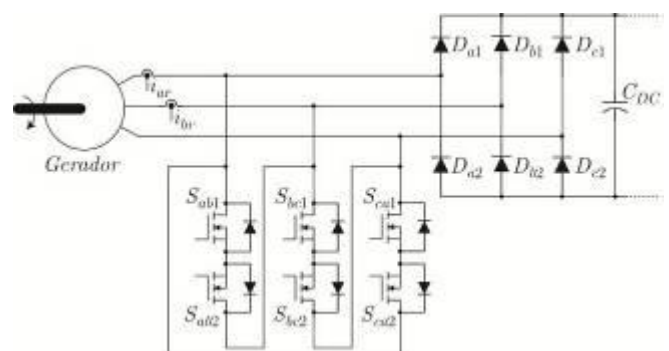


Figura 9. Estrutura básica de potência do retificador PWM unidirecional com interruptores conectados em delta e sua conexão com o GSIP.



Figura 10. Estratégia de sincronismo, modulação e controle das correntes do GSIP pelo retificador PWM trifásico unidirecional.



$S_{ab1}$ ,  $S_{ab2}$ ,  $S_{bc1}$ ,  $S_{bc2}$ ,  $S_{ca1}$  e  $S_{ca2}$  são os sinais de comando para os interruptores do retificador.

Com base nos sinais de entrada ( $g_{eq}$ ,  $i_{ar}$  e  $i_{br}$ ) cabe à estratégia de controle e modulação do retificador gerar sinais de comando para os interruptores de forma que as correntes drenadas do gerador sejam senoidais e que o sistema opere com alto fator de potência.

### B. Conversor VSC Bidirecional

A injeção de corrente na rede elétrica e o controle da tensão do barramento são realizados através do conversor VSC. Considerando-se que o mesmo deve manter o barramento regulado nos instantes onde não há suprimento de energia por parte do gerador, logo o conversor deve ser bidirecional do ponto de vista do fluxo de energia. A estrutura básica do conversor VSC, juntamente com o filtro de saída e transformador de isolamento é mostrada na Figura 12.

A estratégia de controle do conversor VSC é apresentada no diagrama de blocos da Figura 12. Nesta estratégia, as correntes injetadas/drenadas da rede elétrica são controladas diretamente no sistema de referência síncrona (eixos  $d$  e  $q$ ), de forma similar como mostrado em [9] para um filtro ativo de potência.

Observa-se que, para o controle deste conversor são monitoradas duas tensões de linha ( $v_{ab}$  e  $v_{bc}$ ), duas correntes de saída do inversor ( $i_{ai}$  e  $i_{bi}$ ) e a tensão do barramento CC  $v_{dc}$ . O sincronismo é realizado com base nas tensões linha, através de um circuito PLL (*phase locked loop*). Um controlador do tipo PI (Proporcional Integral) é utilizado no controle da tensão do barramento cc, garantindo erro estático nulo em regime permanente.

Para o controle das correntes foram empregados, em cada eixo, um controlador do tipo PID (Proporcional Integral Derivativo) e mais dois controladores ressonantes. A adição das estruturas ressoantes se deve ao fato de que os harmôni-

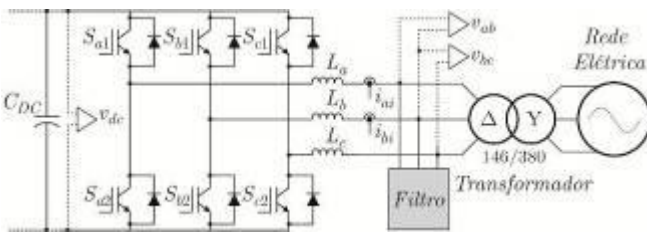


Figura 11. Estrutura básica do conversor VSC, filtro de alta frequência e transformador de conexão com a rede elétrica.

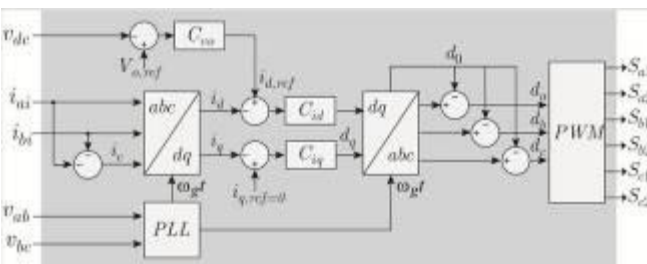


Figura 12. Estratégia de controle das correntes do conversor VSC.

cos presentes na rede elétrica representam uma perturbação ao controle de corrente, e que não são devidamente rejeitados pelos controladores PID. Considerando que as tensões sejam equilibradas e simétricas, os controladores ressonantes sintonizados em 360 Hz, agem sobre o 5° e 7° harmônicos, enquanto que aqueles sintonizados em 720 Hz agem nos harmônicos de 11° e 13° ordem [9].

Um esquema simplificado de modulação *space vector* (SVM) baseado na injeção de componentes de seqüência zero foi também implementado. Esta técnica permite maximizar o índice de modulação mantendo reduzida a tensão do barramento, minimizando assim as perdas por comutação de ambos os conversores PWM.

## V. RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA SEM SENSORES BASEADO NA CARACTERÍSTICA DA TURBINA EÓLICA

Para que se extraia a máxima potência disponível no vento, deve-se implementar uma técnica para rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), a qual procura maximizar a injeção de potência na rede a todo instante. Uma vez que a curva de rendimento aerodinâmico é conhecida, é possível determinar uma estratégia para MPPT que não necessite de medição direta da velocidade do vento, ou seja, um anemômetro [7] e, portanto, sem sensores na perspectiva eólica.

### A. MPPT baseado no modelo estático da turbina eólica

Este método foi apresentado em [7] e se utiliza da característica estática da turbina eólica através da curva de aproveitamento de potência aerodinâmica.

A partir dos dados da Tabela I e da curva  $c_p(\lambda)$ , obtém-se o ponto de máximo  $c_{p,max} = 0,4088$  e  $\lambda_{max} = 7,9461$ , conforme observa-se na Figura 13. Uma vez conhecido este ponto, pode-se calcular a máxima potência  $P_{max}$  de acordo com,

$$P_{max} = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_{p,max} \quad (12)$$

A velocidade do vento no ponto de ótimo  $\hat{v}$  pode ser estimada reescrevendo-se a equação (3) em termos da estimativa desejada conforme,

$$\hat{v} = \frac{\omega_t \cdot r}{\lambda_{max}} \quad (13)$$

Aplicando-se a estimativa do vento na equação (12) obtém-se a expressão da máxima potência em função da velocidade do gerador.

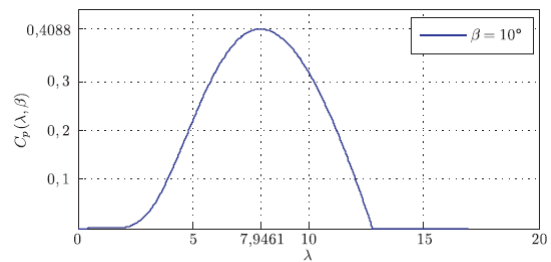


Figura 13. Coeficiente de potência em função do TSR.

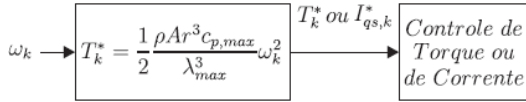


Figura 14. Algoritmo para rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT) baseado no modelo estático do rotor eólico [7].

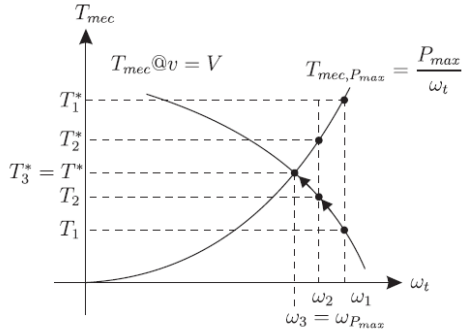


Figura 15. Convergência do algoritmo de MPPT.

$$P_{max} = \left( \frac{1}{2} \frac{\rho A r^3 c_{p,max}}{\lambda_{max}^3} \right) \omega_t^3. \quad (14)$$

De acordo com [7] podem ser desenvolvidas duas estratégias de MPPT a partir da equação (14), uma baseada no controle de velocidade do gerador e outra no controle de torque. Por possibilitar um maior aproveitamento da energia contida nos ventos e uma estratégia de atualização mais rápida do

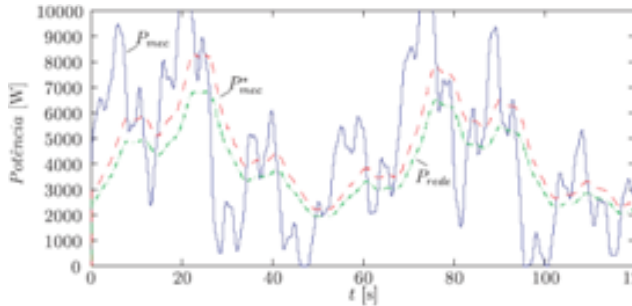


Figura 16. Curvas de potências resultantes da aplicação do MPPT.

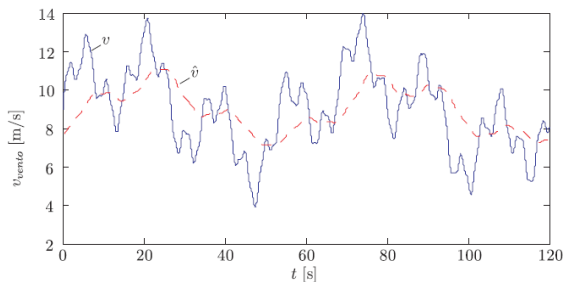
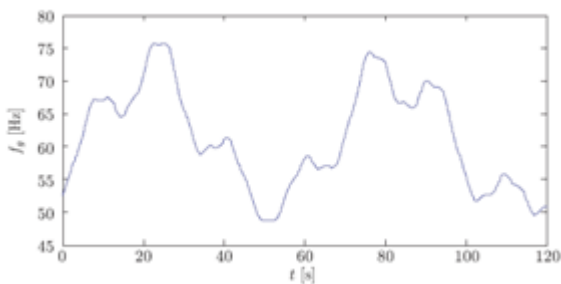


Figura 17. Perfil de vento e estimativa pelo algoritmo.



algoritmo de rastreamento utiliza-se, neste trabalho, o controle de torque.

O torque mecânico pode ser calculado a partir da equação (9) e é relacionado, em regime permanente, com as variáveis elétricas da máquina a partir da equação (15), aonde  $I_{qs}$  é a corrente de eixo em quadratura determinada a partir do modelo em variáveis  $dq0$  da máquina [8].

$$T_{mec} = -T_e = \left( \frac{3}{2} \right) \sqrt{2} k_E \frac{30}{\pi} I_{qs} \quad (15)$$

O bloco do algoritmo de rastreamento está ilustrado na Figura 15 e seu processo de convergência na Figura 15. O tempo de atualização do algoritmo é escolhido tal que seja maior que o tempo de estabilização da malha de controle de torque.

O resultado da aplicação do algoritmo de MPPT quando a turbina é submetida a ventos com o perfil dado de acordo com a equação (16) são apresentados da Figura 18 à Figura 18, aonde  $\omega_t = 2\pi T_v$  e  $T_v = 60$  s.

$$v = 9 + 2\text{sen}(\omega_t t) + 2\text{sen}(3,5\omega_t t) + \dots \quad (16)$$

$$\text{sen}(12,35\omega_t t) + 0,2\text{sen}(35\omega_t t)$$

Na Figura 18 estão ilustradas: a potência mecânica no eixo do gerador  $P_{mec}$ , a potência mecânica rastreada pelo MPPT  $P_{mec}^*$  e a potência elétrica entregue à rede  $P_{rede}$  consi-

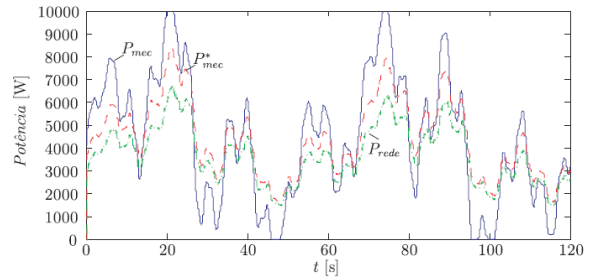


Figura 19. Curvas de potências resultantes para o MPPT proposto.

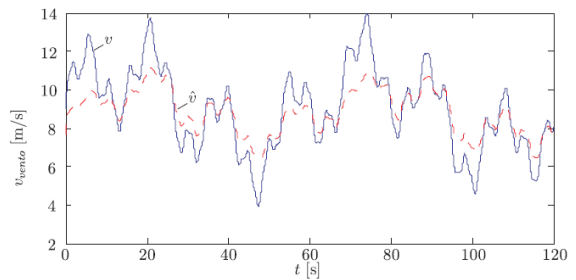


Figura 20. Perfil de vento e estimativa pelo algoritmo proposto.

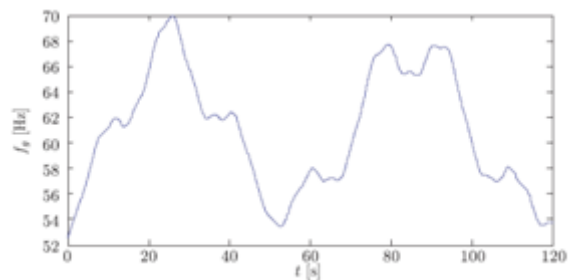


Figura 21. Frequência elétrica no gerador com algoritmo proposto.

derando um rendimento médio de 96% do conversores estáticos. A potência média entregue à rede foi de 4,03 kW.

O perfil de variação de velocidade do vento é mostrado na Figura 18. A estimativa do vento é uma versão filtrada deste perfil, em que a inércia da turbina eólica funciona como filtro. Observa-se na Figura 18 que a frequência elétrica no gerador tem o mesmo perfil da estimativa do vento. Isto se deve à estimativa baseada na equação (13).

### B. MPPT baseado no modelo dinâmico da turbina eólica

Com o objetivo de testar novos métodos de MPPT é proposta uma modificação no método apresentado. Essa modificação é feita para levar em consideração a característica dinâmica na equação (15). Propõe-se incrementar o torque de referência  $T_k^*$  pela expressão (17), onde  $\hat{J}_t$  é uma estimativa da inércia da turbina e  $T_{MPPT}$  é o tempo de atualização do algoritmo. Devido ao efeito derivativo de (17), utiliza-se um filtro passa-baixas do tipo média móvel de 4 elementos.

$$\Delta T_k^* = \hat{J}_t \frac{(\omega_k - \omega_{k-1})}{T_{MPPT}} \quad (17)$$

Os resultados deste método para o mesmo perfil de vento dado pela equação (16) são apresentados da Figura 19 à Figura 21.

Observa-se que foi possível estimar com mais precisão a velocidade do vento. A potência média entregue à rede foi de 3,74 kW.

### C. Discussão sobre os resultados de simulação de MPPT

O algoritmo para MPPT proposto, o qual é baseado em um modelo dinâmico da turbina eólica, é capaz de estimar com maior precisão a velocidade real do vento. Contudo, verificou-se que este algoritmo, dependendo da dinâmica do vento pode apresentar uma potência ativa rastreada média abaixo daquela obtida com o algoritmo MPPT convencional, o qual é simplesmente baseado no modelo estático do sistema. A razão para isto é que o sistema mecânico apresenta uma dinâmica, a qual não é capaz de seguir imediatamente as variações de vento. Em outras palavras, o modelo com os coeficientes  $c_p$  é estático e não prevê a interação entre as partes mecânicas, principalmente a relevância do momento de inércia da turbina. Este modelo imperfeito então influencia na capacidade de retirar potência, não de forma estática, mas de forma dinâmica como é o caso do vento. Pode-se ver claramente que, com o método convencional, obtém-se, durante os intervalos de tempo em que a velocidade do vento é baixa, valores mais altos de potência do que aqueles fornecidos pela turbina. Parece, portanto, que há armazenamento de energia nas massas da turbina durante picos de vento e descarga de energia durante as baixas velocidades. Portanto, neste caso, este efeito de armazenamento e posterior transferência de energia pode ser usado de forma benéfica resultando em mais energia sendo transferida para a rede.

## VI. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Esta seção apresenta os resultados experimentais obtidos

com o protótipo de 7,5 kW construído em laboratório. A Figura 22 ilustra o projeto mecânico tridimensional inicial do conversor, enquanto que a Figura 23 apresenta uma fotografia do conversor construído. Observa que a montagem foi realizada quase que em sua totalidade com componentes SMD (*surface mount device*), em uma placa de circuito impresso de quatro camadas.

As formas de onda das correntes injetadas pelo conversor VSC (do lado de baixa tensão do transformador) juntamente com a tensão de uma das fases são ilustradas na Figura 24. Observa-se que as correntes estão em oposição de fase com as respectivas tensões, o que indica o sentido do fluxo de energia do conversor para a rede elétrica.

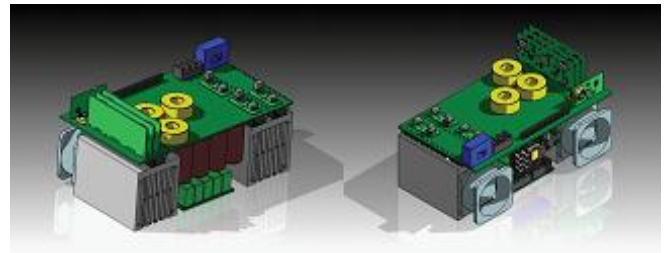


Figura 22. Projeto em 3D do protótipo do sistema de conversão estática de 7,5 kW construído em laboratório.

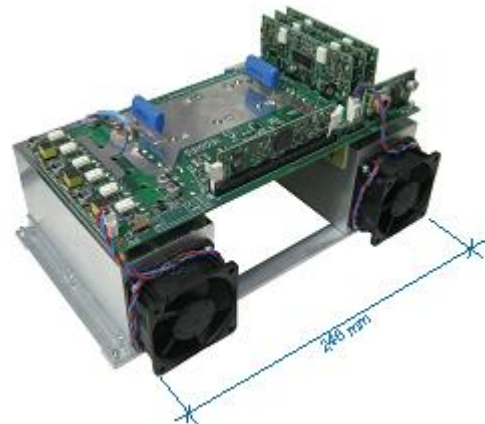


Figura 23. Fotografia do protótipo de 7,5 kW construído em laboratório.

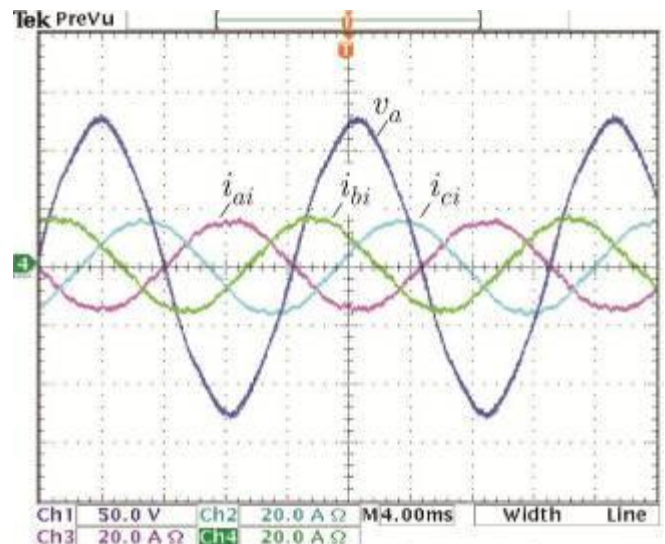


Figura 24. Formas de onda das correntes injetadas pelo conversor VSC, juntamente com a tensão de uma das fases.



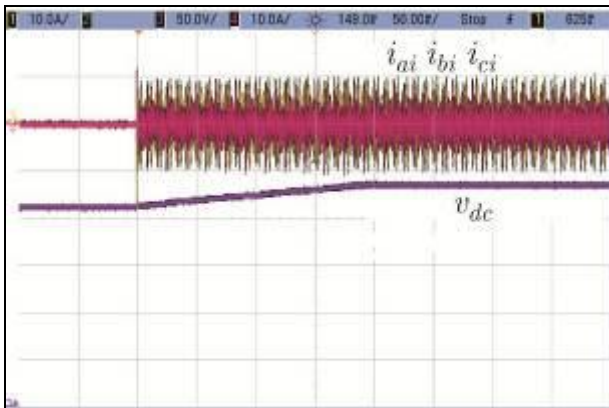


Figura 25. Processo progressivo da energização: Correntes  $i_{ai}$ ,  $i_{bi}$  e  $i_{ci}$  drenadas pelo conversor VSC e a tensão do barramento  $v_{dc}$ .

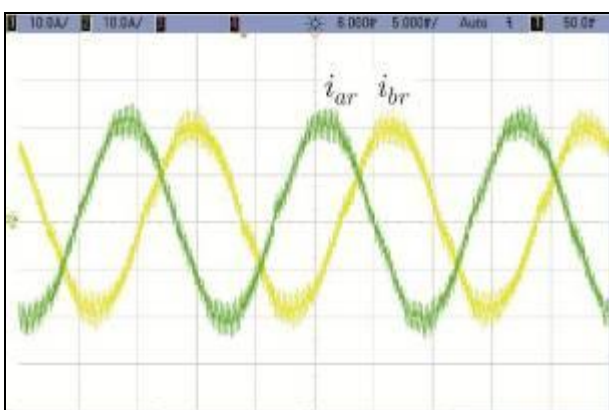


Figura 26. Formas de onda das correntes drenadas do gerador.

Como pode ser visto na Figura 24, a tensão apresentada encontra-se distorcida. A ação dos controladores ressonantes possibilitou minimizar a ação dos harmônicos de tensão nas correntes injetadas pelo conversor.

O processo de energização do barramento CC é apresentado na Figura 25. Neste instante a tensão é elevada do valor de pico de linha, aproximadamente, até a tensão nominal de operação (235 V) em aproximadamente 200 ms. Ressalta-se que durante o processo as correntes estão bem controladas, bem como não são observados sobressinais significativos na tensão do barramento.

As formas de onda das correntes drenadas do gerador são ilustradas na Figura 26. Observa-se que as mesmas apresentam baixa distorção harmônica, o que permite reduzir as perdas no gerador.

## VII. CONCLUSÕES

Foram apresentados neste trabalho as principais etapas de desenvolvimento de um sistema para realizar a interface entre um conjunto turbina eólica e GSIP e uma rede elétrica de distribuição comercial.

O sistema proposto é capaz de realizar a co-geração de energia eólica garantindo alta qualidade nas correntes drenadas do GSIP e nas injetadas na rede elétrica trifásica.

Apresentou-se os componentes principais e a estratégia utilizada para a realização de uma bancada para emulação do conjunto rotor-GSIP à partir de características determinadas de variação de velocidade do vento. Esta bancada mostrou-se eficaz nos vários estágios de desenvolvimento dos conversores estáticos do sistema.

Propôs-se a utilização de um retificador PWM trifásico unidirecional conectado ao GSIP como uma forma de aumentar o rendimento global do sistema, melhor aproveitando os recursos naturais.

Verificou-se que a estratégia de controle adotada é capaz de realizar todas as funções necessárias ao controle do sistema de co-geração eólica para garantir redução das perdas no gerador e o rastreamento do ponto de máxima potência através de algoritmos adequados.

Ambos os algoritmos para MPPT considerados no projeto são capazes de rastrear a potência fornecida pela turbina eólica mesmo sem a medição de velocidade instantânea do vento, ou seja, o sistema sem sensor pode ser utilizado nesta aplicação, o que é de grande importância para que se reduza o custo e se aumente a confiabilidade do sistema. Verifica-se que, mesmo frente a variações de velocidade de vento, o sistema muda dinamicamente seu ponto de operação para realizar o MPPT.

## VIII. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à participação ativa dos colegas M. Maccarini, A. L. S. Pacheco, H.B. Mohr, e R. L. Andersen em várias etapas do projeto.

## IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Tibola, "Sistema Eólico de Pequeno Porte para Geração de Energia Elétrica com Rastreamento de Máxima Potência," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.
- [2] S. HEIR, Grid integration of Wind Energy Conversion Systems. Chichester, UK: John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [3] ENERSUD, "Aerogerador VERNE 555, Manual," ed, 2009.
- [4] J. F. Gieras, et al., Axial Flux Permanent Magnet Brushless Machines. Dordrecht / Boston / London: Kluwer Academic Publishers, 2004.
- [5] E. Spooner and B. J. Chalmers, "'TORUS': a slotless, toroidal-stator, permanent-magnet generator," Electric Power Applications, IEE Proceedings B, vol. 139, pp. 497-506, 1992.
- [6] WEG, "Inversor de Freqüência CFW09PM (v.4.0x). Manual do Usuário," 2009.
- [7] A. Mirecki, et al., "Comparative Study of Maximum Power Strategy in Wind Turbines," IEEE International Symposium on Industrial Electronics vol. 2, pp. 993-998, 2004.
- [8] P. Krause, et al., "Analysis of Electric Machinery and Drive Systems," Piscataway: John Wiley & Sons, 2002, p.632.
- [9] M. S. Ortmann, "Filtro Ativo Trifásico com Controle Vetorial Utilizando DSP: Projeto e Implementação." Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Dissertação de Mestrado. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2008, p. 207.
- [10] TU, R.-J.; CHEN, C.-L. "A new space-vector-modulated control for a unidirectional three-phase switch-mode rectifier," IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 45, n. 2, p. 256-262, 1998.