

Modelagem e Simulação de um Sistema de Geração Distribuída Baseado na Utilização de Aerogeradores de Pequeno Porte

Modeling and Simulation of a Distributed Generation System Based on the Use of Wind Generators

Adeon Cecilio Pinto

Universidade Federal do Vale do São Francisco – UNIVASF, Juazeiro, BA
adeon.pinto@univasf.edu.br

Pedro José dos Santos Neto

Universidade Federal do Vale do São Francisco – UNIVASF, Juazeiro, BA
pedro_jsn@hotmail.com

Resumo: Este trabalho consiste na modelagem e simulação de um aerogerador de pequeno porte interligado à rede elétrica de distribuição secundária, ou seja, conectado à rede de baixa tensão. O sistema implementado computacionalmente é constituído pelos seguintes componentes: turbina eólica de 8 kW de potência mecânica nominal quando submetida a uma velocidade de vento de 12 m/s, gerador síncrono de ímã permanente trifásico, sistema de rastreamento do ponto de máxima potência, conversor CC-CC do tipo *boost*, inversor de frequência monofásico em ponte completa e filtro mitigador de distorção harmônica. Inicialmente, todos os elementos constituintes do aparato eólico-elétrico são descritos separadamente em detalhes. De posse de todos os componentes do aerogerador, é feita a implementação na plataforma computacional PSIM para que se proceda a avaliação de desempenho. Nesta análise de performance, são avaliadas diversas grandezas elétricas, tais como: a potência ativa gerada e entregue à rede, os perfis das formas de ondas das tensões e correntes em alguns pontos do sistema de geração distribuída, além da análise do conteúdo harmônico da corrente elétrica antes e após o inversor de frequência.

Recebido em 17/12/2014 - Aceito em 18/05/2015.

RECEN 17(1) p. 9-46 jan/jun 2015 DOI: 10.5935/RECEN.2015.01.01

Palavras-chave: aerogeradores de pequeno porte; energia eólica; geração distribuída; microgeração; modelagem; sistema *on-grid*.

Abstract: This work consists in modeling and simulation of a small wind generators connected to the grid secondary distribution or, in other words, connected to the low-voltage grid. The computationally implemented system is constituted by the following components: wind generator of 8 kW of nominal mechanical power when subjected to a 12 m/s wind speed, three-phase permanent magnet synchronous generator, control system of maximum power point tracking, DC boost converter, single-phase frequency inverter in full bridge and harmonic mitigation filter. First, all elements of the wind-electric apparatus will be described separately in details. Afterwards, the implementation in the PSIM computational platform is carried out in order to proceed with the performance evaluation. In this performance analysis various electrical parameters are evaluated such as: active power generated and delivered to the grid, the voltage waveforms and current profiles in some parts of distributed generation system as well as the analysis of harmonic content before and after the frequency inverter.

Keywords: distributed generation; microgeneration; modeling; on-grid system; small wind generators; wind energy.

1 Introdução

A utilização de fontes alternativas e renováveis de energia tem se tornado uma prática atual devido a vários fatores, dentre os quais, destacam-se: diminuição da emissão dos gases causadores do efeito estufa, diminuição das reservas de petróleo e aumento dos preços dos derivados dos combustíveis fósseis. Aliado a isso, existe um forte apelo para o emprego das fontes renováveis de energia integrada ao sistema de distribuição, no modelo denominado de Geração Distribuída (GD) [1]. Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a GD é definida como a geração de energia localizada próxima ao centro consumidor, independente da potência ou da forma de

geração [2]. O CIGRE (*International Council on Large Electrical Systems*), por sua vez, define a GD como um sistema de capacidade máxima entre 50 e 100 MW e, usualmente, conectada ao sistema de distribuição através de um planejamento descentralizado [3].

Na resolução normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 17 de abril de 2012, definiu-se microgeração distribuída como uma central geradora de energia com potência instalada menor que 100 kW conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Este documento prevê, ainda, que as concessionárias de energia cobrem, dos consumidores que adotem a microgeração, apenas pela diferença entre o consumo e geração [4].

Dentre as várias fontes alternativas de energia, a energia eólica tem alcançado níveis de utilização significativos em vários países, principalmente através da exploração em larga escala, com a implantação de grandes parques ou fazendas eólicas. Outro aspecto importante é a aplicação de sistemas eólicos de pequeno porte, os quais têm-se mostrado atraentes, principalmente devido à característica de ser uma fonte de energia limpa e inesgotável. Contudo, ainda existem barreiras devido ao baixo aproveitamento energético por parte das turbinas eólicas de pequeno porte e a falta de estudos aprofundados sobre esta temática.

O advento das redes elétricas inteligentes (*smart grids*) é um excelente fator motivador para o desenvolvimento dos Aerogeradores de Pequeno Porte (AGPP) [5]. O conceito de rede elétrica inteligente baseia-se no fluxo de potência bidirecional entre consumidor e concessionária, na utilização de recursos computacionais para melhorar a eficiência, a confiabilidade e a segurança na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e na autorrecomposição do sistema após a ocorrência de eventuais faltas que possam afetar seu desempenho [6].

Em parques eólicos de grande porte, o controle da tensão e da frequência é uma exigência dos operadores do sistema como requisito para a conexão desses parques ao sistema de transmissão e distribuição. Por outro lado, para AGPP, a regulação da frequência e o controle da tensão na rede secundária não fazem parte dos serviços prestados por estes devido à baixa capacidade destes. Contudo, com o emprego de pequenos aerogeradores através da microgeração de energia elétrica em sistemas distri-

buídos, a qualidade da energia proveniente destes torna-se uma temática fundamental a ser estudada [7]. Isto é justificável, uma vez que, com a introdução da microgeração, vários parâmetros da rede elétrica poderão ser afetados, como por exemplo, fluxos de potências, níveis de falta (potência de curto-circuito), conteúdo harmônico, flutuação de tensão, etc.

Neste contexto, este artigo aborda o desenvolvimento e a implementação computacional de um modelo de AGPP integrado à rede elétrica de baixa tensão, caracterizando assim um sistema de microgeração. O modelo do AGPP implementado condiz com os estudos sobre os benefícios da eletrônica de potência na GD [8]. Vale ressaltar que são vários os ganhos tangíveis proporcionados pelos sistemas distribuídos, tais como: prestação de serviços auxiliares que garantam melhoria na eficiência energética, aumento da confiabilidade e minimização do risco de sobrecarga no sistema elétrico de potência.

Os modelos dos componentes constituintes do AGPP foram agrupados objetivando formar um sistema único reunindo as vantagens de cada modelo em separado. Essa topologia é ideal para ser utilizada em estudos do comportamento do sistema elétrico perante o advento das redes inteligentes, uma vez que já é possível pensar nessa tecnologia com certo grau de eficiência e com custo financeiro razoável, desde que as pesquisas evoluam neste segmento [9].

Inicialmente, será feita uma descrição detalhada da configuração do AGPP implementado. Por fim, será mostrada a avaliação de desempenho do modelo frente às alterações no regime de vento e a análise dos harmônicos em duas situações distintas do processo de conversão de energia eólica em energia elétrica.

2 Metodologia empregada

A figura 1 fornece, de maneira simplificada, uma visão do complexo eólico-elétrico adotado, o qual consiste de um aerogerador de pequeno porte conectado à rede de distribuição monofásica.

Definida a configuração do AGPP completo, as modelagens matemáticas e as respectivas implementações computacionais foram realizadas objetivando analisar o comportamento do sistema completo, considerando as particularidades deste tipo de

aproveitamento energético. Para tal, utilizou-se a plataforma computacional PSIM (*PowerSim*) [10], amplamente difundida nos meios acadêmico e científico.

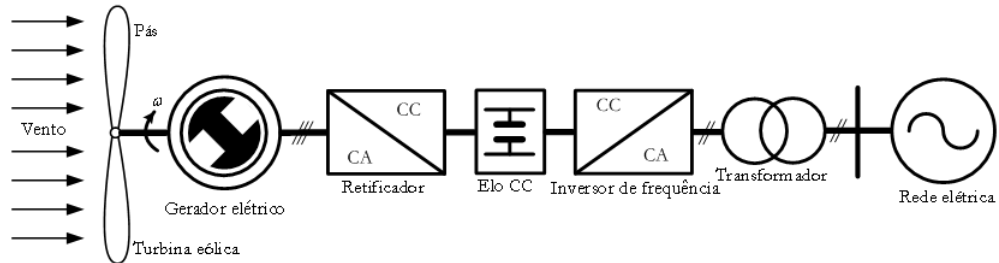


Figura 1. Complexo eólico-elétrico

Por fim, realizou-se a análise do comportamento do modelo perante a interligação do aparato eólico-elétrico com a rede elétrica convencional para regimes de vento turbulentos, observando-se os comportamentos das tensões e das correntes elétricas geradas pelo gerador elétrico e injetadas na rede. Além disso, outros parâmetros também foram avaliados, tais como a potência ativa e o conteúdo harmônico.

3 Sistema eólico-elétrico implementado

A figura 2 tem como intuito primordial fornecer maiores detalhes sobre o sistema eólico adotado. Nesta figura, pode-se observar o sistema de potência assim como os sistemas de controle atuantes no processo de conversão da energia eólica em energia elétrica e a interligação desta unidade geradora com a rede elétrica convencional.

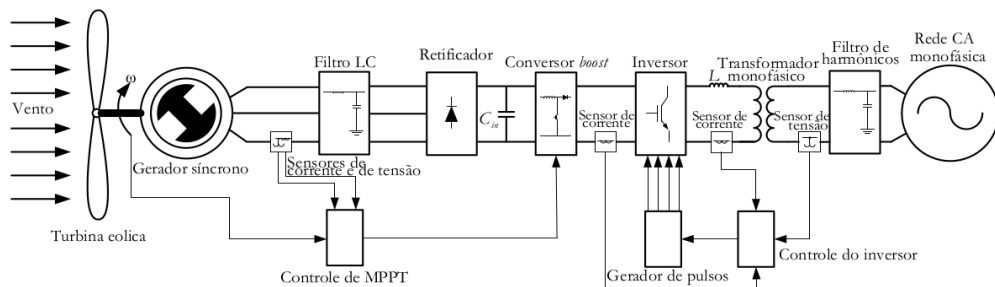


Figura 2. Complexo eólico-elétrico proposto e os respectivos sistemas de controles

A tabela 1 reúne os principais parâmetros do AGPP avaliado, a qual permite com-

parar os valores de projeto, estipulados a partir de valores de modelos reais disponíveis no mercado, com aqueles obtidos através do modelo implementado.

Os componentes que constituem o complexo eólico-elétrico são descritos detalhadamente na sequência, em consonância com a disposição com que são apresentados na figura 2.

Os componentes que constituem o complexo eólico-elétrico são descritos detalhadamente na sequência, em consonância com a disposição com que são apresentados na figura 2.

Tabela 1. Comparação entre os parâmetros do AGPP projetado e simulado

Parâmetro	Valor de projeto	Valor da simulação
Potência mecânica da turbina	8 kW	7,9 kW
Rendimento do gerador elétrico	75%	77,2%
Potência ativa gerada	6 kW	6,08 kW
Potência ativa entregue	5,7 kW	5,64 kW
Rendimento do sistema de interligação	95%	92,8%
Corrente de saída nominal	25,9 A	25,75 A

3.1 Modelagem do vento

A modelagem da dinâmica dos ventos adotada é descrita pela equação (1), em que a velocidade do vento é composta pela soma de quatro componentes, a saber: a velocidade de vento base (v_{base} – componente principal), a rajada (v_{rajada}), a rampa de velocidade (v_{rampa}) e o ruído ($v_{ruído}$) [11, 12]:

$$v_{vento} = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \quad (1)$$

3.2 Turbina eólica

O primeiro dispositivo mecânico implementado é o rotor eólico. Conhecendo-se a velocidade do vento v_{vento} [m/s], a densidade do ar ρ [kg/m³] e a área de varredura das pás A [m²], pode-se determinar a potência total disponível no fluxo de ar P_{disp} [Watts], dada pela equação (2), amplamente utilizada na literatura técnica [13]. Sendo C_p o coeficiente de potência [adimensional]:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} C_p \rho A v_{vento}^3 \quad (2)$$

Tendo em vista que a potência transmitida ao eixo do rotor é dada pelo produto do conjugado [N.m] pela velocidade mecânica do rotor [rad/s], a expressão (2) pode ser reescrita de acordo com a equação (3):

$$T_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A \frac{v_{vento}^3}{\omega} \quad (3)$$

Por meio das equações que regem o comportamento mecânico do sistema de geração eólico a partir da velocidade do vento, é possível modelar e simular a dinâmica do rotor eólico. O PSIM utiliza a analogia entre a dinâmica de um sistema mecânico inercial e a dinâmica da corrente em um capacitor [10, 13]. Assim sendo, a figura 3 mostra, por meio de diagramas de blocos, o modelo da turbina eólica implementada [13, 14].

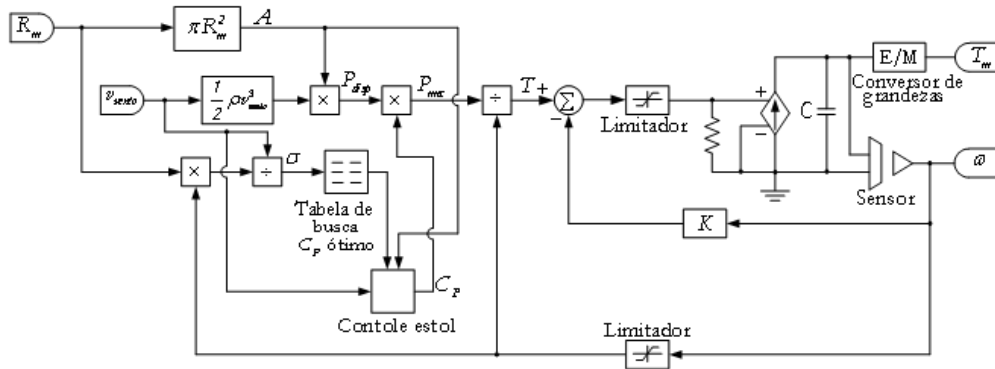


Figura 3. Turbina eólica implementada

A potência disponível na massa de ar não pode ser extraída totalmente pelo rotor eólico, visto que o vento após passar pelas pás continua com uma velocidade não nula. Daí surge o fator de desempenho ou coeficiente de potência C_p , o qual pode ser calculado pela expressão (4), sendo P_{mec} a potência mecânica efetiva no eixo da turbina:

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (4)$$

O coeficiente C_p é usualmente representado em função da razão da velocidade de ponta λ (*Tip Speed Ratio - TSR*) e é dado pela equação (5) [13], sendo R_m o raio da turbina [m] e ω a velocidade angular de operação [rad/s].

$$\lambda = \frac{R_m \omega}{v_{vento}} \quad (5)$$

A relação entre C_p e λ é dada pela curva do coeficiente de potência, ilustrada na figura 4, a qual representa o rendimento do equipamento implementado.

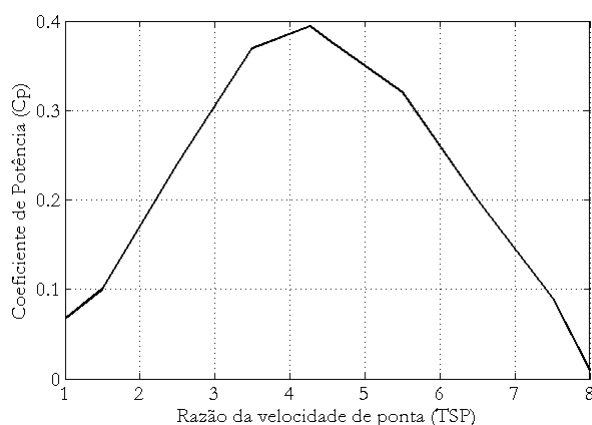


Figura 4. Curva do coeficiente de potência C_p

Em sistemas reais, faz-se necessário o controle do funcionamento da turbina para ventos fortes. A estratégia adotada nesse trabalho foi o controle passivo por deslocamento do vento (estol). O fenômeno de deslocamento do vento ocorre quando o fluxo de ar presente na superfície de um perfil deixa de aderir à superfície e entra em turbulência. A implementação do controle estol é mostrado na figura 5.

O controle implementado recebe o valor da velocidade de vento incidente e compara este com o valor nominal de 12 m/s. Caso o vento tenha velocidade menor que aquela nominal, então o coeficiente de potência é determinado pela equação (4). Entretanto, se a velocidade de vento for maior que a nominal, então o C_p será amortizado pelo circuito RLC e reduzido pela exponencial negativa tendo como valor máximo um C_p igual a 0,39, conforme ilustrado pela figura 4. Acima de 25 m/s, o sistema de geração é cortado, simulando o bloqueio do rotor eólico.

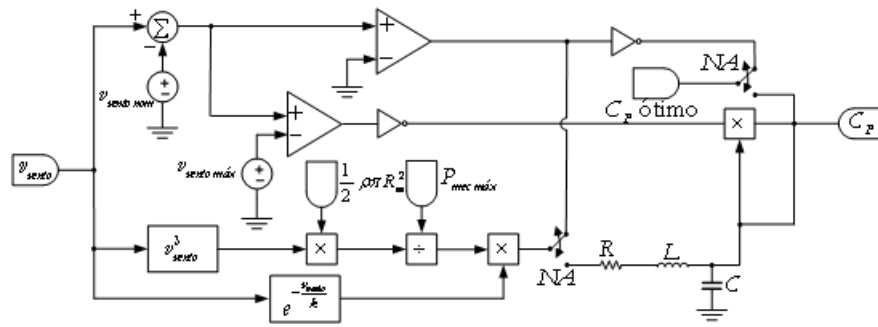


Figura 5. Controle estol desenvolvido e implementado

Esse tipo de controle é utilizado em aerogeradores de pequeno porte devido ao baixo custo frente aqueles controles mais sofisticados como o controle *pitch*. O funcionamento desse sistema passivo é evidenciado pela figura 6.

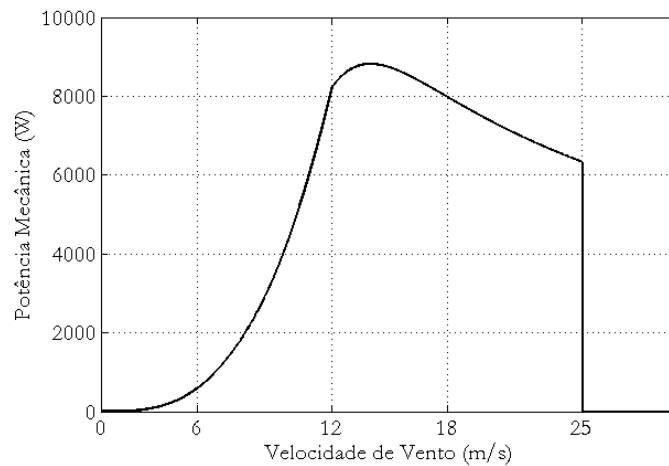


Figura 6. Potência mecânica em função da velocidade de vento

A figura 6 apresenta a curva de potência característica do modelo implementado. Observa-se que acima da velocidade de vento nominal de 12 m/s, o controle estol atua impedindo o aumento da potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina, mantendo a potência próxima da nominal até que o vento atinja 25 m/s. Nesse instante, o controle desliga a máquina de forma a proteger todo sistema.

3.3 Gerador elétrico

A turbina eólica encontra-se acoplada diretamente ao Gerador Síncrono de Ímã Permanente (GSIP) trifásico, defendido na literatura científica como sendo a melhor opção para pequenos aerogeradores devido à necessidade de pouca manutenção, aliado a alta eficiência.

Vale ressaltar que o gerador empregado possui uma grande quantidade de polos, gerando em frequências baixas e variáveis, de acordo com a velocidade do rotor eólico. Além disso, a solução com ímãs permanentes apresenta maior rendimento, pois praticamente não há perdas no rotor. Assim, o GSIP tem como principais vantagens a diminuição do peso da máquina e a simplificação do projeto construtivo, aumentando assim a confiabilidade.

A modelagem dinâmica dos geradores síncronos é encontrada na literatura clássica de máquinas elétricas [15]. Tomando como exemplo um GSIP cilíndrico, a figura 7 ilustra uma máquina contendo os eixos utilizados no equacionamento. Vale destacar que nesta ilustração estão sendo considerados apenas dois dos p polos do modelo.

Na figura 7, aa' , bb' e cc' são os enrolamentos distribuídos no estator. O ímã permanente presente no rotor produz as forças eletromotrizes e fluxos senoidais no eixo magnético do rotor. As tensões estatóricas do GSIP são expressas matricialmente pela expressão (6) [12, 15]. Sendo v as tensões estatóricas de fase [V], R as resistências dos enrolamentos do estator [Ω], i as correntes de fase [A] e γ os enlaces de fluxo [Wb-espira]:

$$[v] = [R][i] + \frac{d}{dt}[\gamma] \quad (6)$$

Em linhas gerais, pode-se resumir a dinâmica do rotor da máquina elétrica em uma única equação, dada pela expressão (7) [12, 15], em que J_{GSIP} é o momento de inércia do gerador [kg.m^2], ω é a velocidade angular mecânica [rad/s], T_m é o torque motriz do gerador [N.m], T_e é o torque eletromagnético [N.m] e B é o coeficiente de atrito do gerador [adimensional]:

$$J_{GSIP} \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - B\omega \quad (7)$$

3.4 Retificador em ponte completa

Os sinais trifásicos alternados gerados pelo GSIP passam por um retificador em ponte completa não controlado. Este componente é constituído por três ramos retificadores formados por dois diodos em cada ramo, como mostrado na figura 8. A tensão de saída apresenta uma ondulação (*ripple*) com frequência seis vezes à frequência da tensão de entrada.

O retificador é responsável pela conversão das tensões trifásicas CA nos terminais do gerador em tensão CC e, em consequência da não linearidade deste dispositivo, causa a distorção das formas de ondas das grandezas elétricas geradas pelo GSIP.

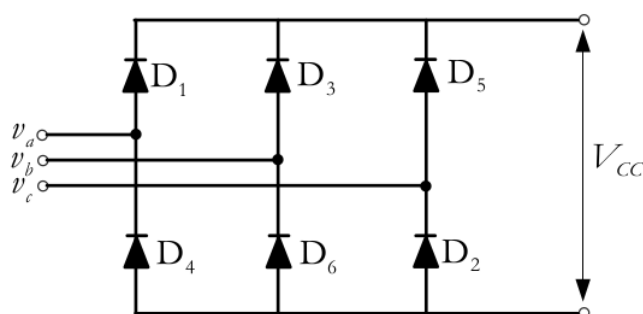


Figura 8. Retificador em ponte completa

O valor médio da tensão CC é dado pela integração da forma de onda da tensão de saída em um período, conforme apresentado pela equação (8) [16], sendo V_{CC} a tensão de saída da ponte retificadora [V] e V_{LP} a tensão de linha de pico gerada [V]:

$$V_{CC} = \frac{3}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{6}}^{\frac{\pi}{6}} V_{LP} \cos(\omega_e t) d(\omega_e t) = \frac{3}{\pi} V_{LP} \quad (8)$$

3.5 Conversor elevador

Após o retificador, há a presença do elo CC constituído pelo conversor elevador do tipo *boost*, acionado através do controle de rastreamento do ponto de potência máxima (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) [17, 18].

As principais aplicações do conversor CC-CC elevador de tensão, mostrado na figura 9, ocorrem em fontes de alimentação elevadoras, retificadores com alto fator

de potência e conversores que processam energia proveniente de fontes renováveis. Em aerogeradores de grande porte, o *chopper boost* (conversor elevador) controla a tensão do elo CC [19].

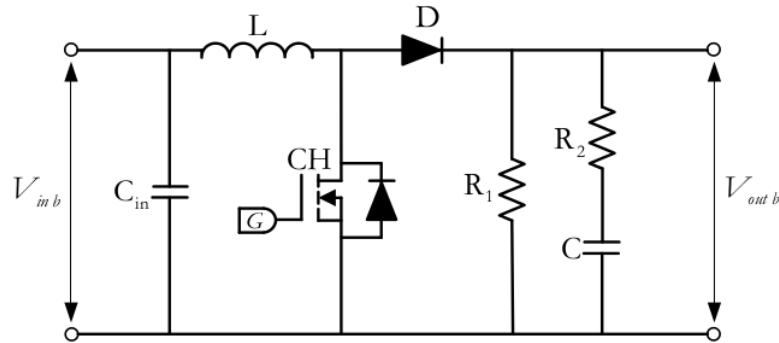


Figura 9. Topologia do conversor elevador adotado

Os detalhes de funcionamento dessa topologia são encontrados na literatura técnico-científica [16]. O interesse no emprego do conversor *boost* neste trabalho deve-se ao chaveamento controlado pela estratégia do MPPT utilizada [18].

Vale ressaltar que o indutor e o capacitor utilizados na configuração apresentada (Figura 9) visam diminuir a oscilação da tensão CC, desta maneira, proporcionando que o chaveamento de CH garanta a entrega da máxima potência na saída e, ao mesmo tempo, faça $V_{out b} > V_{in b}$, uma vez que $V_{out b}$ é a tensão de entrada do inversor de frequência e esta deve ser mantida dentro de uma faixa de variação aceitável para o perfeito funcionamento do inversor.

A seguir, será descrita a estratégia de controle adotada para a maximização da potência pelo conversor *boost*.

3.6 Sistema de rastreamento da máxima potência

De maneira genérica, uma variação na potência mecânica disponível (torque mecânico do gerador) modifica a velocidade angular da máquina. Esse processo é chamado de operação em velocidade variável e ocorre quando se interliga uma turbina eólica diretamente ao gerador elétrico sem dispositivo de controle de velocidade. Neste tipo de operação, há o desacoplamento entre as frequências do aerogerador e da rede

elétrica convencional por meio de conversores eletrônicos [20].

Uma correlação entre a velocidade de rotação do gerador e a velocidade do vento incidente possibilita aumentar a potência elétrica do GSIP. Para tal, é necessário analisar o comportamento da potência elétrica gerada em função da velocidade angular da turbina para diferentes velocidades de vento.

Diante deste contexto, empregando o esquema da figura 10, incidiu-se a velocidade nominal de vento (12 m/s), variando-se a carga e, conseqüentemente alterando-se a velocidade angular da turbina. Dessa forma foi possível observar o comportamento da potência elétrica em função da variação da velocidade angular, obtendo, assim, a curva superior da figura 11. O processo foi repetido por meio de simulações computacionais para diversas velocidades de vento (10, 8, 6, e 4 m/s), obtendo-se assim as diversas curvas apresentadas na figura 11.

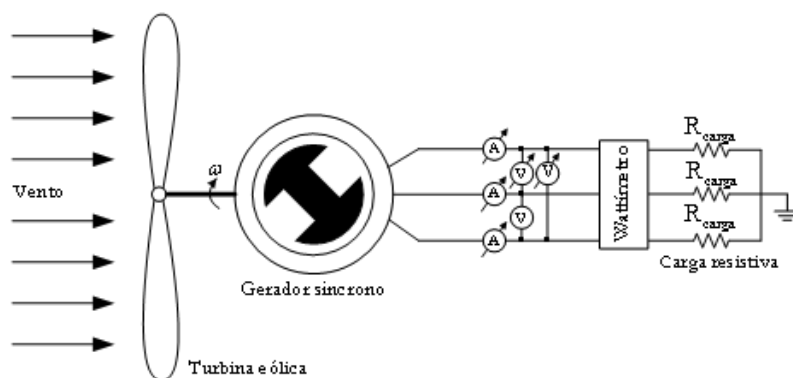


Figura 10. Esquema de teste do gerador síncrono

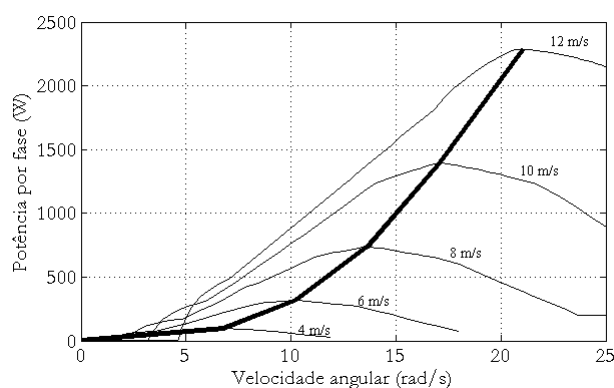


Figura 11. Potência elétrica em função da velocidade angular

Na figura 11, é possível observar que a potência elétrica, após atingir o valor máximo, começa a diminuir à medida que a velocidade angular aumenta. Pelo exposto, é possível encontrar uma curva característica para a maximização da potência elétrica do aerogerador utilizando os pontos de máxima potência para cada velocidade de vento, conforme a curva em destaque na figura 11. Essa curva apresenta o comportamento da potência elétrica máxima em função da velocidade angular para qualquer que seja a velocidade de vento incidente. Para estes pontos, o rotor eólico opera próximo ao ponto de coeficiente de potência máximo ($C_{p\ max}$).

Uma estratégia de controle eficiente deve manter a potência sempre operando nesses pontos, mesmo que a velocidade de vento incidente sofra alteração. Ainda, se a carga conectada ao gerador for alterada, o controle deve fazer com que o ponto de operação não se afaste do ponto de potência máxima.

Neste sentido, uma estratégia de controle eficaz utilizando a curva de potência é o método conhecido como *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), aplicado às turbinas eólicas de pequeno porte [18]. O intuito da estratégia utilizada é fazer com que a potência elétrica do GSIP seja controlada em função da velocidade angular do rotor utilizando a curva de potência máxima da figura 11 como referência [14]. Utilizou-se então uma malha de controle do tipo Proporcional Integral (PI), cujo sinal de referência é a potência ativa gerada em uma fase e, também, uma tabela de busca que contém os dados da curva de máxima potência (Figura 11). A planta de controle é mostrada na figura 12 [13].

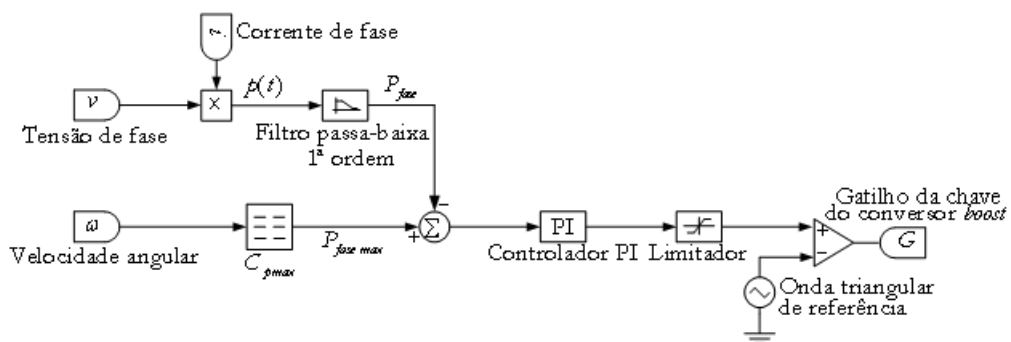


Figura 12. Planta de controle do MPPT

A velocidade angular ω é monitorada e serve como entrada na tabela de busca. O sinal de referência $P_{fase\ max}$ é gerado pela curva do MPPT [13, 19]. O produto $v \times i$ fornece a potência instantânea, $p(t)$, em uma fase do gerador elétrico. O filtro passa baixa captura a potência média ou potência ativa em Watts, gerando o sinal P_{fase} . Este sinal é subtraído de $P_{fase\ max}$, gerando o sinal de erro que alimenta o controlador PI. Este, por sua vez, alimenta o gerador de pulsos PWM (*Pulse Width Modulation*), que irá controlar o chaveamento do conversor *boost* [14]. Acrescentou-se ainda um limitador de sinal para evitar transitórios indesejados no controlador PI. A onda triangular é utilizada como referência no comparador que gera o sinal PWM para controlar o chaveamento do conversor *boost*.

3.7 Projeto do conversor *boost*

No dimensionamento dos componentes empregados no conversor *boost*, utilizaram-se os dados do MPPT. A frequência de chaveamento (f_{cb}) da chave CH é a mesma da onda triangular de referência, isto é, 21 kHz e de amplitude igual a 10 V de pico a pico. A tensão de saída do *boost* deve ser mantida constante tanto quanto possível. O valor da tensão CC de saída adotado foi 400 V para se garantir o funcionamento perfeito do sistema quando interligado à rede elétrica convencional de 220 V eficaz. Admitindo-se uma variação de 5% na saída do conversor *boost*, obtém-se uma tensão mínima de 380 V e uma máxima de 420 V. Utilizando também os valores mínimo e máximo da tensão de entrada, considerando uma variação de 10%, pode-se calcular o ciclo de trabalho (DC, do inglês *Duty Cycle*) da onda triangular de referência (Figura 12), considerando as flutuações dos níveis de tensão de entrada e saída, através das equações (9) e (10) [21]:

$$DC_{min} = 1 - \frac{V_{in\ max}}{V_{out\ min}} \quad (9)$$

$$DC_{max} = 1 - \frac{V_{in\ min}}{V_{out\ max}} \quad (10)$$

Utilizando o valor médio para o ciclo de trabalho, pode-se calcular, através da equação (11), o valor da indutância necessária para atender as especificações do projeto

[21]:

$$L > \frac{DC_{med}V_{out}(1-DC_{med})^2}{2F_{cb}I_{out}} \quad (11)$$

O capacitor de saída, por sua vez, tem o importante papel de armazenar a energia, servindo como fonte de tensão para o inversor. Para tal, a oscilação da tensão ou *ripple* no capacitor não deve ultrapassar os limites da faixa de funcionamento previstos (5%). Como isso não ocorreu, adotou-se um *ripple* máximo de 1 V. De posse destas informações, pode-se calcular a capacitância através da expressão (12) [21].

$$C > \frac{I_{out}(DC_{med})}{\Delta V_{out}f_{cb}} \quad (12)$$

No modelo implementado foi introduzido um capacitor de filtro após a ponte retificadora (C_{in}) de modo a estabilizar a tensão de entrada do conversor *boost*. O valor da capacitância adotada foi de 1200 μF . O chaveamento do *boost* foi feito através do MOSFET (*Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor*), escolhido devido a eficiência e rapidez na resposta, além deste apresentar maior robustez mecânica.

A tensão CC resultante da operação do conversor CC-CC elevador para a situação de vento nominal é elevada de cerca 200 V para o valor desejado de 400 V.

Destaca-se ainda que o filtro LC colocado na saída do gerador é uma metodologia comumente empregada [22]. Os parâmetros dos elementos que compõem o conversor estão especificados na tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros do conversor *boost*

Parâmetro	Valor
C_{filtro}	60 μF
L_{filtro}	60 μH
C_{in}	1200 μF
L	600 μH
f_{cb}	21 kHz
C	1300 μF

3.8 Inversor de frequência

O inversor de frequência, responsável pela compatibilização das grandezas elétricas geradas pelo aerogerador com a rede elétrica, é apresentado na figura 13 [23, 24]. As chaves são acionadas pelo sistema de controle efetuado através da técnica SPWM (*Sinusoidal Pulse-Width Modulation*) [25].

O indutor de saída atua como um filtro ao diminuir a oscilação da corrente de saída do inversor. Além disso, o transformador é do tipo isolador monofásico, apresentando uma relação de tensão no primário e no secundário de 1:1. Optou-se por usar chaves do tipo IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), devido à eficiência e velocidade de resposta destes para aplicação em inversores. O divisor de tensão resistivo é utilizado para diminuir o nível da tensão de entrada para o controle do mesmo.

A metodologia adotada emprega uma estratégia de controle que atua sobre a corrente de saída do inversor, uma vez que a tensão de saída é imposta pela rede elétrica local [23, 24, 26].

Para manter a tensão no barramento CC (saída do conversor) com valor médio constante, adotou-se uma configuração compensadora de tensão para garantir o fluxo de potência transferido para a rede elétrica.

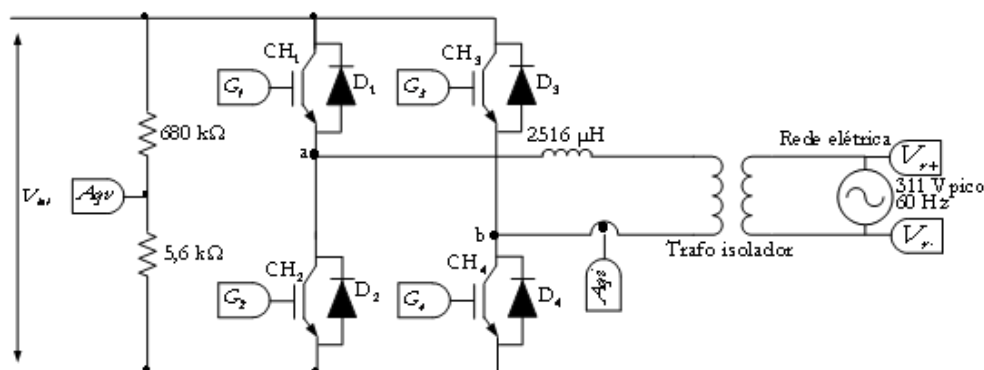


Figura 13. Inversor de frequência monofásico

A tabela 4 resume os valores dos parâmetros gerais do inversor de frequência implementado neste trabalho.

Tabela 4. Parâmetros do inversor de frequência

Parâmetro	Valor
Potência de saída	6 kW
Frequência de chaveamento	30 kHz
Tensão CC de entrada	400 V
Tensão CA de saída	220 V
Frequência de saída	60 Hz
Modulação	SPWM unipolar

Para garantir que a potência ativa gerada seja entregue à rede elétrica, é necessário que a corrente de saída esteja com fase oposta à tensão. Para tal, é necessária a utilização de dois compensadores, a saber: o compensador de corrente de saída e o de tensão de entrada. Além disso, a malha de corrente deve ser rápida o bastante para manter a corrente senoidal e ainda com baixa distorção harmônica. O compensador de tensão, por sua vez, mantém a tensão no barramento CC constante e controla o fluxo de potência ativa injetado.

A estratégia de controle utilizada está ilustrada pelo diagrama de blocos na figura 14 [23, 24], em que são mostrados os compensadores de corrente, $C_i(s)$, e de tensão, $C_v(s)$.

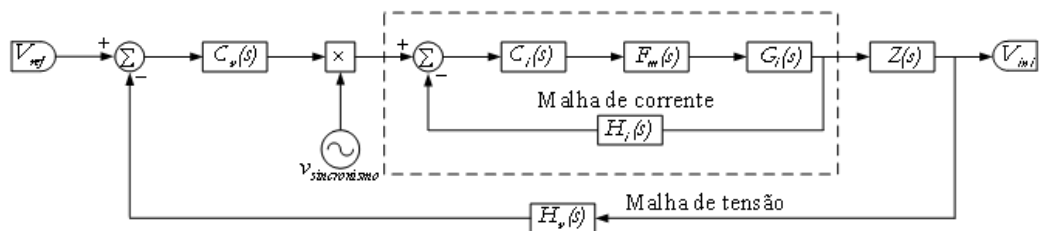


Figura 14. Diagrama de blocos do controle do inversor

Nas próximas subseções, são abordadas as malhas de tensão e de corrente empregadas.

3.8.1 Malha de corrente do inversor de frequência

A malha de corrente controla a corrente elétrica injetada na rede. Além disso, na figura 14, tem-se que:

$$F_m(s) = \frac{1}{V_T} \quad (13)$$

$$H_i(s) = G_{hall} \quad (14)$$

$$G_i(s) = \frac{I_L}{DC} \quad (15)$$

Em que V_T é o valor de pico da onda portadora triangular de referência, adotado neste trabalho como sendo 8 V pico a pico. O ganho do sensor de efeito hall, G_{hall} , utilizado no primário do transformador para medir a corrente elétrica de retorno, foi definido como sendo $G_{hall} = 0,185$. A função $G_i(s)$ é dada pela razão entre a corrente no indutor I_L e a razão cíclica DC . Vale mencionar que o compensador de corrente adotado é do tipo PI com filtro [23,24]. A função de transferência desse compensador é dada por:

$$C_i(s) = \frac{1 + C_1 R_2 s}{R_2 s (C_1 + C_2 + R_2 C_1 C_2)} \quad (16)$$

3.8.2 Malha de tensão do inversor de frequência

A malha de tensão atua mantendo a tensão na entrada no inversor constante em 400 V, evitando, assim, sobrecarregar as chaves estáticas do equipamento.

Foram adotados os valores de tensão $V_{in} = 400$ V e $V_{ref} = 3,2$ V. De posse destes parâmetros, pode-se calcular $H_v(s)$, da figura 14, utilizando a equação:

$$H_v(s) = \frac{V_{ref}}{V_{in}} \quad (17)$$

O bloco $Z(s)$ representa o módulo de acionamento das chaves do inversor de frequência.

O circuito utilizado para o compensador de tensão $C_v(s)$ foi, novamente, o PI com filtro não inversor [23, 24], cuja função de transferência é dada pela equação:

$$C_i(s) = 1 + \frac{1 + C_1 R_2 s}{R_2 s (C_1 + C_2 + R_2 C_1 C_2)} \quad (18)$$

3.9 Projeto do inversor de frequência

Sabendo-se que a tensão de entrada, controlada pela malha de tensão descrita anteriormente, é $V_{in} = 400$ V e que a tensão de saída é imposta pela rede elétrica convencional, cujo valor eficaz é 220 V, pode-se projetar os parâmetros do inversor. Inicialmente, o índice de modulação M do inversor é dado pela equação [23, 24]:

$$M = \frac{V_{out\ pico}}{V_{in}} \quad (19)$$

Considerando-se um rendimento de 95% sobre a potência ativa de 6 kW gerada, a potência ativa injetada na rede elétrica deve ser 5700 W. Estimando-se, ainda, um fator de potência 0,98, tem-se que a potência aparente (S_{total}) do modelo será 5818 VA. O valor eficaz da corrente de saída I_{out} é dado pela expressão (20) e estimado em 25,91 A [23, 24].

$$I_{out} = \frac{S_{total}}{V_{out}} \quad (20)$$

Admitindo-se uma variação percentual na corrente no indutor de filtro do inversor de $\Delta I_{filtro} = 10\%$, pode-se estimar a corrente eficaz I_{filtro} que passa pelo indutor por meio da equação [23, 24]:

$$I_{filtro} = \sqrt{I_{out}^2 + \left(\frac{\Delta I_{filtro}}{2}\right)^2} \quad (21)$$

A corrente de pico nos componentes do inversor é dada pela expressão [23, 24]:

$$I_{filtro\ pico} = I_{out\ pico} + \frac{\Delta I_{filtro}}{2} \quad (22)$$

Utilizando-se a frequência de comutação das chaves do inversor $f_{chi} = 30$ kHz, encontra-se a indutância de filtro do inversor, dada pela equação [23, 24].

$$L_{filtro\ inv} = \frac{(V_{in} - V_{out\ pico})M}{2f_{chi}\Delta I_{filtro}I_{out\ pico}} \quad (23)$$

O circuito de potência do inversor e o sistema de controle utilizado são mostrados nas figuras 13 e 15, respectivamente [23,24].

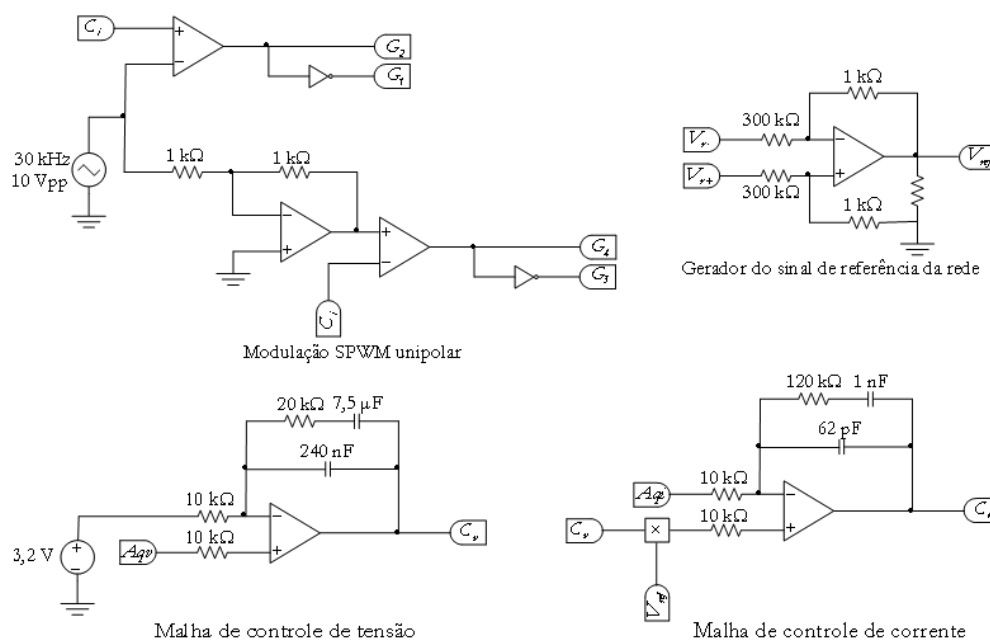


Figura 15. Sistema de controle do inversor

A figura 15 apresenta o sistema de controle do inversor. Além das malhas de corrente e tensão descritas anteriormente, foram acrescentados o controle da modulação SPWM e o gerador do sinal de referência da rede elétrica. Estes dois subsistemas são utilizados tanto para capturar a amplitude e a fase da tensão da rede elétrica quanto para gerar os pulsos de controle para as chaves estáticas do inversor.

A malha de tensão, por sua vez, capta a tensão proveniente do divisor de tensão (Aqv) e a compara com um valor fixo de 3,2 V, de forma a identificar uma oscilação na tensão de entrada. Se a oscilação ocorrer, é gerado um sinal de pulso na malha de tensão (C_v) que é utilizado como parcela no produto da malha de corrente. Compara-se o sinal do produto com aquele da corrente de retorno no primário do transformador (Aqi) e obtém-se um novo trem de pulsos na saída da malha de corrente (C_i), utilizado

para manter a corrente de saída senoidal e com fase invertida em relação à da tensão da rede.

A modulação SPWM é utilizada para acionar os IGBTs do inversor de forma a obter um sinal senoidal na saída. A frequência de comutação dessas chaves é dada pela frequência de oscilação de 30 kHz da portadora triangular de 8 V pico a pico, que é comparada com o sinal C_i da malha de corrente. As chaves CH_1 e CH_2 recebem os sinais de gatilho opostos, enquanto os sinais de CH_3 e CH_4 passam antes por um circuito inversor de fase simples de modo a serem opostos a CH_1 e CH_2 e opostos também entre si.

3.10 Harmônicos em aerogeradores de pequeno porte

O retificador não controlado, mostrado na figura 8, apresenta comportamento altamente não linear. A consequência dessa não linearidade é a distorção da corrente e da tensão geradas pelo GSIP [27].

O procedimento mais comum para a análise do conteúdo harmônico presente em uma forma de onda é Distorção Harmônica Total (*DHT*). A *DHT* resultante da série de Fourier é definida pelas equações (24) e (25) para a tensão e para a corrente, respectivamente [27]. Sendo V_n o valor eficaz da tensão de ordem n [V], I_n o valor eficaz da corrente de ordem n [A], V_1 o valor eficaz da tensão fundamental [V], I_1 o valor eficaz da corrente fundamental [A] e n a ordem da componente harmônica.

$$DHT_V = \sqrt{\sum_{n>1}^{n_{m\acute{a}x}} \frac{V_n^2}{V_1^2}} \times 100(\%) \quad (24)$$

$$DHT_I = \sqrt{\sum_{n>1}^{n_{m\acute{a}x}} \frac{I_n^2}{I_1^2}} \times 100(\%) \quad (25)$$

Os harmônicos de corrente e tensão geram componentes assíncronos no campo magnético do entreferro dos geradores elétricos, o que ocasiona o aumento das perdas e, conseqüentemente, aumento da temperatura de funcionamento dos mesmos [28].

Ainda, altos níveis de distorção harmônica nos sistemas de geração distribuídos podem causar problemas de ordem econômica para as redes de distribuição da con-

cessionária e para equipamentos sensíveis, principalmente em linhas de produção.

Em nível internacional, a conexão de fontes de geração distribuída à rede elétrica é regulamentada pela norma IEEE 1547. Essa norma aborda as etapas que vão desde o projeto, a comercialização e a aplicação das fontes distribuídas de energia conectadas à rede elétrica [29]. Além disso, ao alimentar cargas lineares, os valores dos harmônicos de corrente admissíveis não deve ultrapassar 4% para os harmônicos ímpares menores que 11º, 2% para os harmônicos entre 11º e 17º, 1,5% para os harmônicos entre 17º e 23º, 0,6% para os harmônicos entre 23º e 35º e 0,3% para harmônicos ímpares maiores que 35º. Os harmônicos pares devem ser limitados a 25% das ímpares para cada caso.

A IEC-61400-21 apresenta recomendações para medição e avaliação das características da qualidade da energia em turbinas eólicas [30]. Esta norma apresenta também soluções para quantificar harmônicos da rede elétrica de forma a avaliar a emissão de uma geração distorcida. Ainda ressalta que se deve computar o conteúdo harmônico até o 49º harmônico. Além disso, ela indica que a distorção harmônica total de tensão, incluindo todos os harmônicos acima daquele de ordem 50, deve ser inferior a 5%.

3.10.1 Filtro mitigador de harmônicos

Para a redução das distorções harmônicas da corrente injetada na rede elétrica convencional, optou-se por inserir um filtro LC passa baixa na saída do inversor de frequência. A escolha desse filtro deve-se à sua capacidade de minimizar os reativos, simplicidade de projeto e baixo custo. Este filtro está ilustrado na figura 16.

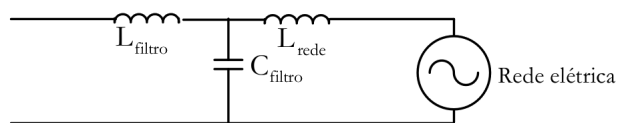


Figura 16. Filtro de Saída

O projeto dos componentes é feito de modo a eliminar os harmônicos de altas frequências provenientes do chaveamento do inversor. A frequência de corte, ω_c , é dada pela equação [27]:

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{L_{filtro} C_{filtro}}} \quad (26)$$

Escolheu-se uma frequência de corte igual 1000 Hz com o intuito de mitigar as altas frequências provenientes do chaveamento do inversor sem comprometer a potência injetada na rede elétrica. A tabela 5 apresenta os parâmetros utilizados no filtro mitigador de distorção harmônica.

Tabela 5. Parâmetros do filtro mitigador de harmônico

Parâmetro	Valor
C_{filtro}	10 μ F
L_{filtro}	2,533 mH
ω_c	1000 Hz

4 Resultados e discussões

O comportamento do vento incidente utilizado na simulação está ilustrado na figura 17.

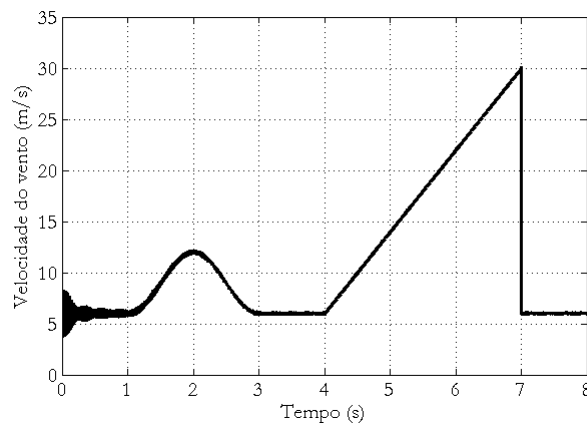


Figura 17. Velocidade do vento incidente na turbina

O vento é constituído de uma componente base de velocidade de 6 m/s e um ruído permanente, que é a parcela que incorpora a aleatoriedade ao mesmo. Uma rajada de

vento é adicionada, fazendo com que se atinja a velocidade nominal de 12 m/s no instante de tempo igual a 2 s. Após o tempo de relaxamento do sistema, inicia-se uma rampa no instante de tempo igual a 4 s, propositalmente para que o controle estol atue evitando o aumento indesejado da potência mecânica da turbina após 12 m/s e ainda desconectando a mesma quando o vento atinge 25 m/s.

A potência elétrica gerada pelo GSIP e a potência ativa injetada na rede elétrica (considerando as perdas do sistema), para o vento apresentado, estão mostradas na figura 18. Na análise dos resultados considerou-se apenas o regime permanente da máquina, negligenciando o comportamento do sistema no transitório de partida.

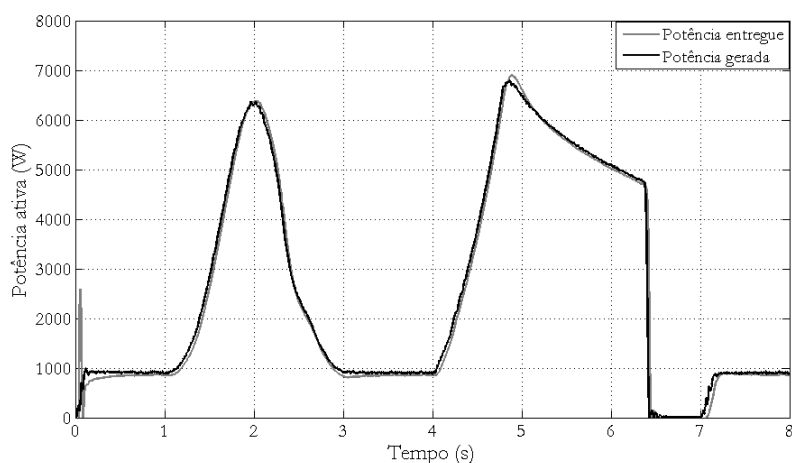


Figura 18. Potência ativa gerada e potência ativa entregue à rede

Para o vento base de 6 m/s, a potência elétrica gerada mantém-se constante em 900 W. A potência entregue à rede elétrica é de cerca de 850 W. Durante a rajada de vento, o sistema atinge o valor nominal de 6 kW. Nas diminuições do vento incidente, a potência entregue apresenta-se levemente superior devido às constantes de tempo e também à própria inércia do sistema.

Durante a rampa, quando a velocidade de vento ultrapassa a velocidade nominal de 12 m/s, o controle estol reduz o coeficiente de potência de forma a limitar a potência gerada em 6 kW mesmo com o aumento da velocidade de vento. Ao atingir o ponto crítico de 25 m/s, a geração é interrompida de forma a evitar danos ao sistema

como um todo.

O perfil das tensões trifásicas geradas nos terminais do GSIP está mostrado na figura 19. Percebe-se o aumento da tensão com o aumento da velocidade do vento incidente e o corte da geração durante o ponto crítico de 25 m/s. Detalhes da forma de onda da tensão são mostradas na figura 20.

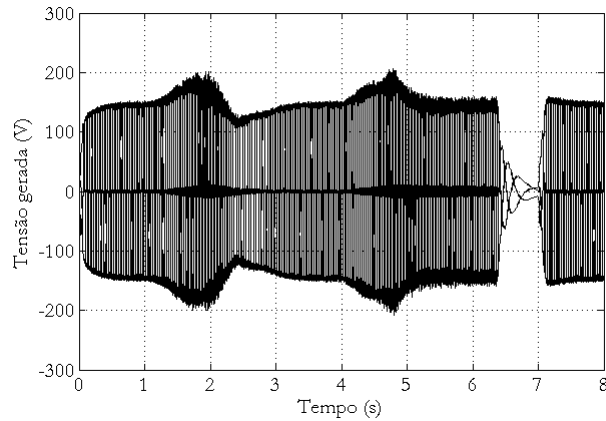


Figura 19. Tensões de linha nos terminais do GSIP

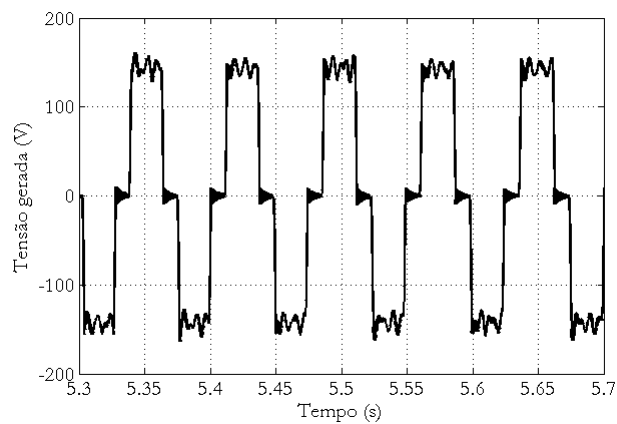


Figura 20. Forma de onda da tensão de linha no gerador

O perfil das correntes geradas nos terminais do GSIP está mostrado na figura 21. Percebe-se o aumento da corrente com o aumento da velocidade de vento e o corte na geração durante o ponto crítico quando a velocidade do vento atinge 25 m/s.

Dividiu-se o estudo em dois instantes distintos: o primeiro, para a velocidade do

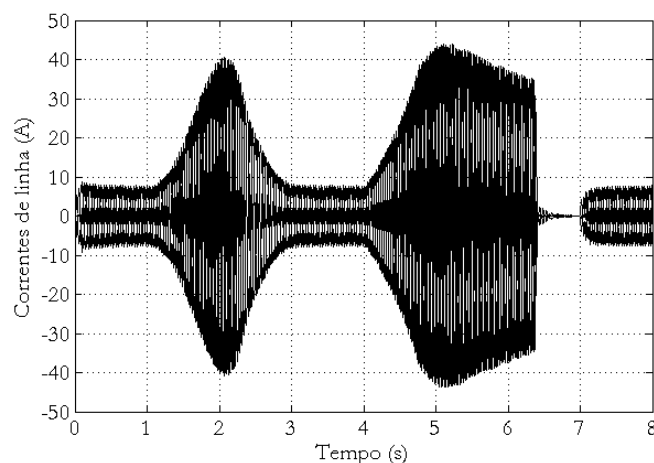


Figura 21. Perfil das correntes de linha trifásicas nos terminais do GSIP

vento base igual a 6 m/s, e o segundo, durante o pico da rajada quando esta atinge a velocidade nominal do vento, ou seja, 12 m/s.

A forma de onda da corrente durante o primeiro instante está mostrada em detalhes na figura 22(a). O valor eficaz da corrente é 4,9 A e a DHT_I (Distorção Harmônica Total de Corrente) é 26,87% com presença dos harmônicos característicos 5º, 7º, 11º e 13º, conforme evidenciado na figura 22(b).

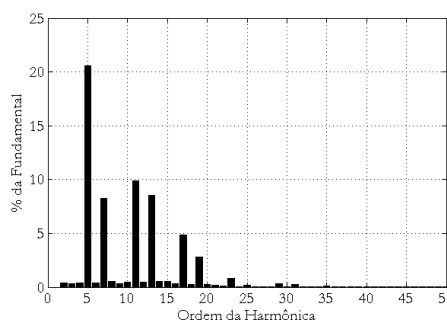
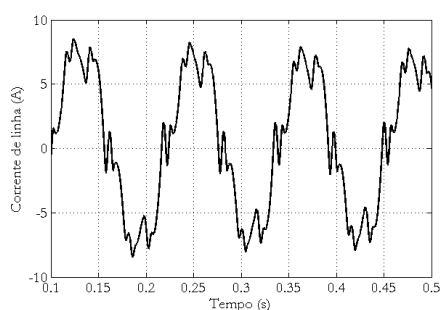


Figura 22(a). Forma de onda da corrente no GSIP para vento base (6 m/s) – Instante 1

Figura 22(b). Harmônicos da corrente no GSIP para vento base (6 m/s) – Instante 1

A forma de onda da corrente durante a rajada de vento, quando esta atinge o valor nominal, é mostrado na figura 23(a). O valor eficaz da corrente mostrada nesta figura é 29,7 A e DHT_I de 5,17% com presença dos harmônicos ímpares característicos 5º,

7°, 11°, 13°, conforme evidenciado na figura 23(b).

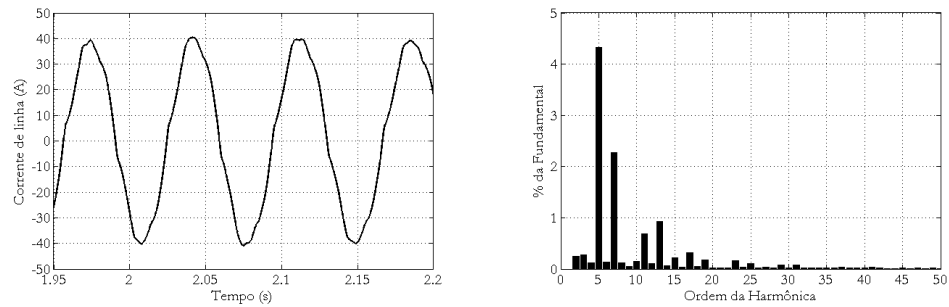


Figura 23(a). Forma de onda da corrente no GSIP para vento nominal – Instante 2 Figura 23(b). Harmônicos da corrente no GSIP para vento nominal – Instante 2

Uma vez que as grandezas elétricas estudadas até o momento são processadas no conversor CA-CC-CA do complexo eólico-elétrico, a distorção das formas de onda não é refletida na saída do inversor, pois há um desacoplamento entre os dois sistemas e, portanto, o tratamento dos harmônicos no gerador não será foco desse trabalho. Para evidenciar este comentário, a análise será feita na corrente de saída, medida no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), uma vez que a tensão é imposta pela rede elétrica convencional.

O perfil do sinal de corrente de saída para o sinal de vento da figura 17 é mostrado na figura 24.

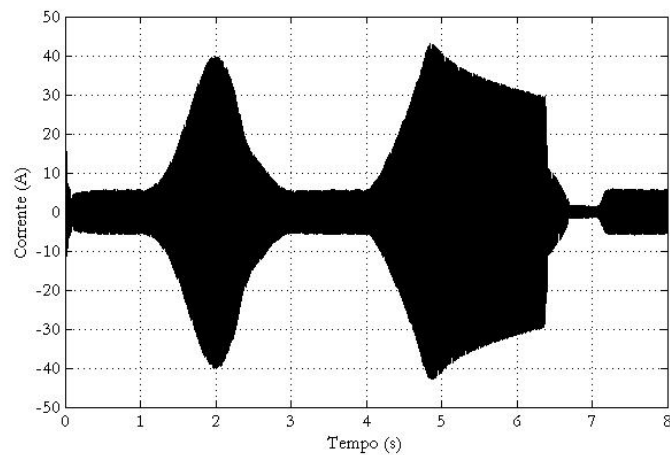


Figura 24. Perfil da corrente injetada na rede elétrica

Observa-se o baixo valor da corrente enquanto a velocidade de vento mantém-se em 6 m/s. Durante a rajada, a corrente atinge o valor nominal e retorna para o valor anterior quando a rajada cessa, atingindo um novo estágio de relaxamento. Durante a rampa, o controle estol atua impedindo que a potência ultrapasse o valor nominal, assim a corrente permanece num patamar quase constante (valor nominal). Para a velocidade de vento acima de 25 m/s, a injeção de corrente na rede elétrica é cessada e só é retomada após estabilização da velocidade do vento.

De maneira análoga ao estudo anterior, dividiu-se a análise da corrente de saída em dois instantes: o primeiro, para a velocidade base de vento (6 m/s), e o segundo durante a rajada, na velocidade nominal de vento (12 m/s). Os resultados foram analisados antes da implementação do filtro mitigador de harmônicos e após a inserção do filtro, para fins de comparação. A frequência fundamental é 60 Hz, valor obtido pelo inversor de frequência, utilizando a rede elétrica local como referência.

O sinal para o primeiro instante sem filtro foi ampliado e é mostrado na figura 25(a). O valor eficaz da corrente é de 3,9 A. Ainda, a DHT_I calculada é 4,96%. Conforme pode ser observado nas figuras 25(b) e 25(c), há a presença de harmônicos de alta frequência, em torno da frequência de chaveamento do inversor de 30 kHz ou 500° harmônico.

O valor eficaz da corrente apresentada na figura 26(a) manteve-se em 3,9 A e a DHT_I calculada foi de 2,15%, atendendo as normas internacionais da qualidade da energia elétrica já mencionadas. A corrente elétrica durante a rajada de vento é mostrada na figura 27(a). O valor eficaz da corrente mostrada na referida figura é de 25,75 A. Conforme esperado, a corrente apresenta distorção harmônica quase insignificante, conforme ilustrado pelas figuras 27(b) e 27(c). A DHT_I calculada é igual a 1,27% embora a corrente apresente ainda componentes de alta frequência na ordem do 500° harmônico.

O resultado após o processo de filtragem para esse sinal é mostrado na figura 28(a). O valor eficaz permanece 25,75 A e DHT_I calculada foi de 1,2%, atendendo as normas da qualidade da energia. Uma vez que o filtro elimina os harmônicos de alta frequência, assim aqueles de baixa ordem permanecem praticamente inalterados, conforme ilustra a figura 28(b).

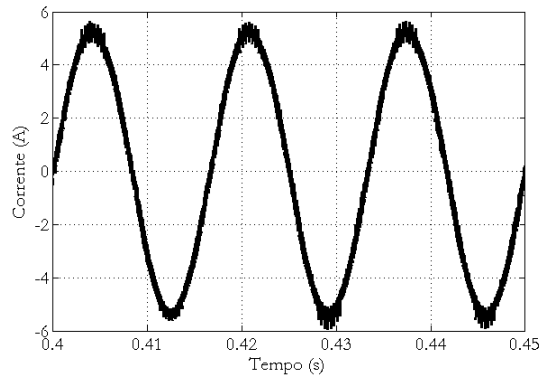


Figura 25(a). Corrente sem filtro injetada na rede – Instante 1

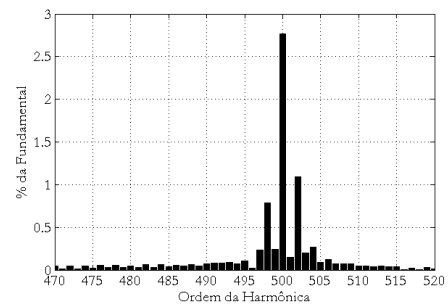
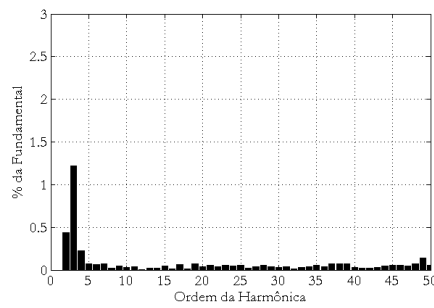


Figura 25(b). Harmônicos de baixa frequência da corrente injetada na rede sem filtro – Instante 1

Figura 25(c). Harmônicos de alta frequência da Corrente injetada na rede sem filtro – Instante 1

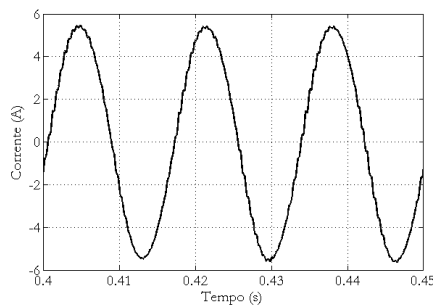


Figura 26(a). Corrente com filtro injetada na rede – Instante 1

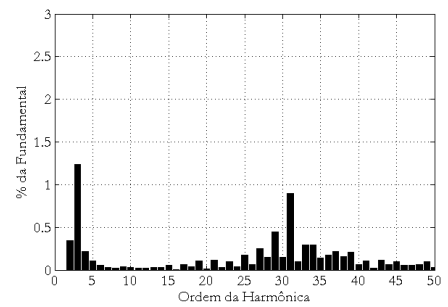


Figura 26(b). Harmônicos da corrente injetada na rede com filtro – Instante 1

Finalmente, um dos resultados mais importantes do estágio de interligação do complexo eólico com a rede elétrica é a corrente injetada pelo AGPP na rede. A

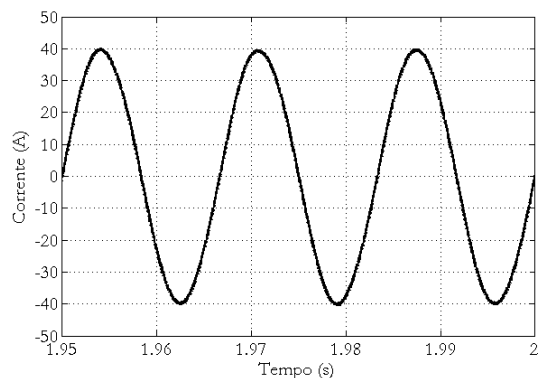


Figura 27(a). Corrente injetada na rede sem filtro – Instante 2

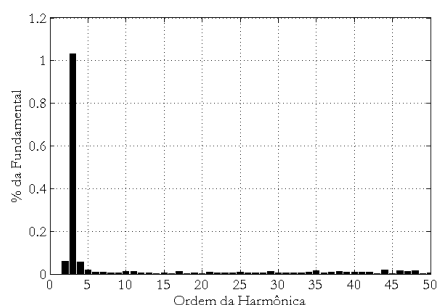
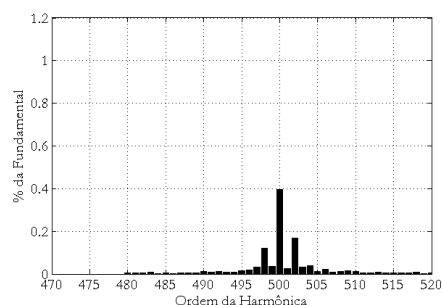


Figura 27(b). Harmônicos de baixa frequência da corrente injetada na rede sem filtro – Instante 2



noidal, com uma frequência de 60 Hz e nível de 25,75 A rms em regime nominal é alcançado, conforme pode ser constatado na figura 29. Pode-se, então, afirmar que a malha de corrente funciona devidamente como esperado, garantindo um sinal senoidal compatível com a rede elétrica.

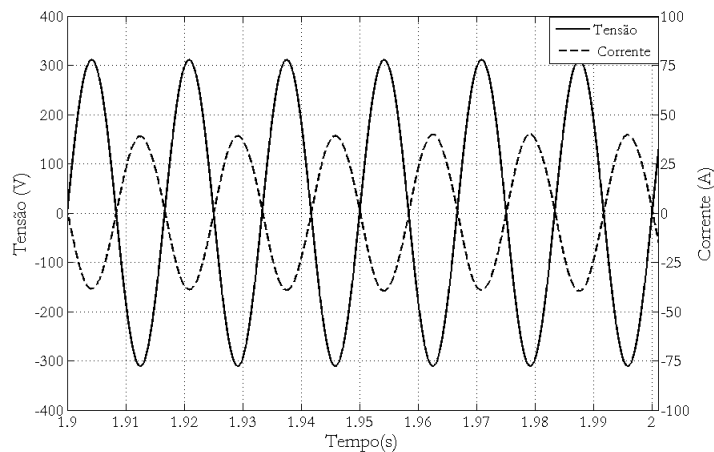


Figura 29. Corrente de saída do inversor

5 Conclusões

Para a análise do conteúdo harmônico das correntes do AGPP utilizou-se um regime de vento composto por um vento calmo com valor de base de 6 m/s e uma rajada de vento atingindo o máximo nominal de 12 m/s. Esse método de análise se mostrou eficaz por abordar o espectro de variações reais num regime de vento.

O sistema eólico interligado à rede elétrica simulado apresentou um rendimento superior a 92%, considerando a potência gerada e a potência entregue pelo aerogerador de pequeno porte. Assim, a simulação manteve-se fiel à modelagem matemática, cujo valor de rendimento esperado era de 95% quando não considerada a idealidade das chaves e demais componentes do sistema.

Os aspectos principais de interligação com a rede elétrica foram atendidos, uma vez que a corrente de saída apresentou formato senoidal, defasada de 180° em relação à tensão da rede.

O inversor de frequência operou de modo a desacoplar o sistema eólico e a rede,

enquanto o transformador de saída eliminou efetivamente o nível CC existente no sinal senoidal. Esse fato foi devidamente evidenciado, uma vez que a corrente de saída, medida no PAC apresentou DHT_I de 4,96% para o primeiro instante com componentes de alta frequência referentes a frequência de chaveamento das chaves do inversor e 1,27% para o segundo instante. Um filtro de correção foi projetado para atender as normas técnicas da qualidade da energia elétrica, obtendo-se uma DHT_I de 2,15% para o primeiro instante e 1,2% para o segundo, em ambos os casos as componentes de alta frequência foram mitigadas e os harmônicos de ordem abaixo do 49º não apresentaram influência relevante ao sinal de corrente.

Através dos resultados obtidos, pode-se concluir que o modelo de aerogerador de pequeno porte desenvolvido condiz com os estudos disponíveis na literatura e pode promover avanços tangíveis devido aos sistemas distribuídos e a prestação de serviços auxiliares que garantam melhoria da eficiência energética, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico e minimizando os riscos de sobrecarga ao SIN (Sistema Interligado Nacional).

Em relação às *smart grids*, o complexo eólico desenvolvido pode contribuir principalmente pela utilização de uma fonte alternativa de energia limpa e renovável, que é a energia eólica. A aplicação desta fonte alternativa como propulsora das redes inteligentes é defendida na literatura técnica [31], em que se discute as redes inteligentes como tendo o potencial de revolucionar os sistemas elétricos.

Agradecimentos

Os autores agradecem o suporte financeiro recebido da FAPESB (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia) através de bolsa de iniciação científica.

Referências

- [1] SINGH, M.; KHADKIKAR, V.; CHANDRA, A.; VARMA, R. K. Grid interconnection of renewable energy sources at the distribution level with power-quality improvement features, *IEEE T Power Deliver*, vol. 26, n. 1, p. 307-315, 2011.

- [2] INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética, Geração Distribuída. Disponível em: <http://www.inee.org.br/downloads/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>. Acesso em: abr/2015.
- [3] BISHT, T. Power quality in grid with distributed generation. *IJTEMT*, vol 1. n. 6, p. 61-64, 2012.
- [4] BRASIL. ANEEL, Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: abr/2015.
- [5] PINTO, A. C.; SANTOS NETO, P. J. Uma revisão do estado da arte sobre a aplicação de aerogeradores de pequeno porte no contexto das redes inteligentes. *R Ci exat e nat*, vol. 14, n. 1, p. 103-132, 2012.
- [6] DEBLASIO, R.; TOM, C. Standards for the marasma grid. *IEEE Energy 2030 Conference*, p. 1-7, 2008.
- [7] SHYAM. B.; RAJ, A. B.; THOMAS. P. C. A novel wind energy conversion system with power quality improvement features. *Innovative Smart Grid Technologies – India (ISGT India)*, *IEEE PES*, 2011.
- [8] KROPOSKI, B.; DEBLASIO, R.; SIMÕES, M., Benefits of power electronic interfaces for distributed energy systems. *IEEE T Energy Conver*, vol. 25, n. 3, 2010.
- [9] WANG, H.; NAYAR, C.; SU, J.; DING, M. Control and interfacing of a grid-connected small-scale wind turbine generator. *IEEE T Energy Conver*, vol. 26, n. 2, p. 428-434, 2011.
- [10] PSIM User Manual, 2010. Disponível em: <http://www.powersimtech.com>. Acesso em: abr/2015.
- [11] ANDERSON, P. M.; BOSE, A. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE T Power Ap Syst*, vol. PAS 102, n. 12, p. 3791-3795, 1983.

- [12] PINTO, A. C. Modelagem e análise de desempenho de complexos elétricos contendo centrais eólicas dotadas de geradores síncronos. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Uberlândia, MG, 2007.
- [13] ADEGAS, F. D. Análise, simulação e implementação de um conversor de baixa potência com MPPT e PFC para aerogeradores em sistemas isolados. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, RS, 2006.
- [14] TAN, K.; ISLAM, S. Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors. *IEEE T Energy Converter*, vol. 19, n. 2, 2004.
- [15] FITZGERALD, A. E., Electric machinery. 5 ed. New York, McGraw-Hill, 1990.
- [16] RASHID, M. H. Eletrônica de potência – Circuitos, dispositivos e aplicações. São Paulo: Makron Books, 1999.
- [17] BELAKEHAL, S.; BENALLA, H.; BENTOUNSI, A. Power maximization control of small wind system using permanent magnet synchronous generator. *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 12, n. 2, 2009.
- [18] ELTAMALY, A. M. Modeling of wind turbine driving permanent magnet generator with maximum power point tracking system. *J King Saud Univ*, vol. 19, n. 2, p. 223-237, 2006.
- [19] RANGEL, R. D.; GOMES JR, S.; FERRAZ J. C. R. Modelagem de aerogeradores baseados em máquinas síncronas de velocidade variável em programas de análise de estabilidade eletromecânica, *Anais do X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica SP147*, 2006.
- [20] ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGHT, P.; HUGHES, M. Wind energy generation – Modelling and control. Wiley, 2009.

- [21] HASANEEN, B. M.; MOHAMMED, A. A. Design and simulation of a DC/DC boost converter. *Power System Conference, MEPCON. 12th International Middle-East. IEEE*, 2008.
- [22] TONKOSKI JR, R. Estudo da utilização de PFCs na minimização de harmônicos em aerogeradores. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, RS, 2006.
- [23] MACCARINI, M. C. Inversor monofásico sincronizado para conexão de um gerador eólico à rede elétrica: Estudo, projeto e implementação. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2009.
- [24] HERTZ, G. T. Inversor conectado a rede elétrica para aplicação em geração distribuída com energia fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.
- [25] GREEN, R. M.; BOYS, J. T. Implementation of pulse width modulated inverter modulation strategies. *IEEE T Ind Appl*, vol. IA-18, n. 2, p. 138-145, 1982.
- [26] ZHANG, H.; SHAN, L.; REN, J.; CHENG, B.; ZHANG, H. Study on photovoltaic grid-connected inverter control system. *International Conference on Power Electronics and Drive Systems – PEDS*, 2009.
- [27] DIAS, G. A. D. Harmônicas em sistemas industriais. 2 ed., EDIPUCRS, 2002.
- [28] IEEE STD. 519 IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems, 1992.
- [29] FRIEDMAN, N. R. Distributed energy resources interconnection systems: technology, review and research needs. National Renewable Energy Laboratory, USA, 2002.
- [30] IEC-61400-21 Wind turbines, part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. 2001.

- [31] POTTER, C. W.; ARCHAMBAUL, A.; WESTRICK, K. Building a smarter smart grid through better renewable energy information. *Power Systems Conference and Exposition. PSCE'09, IEEE/PES, 2009.*