

COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS DO MÁXIMO PONTO DE EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA MPPT DE UMA TURBINA EÓLICA

Victor Lucas Sousa Gomes, Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira.
Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, Uberlândia – Minas Gerais,
E-mail: vilusogo@yahoo.com.br

Resumo - Este artigo apresenta uma comparação entre os métodos utilizados para a busca da máxima extração de potência em uma turbina eólica utilizando-se do sistema que emprega a topologia DFIG (Gerador de indução duplamente alimentado). A uma dada velocidade do vento, a energia mecânica disponível extraída da turbina eólica é uma função da sua velocidade rotacional do eixo. A finalidade dos métodos MPPT é controlar a potência máxima do DFIG ajustando a frequência nos terminais do rotor, e assim, a velocidade do eixo da turbina. Conclusões sobre a eficácia do esquema proposto são suportadas por análise e simulação de resultados.

Palavras-Chave - DFIG, Métodos MPPT, Turbina eólica, Regulador de velocidade, Simulação.

MAXIMUM POWER POINT TRACKING CONTROL MPPT

Abstract - This paper presents the comparison between the methods used to search for maximum power extraction in a wind turbine is using the system that uses the topology DFIG (doubly fed induction generator). At a given wind speed, the available mechanical energy extracted from the wind turbine is a function of its rotational speed axis. The purpose of the MPPT control methods is the maximum power of the DFIG adjusting the frequency of the rotor terminals, and thus the speed of the turbine shaft. Conclusions about the effectiveness of the proposed scheme are supported by analysis and simulation results.

Keywords – DFIG, MPPT, Wind Turbine, Speed Regulator, Simulation.

NOMENCLATURA

DFIG	Double Fed induction generator.
β	ângulo de ataque das pás da turbina.
λ	velocidade relativa ou Tip speed ratio.
C_p	Coefficiente de potência.
MPPT	Máximo ponto de extração de potência.
T_e	Torque eletromagnético.
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada

I. INTRODUÇÃO

Devido ao grande avanço de tecnologias e o constante progresso em várias regiões do mundo, notou-se um aumento significativo da demanda de energia. Com todo esse avanço, aumentou-se a preocupação com o meio ambiente uma vez que, grande parte das fontes de energia utilizadas é degradante ao mesmo. Sendo assim, devido ao crescimento da demanda de energia e a grande preocupação com o meio ambiente, a necessidade de se encontrar fontes não poluentes para produção de energia aumenta a cada dia.

Atualmente, têm-se algumas opções de fontes renováveis de energia elétrica, dentre elas, destacam-se, a energia solar, biomassa, hidráulica, etc. Porém aquela que apresentaremos como objetivo é a Energia Eólica, que tem atraído inúmeros pesquisadores e investimentos por ser, ainda, pouco implantada em regiões em que se tem alto potencial energético para a mesma.

O desempenho de um sistema de produção de energia eólica pode ser dividido em duas fases principais de conversão. O primeiro é a transformação da energia cinética do vento na velocidade da turbina. A segunda, a energia mecânica de rotação da turbina e transformada por um gerador. O desempenho destas duas conversões de energia impõe o desempenho energético global do sistema[6].

A operação de geradores de velocidade variável está em grande destaque atualmente, pois, apesar de seu custo de operação e implementação ser maior em comparação aos



XII CEEL – ISSN 2178-8308
13 a 17 de Outubro de 2014
Universidade Federal de Uberlândia – UFU
Uberlândia – Minas Gerais – Brasil

outros tipos de geradores, a operação em velocidade variável possibilita a maximização do desempenho da conversão, garantindo um melhor aproveitamento e flexibilidade operativa. Nesse sentido alguns métodos MPPT foram propostos a fim de elevar a eficiência da turbina eólica, e assim, melhorar o aproveitamento energético.

Este artigo tem como finalidade expor os diferentes métodos que possibilitam a máxima extração de energia eólica para um sistema de conversão composta por uma turbina eólica que emprega a topologia DFIG. Busca-se comparar os métodos existentes na atualidade objetivando encontrar o máximo ponto de extração de potência.

II. MODELO AERODINÂMICO DA TURBINA EÓLICA

A potência disponível do vento é transferida para o rotor da turbina eólica e reduzida conforme característica aerodinâmica não ideal expresso pelo coeficiente de potência C_p no qual mede a eficiência da turbina em captar a energia cinética do vento[5].

O coeficiente de potência C_p depende do ângulo de ataque das pás da turbina β , e da velocidade relativa λ , que é a razão entre a velocidade linear da extremidade das pás e a velocidade do vento. Está relação é apresentada na equação 1.

$$\lambda = \frac{\omega r \cdot R}{v} \quad (1)$$

Onde:

- ωr - Velocidade angular de rotação da turbina.
- R - Raio de varredura da pá.
- v - Velocidade do vento.

O modelo do coeficiente de potência mais aceito na literatura foi proposto e obtido empiricamente por S. Heier e representa mais precisamente a aerodinâmica das turbinas eólicas modernas. Pode-se então definir a curva do coeficiente de potência absorvida pela turbina eólica em função de λ e β .

A Figura 1 apresenta as curvas do coeficiente de potência para diferentes ângulos de passo β .

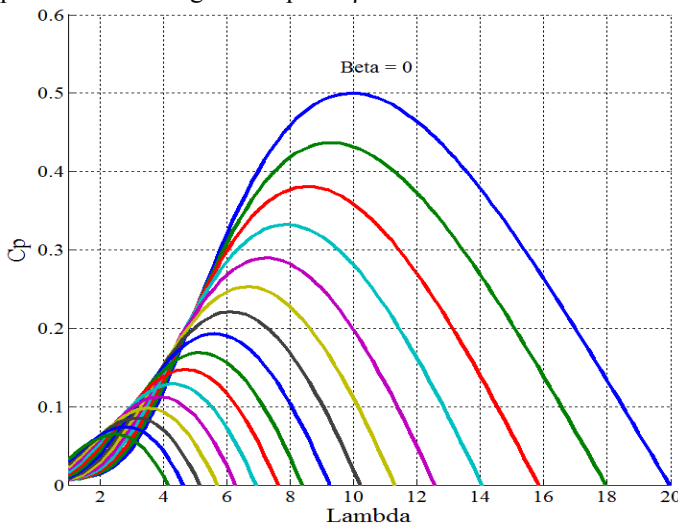


Fig. 1. Coeficiente de potência em função da velocidade relativa λ .

Observando a curva, identifica-se que para cada velocidade do vento, existe um único valor de velocidade da turbina, na qual a turbina maximiza a potência extraída. Para isso deve existir o controle da velocidade rotação da turbina de forma a adaptá-la para cada velocidade do vento, e assim, manter λ no seu valor ótimo[4].

III. GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (DFIG)

Gerador de indução de rotor bobinado está em crescente destaque em comparação aos outros geradores. Esse destaque se deve a existência da operação variável que se dá através de conversores eletrônicos acoplados ao rotor. Sendo assim, esse gerador trabalha com duas alimentações, uma no rotor e outra no estator. Essa dupla alimentação o denomina como gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). A topologia desse tipo de gerador é apresentada na Figura 2.

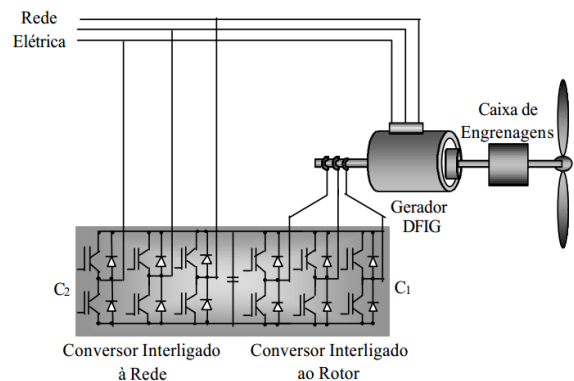


Fig. 2. Topologia do Gerador de indução duplamente alimentado[6].

O conversor de frequência é constituído por dois conversores *back-to-back* controlados por tensão e únicos por meio de uma ligação DC. Nestes conversores os dispositivos comutáveis usados são *IGBTs* sendo possível o transito de energia em ambos sentidos [8]. O controle dos conversores permite o DFIG uma maior flexibilidade operativa. Além disso, como os conversores processam cerca de 20% a 30% da potência nominal da máquina, o que diminui o custo do sistema em comparação com geradores com conversores diretamente ligados à rede.

O sistema conversor do lado da rede tem a finalidade de manter constante o valor da tensão CC do barramento, independente do sentido do fluxo de potência. Já o sistema de controle do lado do rotor tem a função de controlar a potência ativa e reativa no estator através do controle da amplitude e frequência da tensão que é aplicado no enrolamento do rotor.

IV. MÁXIMO PONTO DE POTÊNCIA 'TRACKING'(MPPT)

O modelo aerodinâmico da turbina eólica sugere que a extração de potência apresenta um único valor máximo para toda variedade de velocidades do gerador (para velocidade do vento fixa), sendo este valor representando o valor ótimo [1].

As grandezas envolvidas na característica de extração de potência do vento se tornam de grande utilidade em razão da velocidade do vento ser um parâmetro variável e imprevisível

e por isso é necessário o ajuste da velocidade de rotação da turbina para que garanta a máxima extração de potência a cada instante de funcionamento.

Os métodos de MPPT são classificados em duas categorias. A primeira categoria utiliza os conhecimentos dos parâmetros característicos da turbina no qual pode requerer conhecimento de parâmetros diferentes e a medição de grandezas diferentes. A segunda categoria utiliza-se de métodos iterativos, isto é, utiliza-se cálculos sistemáticos que visam o ajuste das grandezas operativas da máquina, garantindo a convergência para o ponto da máxima extração de potência [1]. A classificação dos métodos é observada na figura 3.

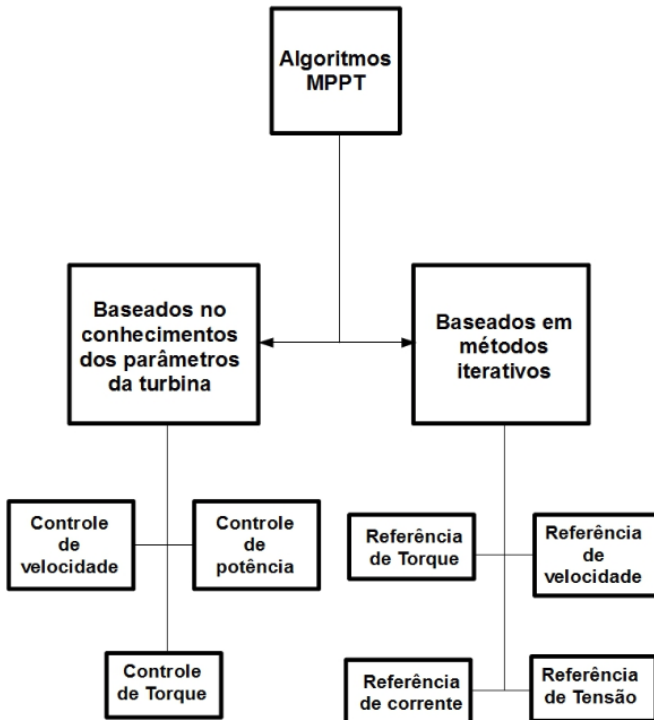


Fig. 3. Classificação dos métodos de busca do máximo ponto de potência MPPT.

Se a busca pelo máximo ponto de potência requer o controle da potência, é necessário, a medição da velocidade de rotação e da potência de saída do gerador além do conhecimento da curva característica de potência da turbina. Caso se utilize o controle por velocidade é necessário o conhecimento prévio da velocidade relativa λ ótima, a medição da velocidade do vento e da velocidade de rotação do gerador.

O regulador de velocidade e o componente o sistema de controle com maior importância em uma turbina eólica à velocidade variável. Seu principal objetivo é manter a turbina operando no ponto de máxima extração de potência.

O regulador de velocidade que é normalmente empregado nas turbinas eólicas é representado em diagrama de blocos simplificado na figura 4. Este sistema tem o propósito de gerar um sinal de referência do torque eletromagnético T_e partir da medição da potência (nos terminais da rede) e da velocidade de rotação da turbina.

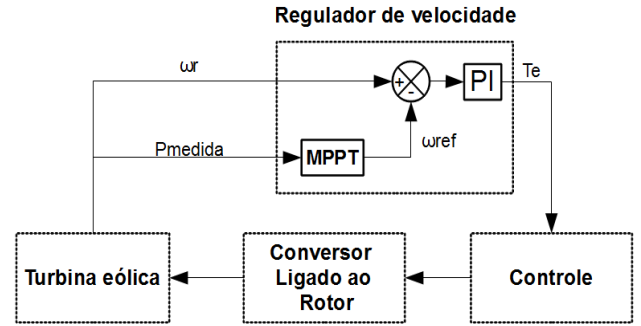


Fig. 4. Diagrama de blocos simplificado do sistema de regulação de velocidade da turbina eólica.

O sinal de torque produzido pelo regulador e processado pelo controle do conversor ligado ao rotor gerando o sinal de tensão que alimentará o enrolamento do rotor.

A. Tip speed ratio (TSR) control

Este método consiste na imposição a velocidade relativa λ em seu valor ótimo em qualquer momento ajustando a velocidade de rotação do gerador, garantindo a máxima extração de potência da turbina, independente da velocidade do vento [5].

O método compara a velocidade relativa de funcionamento com a velocidade relativa ótima. O sinal de erro proveniente da comparação é processado pelo controlador, fornecendo então o sinal de controle para atuação na velocidade do sistema e assim forçá-lo a migrar do seu ponto de funcionamento atual para o ponto ótimo. A figura 5 apresenta diagrama de blocos simplificado do método TSR.

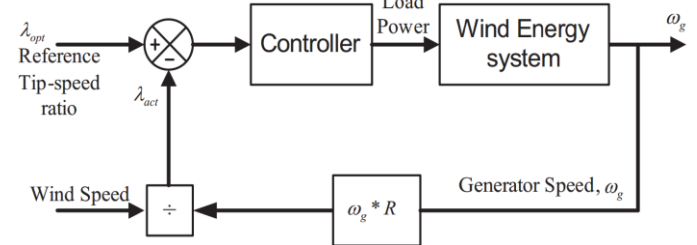


Fig. 5. Diagrama de blocos simplificado do método Tip speed ratio (TSR) control [5].

O controle da velocidade relativa λ possui uma composição simples e de rápida determinação do ponto ótimo de operação e rápida resposta dinâmica. Entretanto a necessidade do uso de um sensor para medição de velocidade do vento verifica-se uma desvantagem desse método, devido ao aumento do custo do sistema.

Outra desvantagem do método origina-se da dependência do conhecimento dos parâmetros da turbina, pois este limita a sua flexibilidade e para, além disso, este parâmetro não pode ser determinado com grande precisão e ainda varia com o tempo e condições atmosféricas[1].

O sinal proveniente do sensor de velocidade deve ser filtrado, caso contrário, pontos de funcionamento errados podem ser calculados devido à inércia da turbina.

B. Power Signal Feedback Control (PSFC)

O método *Power Signal Feedback Control* utiliza da ferramenta *lookupable* que consiste em uma tabela que apresenta valores ótimos de potência em relação velocidade de rotação observados experimentalmente. A curva ótima de potência é obtida à priori através de resultados experimentais, construindo a tabela com valores de potência desenvolvida pela turbina em função da velocidade angular ou utilizando a potência de saída no barramento DC e os valores de tensão do barramento[1].

O princípio do método PSFC consiste obter o valor ótimo da variável proveniente do *lookupable* e comparar este sinal com o valor de potência instantânea do gerador. O sinal de erro é processado pelo controlador do gerador, garantindo que a variável controlada se aproxime do valor ótimo. A figura 6 apresenta o diagrama de blocos simplificado do método PSFC.

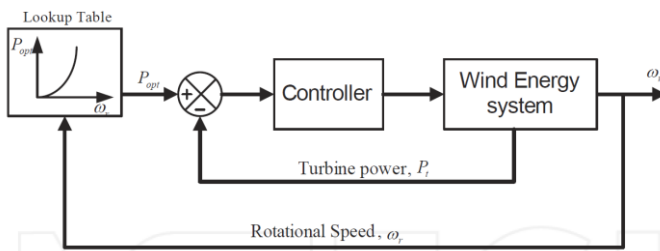


Fig. 6. Diagrama de blocos simplificado do método PSFC[5].

O algoritmo pode, ao contrário da figura apresentada, efetuar a medição de potência e prover na entrada a velocidade ótima de funcionamento. Pode também aproximar a curva por um polinômio, no qual pode ser calculado online em vez de utilizar um a ferramenta *lookupable*.

A composição desse método é simples e de rápida resposta dinâmica, entretanto a determinação da curva $P(\omega)$ só é possível de forma experimental acarretando grandes custos. Além disso, fenômenos que influenciam, como por exemplo, o envelhecimento não é compensado pelo algoritmo. O polinômio geralmente utilizado para representar a curva de potência ótima e apresentado na equação 2.

$$P_{otm} = K_{otm} \cdot \omega r^3 \quad (2)$$

Onde:

K_{otm} - Constante de ajuste ótimo.

P_{otm} - Potência ótima.

C. Perturbation & Observation Control (P&O Control)

No caso deste método, o intuito é provocar uma pequena perturbação de uma determinada variável de controle e posteriormente estudar o seu efeito, observando a variação da potência extraída pela turbina eólica [2]. O Algoritmo utilizado possui um critério de parada, na qual, verifica-se quando a declividade da curva se anula, ou seja, quando a derivada da função em relação à variável de controle se aproxima de zero. A convergência do método P&O e apresentado na figura 7.

Para este artigo foi escolhido a perturbação em degrau da velocidade rotação da turbina. Contudo alguns autores têm como opção perturbar alguma das variáveis de controle do inversor (tensão e corrente de entrada), e observar a potência

de saída.

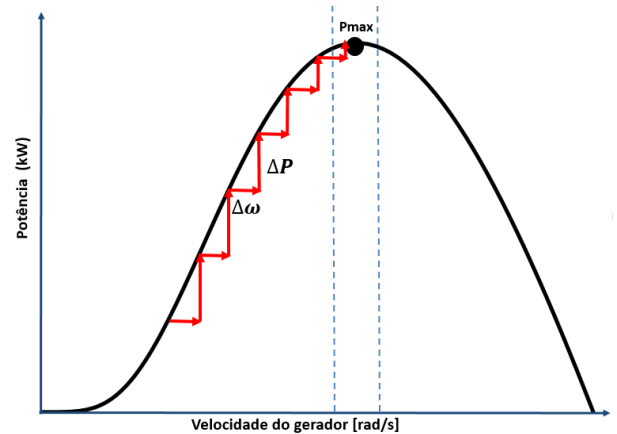


Fig. 7. Gráfico ilustrativo da convergência do método P&O, considerando a perturbação na velocidade de rotação da turbina.

O algoritmo proposto aplica uma pequena variação na velocidade de rotação e observa a variação da potência mecânica. Caso a potência extraída tenha um valor negativo ($P < 0$) significará que para a convergência para ponto ótimo de operação, a velocidade deverá ser decrementada ($\Delta\omega < 0$).

Esse método não necessita de conhecimentos prévios dos parâmetros característicos da turbina, sendo este, a principal vantagem deste método, pois pode ser aplicado em diferentes tipos de turbina sem redução da eficiência. Além disso, é um método simples de executar e que não necessita de sensores mecânicos, o que provoca uma redução dos custos e um aumento da fiabilidade e robustez [1]. Entretanto a desvantagem desse método é identificado quando a turbina é sujeito a rápidas variações de vento, o que pode provocar uma falha no algoritmo, em razão do elevado tempo de resposta da turbina quando sujeita ao comando de velocidade. Outra fonte de erro possível é a falta de distinção entre a causa da variação de potência na saída, que pode ser influenciado por uma perturbação proveniente do algoritmo ou resultante de uma rápida variação da velocidade do vento.

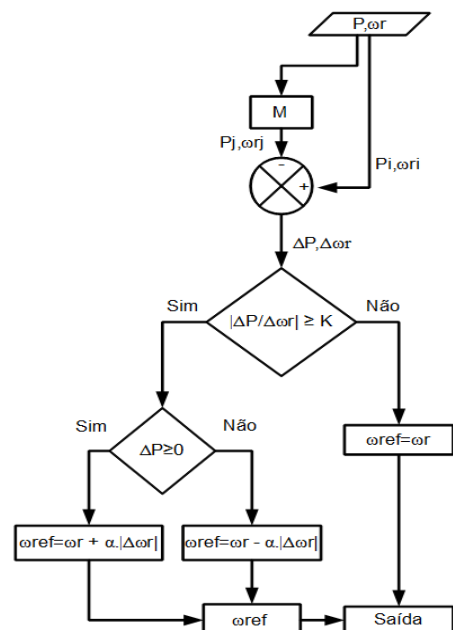


Fig. 8. Algoritmo P&O.

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para a simulação baseada no gerador de indução duplamente alimentado foi utilizado a ferramenta *Simulink* do software *Matlab*. Para facilitar a obtenção dos resultados, foram efetuados métodos de busca da *máxima extração de potência* (MPPT) na versão demonstrativa *Wind Farm-DFIG Average Model* disponível na biblioteca do software *Matlab*.

O modelo da velocidade do vento proposto, tem a finalidade de comparar a convergência dos métodos, para variações positivas e negativas de velocidades do vento. Foi considerado que no momento inicial, a velocidade do vento é de 10 m/s, e posteriormente, chegando ao seu valor de máximo de 12 m/s. O modelo descrito e apresentado na figura 9.

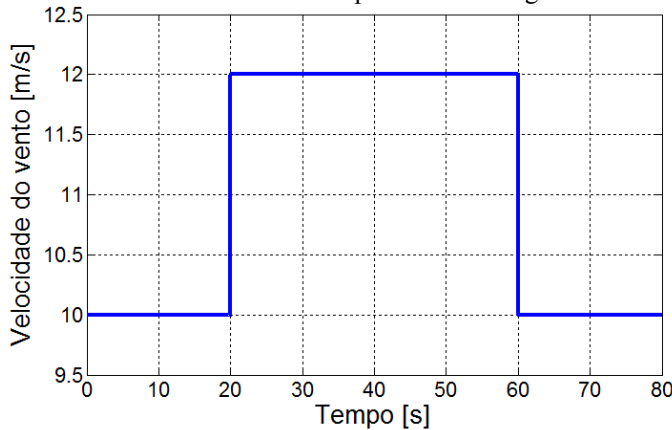


Fig. 9. Modelo da velocidade do vento proposto.

Para o modelo do método PSFC foi determinado o polinômio $\omega_r(P)$ ajustando a curva que mais se aproximava dos pontos de máxima extração de potência. A partir do polinômio, o sistema de controle analisa o sinal de potência medido no barramento CC, e então injeta um sinal da velocidade de rotação ótima ao gerador. O sinal de referência e comparado com o sinal atual, que então é processado pelo controlador PI, produzindo um sinal que controla o conjugado do gerador.

O método PSFC foi utilizado como referência para a análise, pois, é considerado o mais preciso entre os métodos em estudo.

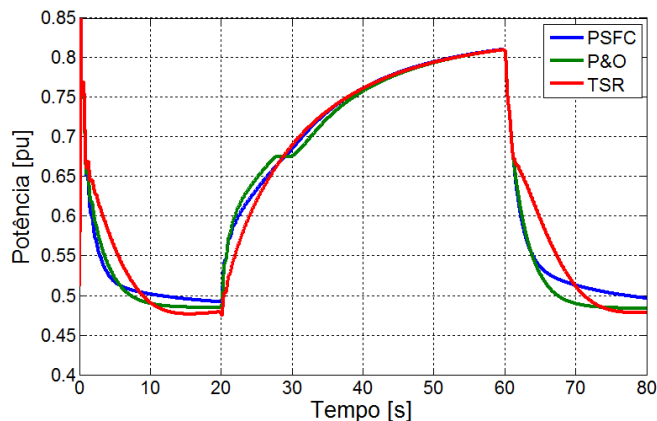


Fig. 10. Comparação entre os métodos do controle da máxima extração de potência. Potência extraída em função do tempo.

A modelagem do sistema de controle MPPT pelo método

P&O é composta pelo algoritmo apresentado na figura 8. O algoritmo calcula a derivada da potência em relação à velocidade angular do gerador. Caso o valor da derivada for maior que um dado valor K , previamente fornecido, o valor de referência é ajustado. Caso contrário o valor de referência permanece no seu estado inicial.

Para a simulação do método TSR utilizou-se o sinal de erro proveniente da comparação entre o valor nominal da velocidade relativa λ e o valor velocidade relativa real. Esse sinal é processado pelo controlador, forçando o ajuste de λ para seu valor nominal.

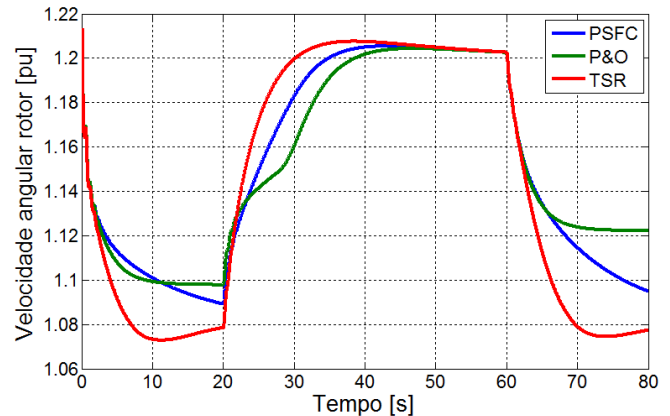


Fig. 10. Comparação entre os métodos do controle da máxima extração de potência. Velocidade do gerador em pu em função do tempo.

Considerando o valor inicial da velocidade do vento, observa-se que todos os métodos convergem para o valor aproximado de potência de 0.5 pu, caracterizando o ponto de máxima extração potência para a velocidade do vento de 10 m/s.

VI. CONCLUSÕES

Este artigo apresenta uma comparação dos principais métodos MPPT utilizados atualmente em sistemas de energia eólica. Analisando os resultados de simulação conclui-se que os métodos PSFC e P&O, são os métodos que obtiveram maior precisão, isto é, apresentam melhor convergência em comparação ao método TSR.

Com a comparação dos métodos, P&O e PSFC, foi constatado que o método P&O é o método mais indicado para sistemas com turbinas eólicas de baixa inercia. Para geradores de grande porte é recomendada a utilização do método PSFC pela sua precisão e rápida resposta dinâmica.

Os resultados de simulação mostram o rastreamento bem sucedido da máxima extração de potência para diferentes velocidades do vento.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a FAPEMIG, pela colaboração neste trabalho. Este projeto foi financiado pela FAPEMIG (Projeto n.º. FAPEMIG-ENG07).

REFERÊNCIAS

- [1] P. A. A. Machado (2014). “*Controle de Máquina Síncrona PM para Barramento CC*”. Universidade do Porto. 109 p. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores);
- [2] S. MasoudBarakati, Member, IEEE, Mehrdad Kazerani, Senior Member, IEEE, and J. Dwight Aplevich, Member, IEEE.”*Maximum Power Tracking Control for a Wind Turbine System Including a Matrix Converter*”. IEEE Transactions on energy conversion, vol.24, NO. 3, September 2009.
- [3] E. Muljadi and C.P. Butterfield, “*Pitch-controlled variable speed wind turbine generation*” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 37,no.1,pp. 240-246,Jan.2001.
- [4] EftichiosKoutrolis, Kostas Kalaitzakis “*Design of a Maximum Power Tracking System for Wind-Energy-Conversion Applications*”.IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol.53, NO. 2, April 2006.
- [5] Majid, A, A, Yatim, A. H. M, & Chee, W. Tan. “*A Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy System*”, IEEE Conf. on Clean Energy and Technology CET, (2011). 321-326.
- [6] A. Martins, A Carvalho, P. Costa. “*Wind energy extraction and conversion: optimal through variable speed generators and non linear fuzzy control*”.Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [7] R. Gagnon, G. Turmel, C. Larose, J. Brochu, G. Sybille, M. Fecteau. “*Large-Scale Real-Time Simulation of Wind Power Plants into Hydro-Québec Power System*”.9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well on Transmission Network for Offshore Wind Power Plants.
- [8] J. F. S. B. Ferreira. “*Controlo de Geradores de Indução Duplamente Alimentados em Turbinas Eólicas*”.Universidade Nova de Lisboa. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores),2009;