

## **Métodos de rastreamento do ponto de máxima potência aplicados na geração eólica**

### **Maximum power point tracking methods applied to wind power generation**

DOI:10.34117/bjdv7n4-025

Recebimento dos originais: 07/03/2021

Aceitação para publicação: 01/04/2021

#### **Miguel Enéas da Silva Neto**

Especialista em Automação Industrial

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal do Ceará

Rua Estanislau Frota, S/N, Centro, CEP 62010-560, Sobral-CE

E-mail: miguel.eneas@gmail.com

#### **Márcio André Baima Amora**

Doutor em Engenharia Elétrica

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal do Ceará

Rua Estanislau Frota, S/N, Centro, CEP 62010-560, Sobral-CE

E-mail: marcio@sobral.ufc.br

#### **Vandilberto Pereira Pinto**

Doutor em Engenharia Elétrica

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável (IEDS) CEP 62790-000 - Redenção-CE, BR.

E-mail: vandilberto@unilab.edu.br

### **RESUMO**

Algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (Maximum Power Point Tracking - MPPT), associados a conversores bidirecionais (back-to-back) e geradores síncronos de ímã permanente (Permanent Magnet Synchronous Generator - PMSG), são vastamente utilizados para extrair a máxima potência de sistemas eólicos (Wind Energy Conversion System - WECS) de velocidade variável. Neste trabalho são avaliados e comparados diversos métodos comumente utilizados em sistemas eólicos, indicando vantagens e desvantagens. Esses métodos apresentam diversos pontos que dificultam sua utilização em sistemas de baixa potência. As simulações apresentadas neste trabalho indicam que o método do controle adaptativo e a sua modificação são ótimas alternativas a serem aplicadas, visto que são algoritmos perfeitamente adaptáveis as mudanças climáticas e não necessitam de sensores de medição do vento e nem do conhecimento dos parâmetros do sistema.

**Palavras-chaves:** MPPT, WECS, PMSG, Controle Adaptativo, Potência Elétrica.

## ABSTRACT

Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithms, associated with back-to-back converters and Permanent Magnet Synchronous Generators (PMSG), are widely used to extract maximum power from Wind Energy Conversion System (WECS) with variable speeds. In this paper, several methods commonly used in WECS are evaluated and compared, indicating advantages and disadvantages. These methods have several points that hinder their use in low power systems. The simulations presented in this work indicate that the method of adaptive control and its modification are great alternatives to be applied, since they are algorithms perfectly adaptable to climatic changes and do not need sensors for wind measurement or knowledge of the system parameters.

**Keywords:** MPPT, WECS, PMSG, Adaptive Control, Electrical Power.

## 1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, as energias renováveis, em especial a eólica, vêm ganhando importância no cenário econômico mundial. É uma das indústrias que mais crescem no mundo, com uma participação de quase quatro milhões de empregos diretos e indiretos (GWEC 2020a). Estima-se que até 2023, a potência adicional instalada de sistemas eólicos no mundo atinja 330 GW (gigawatts), chegando a uma potência instalada total de 900 GW (GWEC 2020b). A expectativa é de que a capacidade de produção instalada no Brasil até 2023 atinja 21,45 GW, representando 9% da matriz energética (ABEEólica 2020).

A turbina eólica, utilizada para captar a energia cinética fornecida pelo vento, é o principal estágio dos sistemas de conversão de energia eólica (*Wind Energy Conversion System* - WECS). As turbinas de velocidade variável, com acionamento direto, são as mais adequadas para a captura da máxima potência (Bizhani et al. 2018; Mohammed, Hany, Saad, 2018). Em conjunto com a turbina, os geradores síncronos de imã permanente (*Permanent Magnet Synchronous Generator* - PMSG) são os comercialmente mais indicados neste tipo de aplicação (Saleh 2018; Santos 2015). Dentre as vantagens deste gerador, a principal está na capacidade de implantar o rastreamento do ponto de máxima potência em uma ampla faixa de velocidade do vento (Sarvi, Abdi, Ahmadi, 2013; Vijayalakshmi et al. 2015).

Os WECS são disponíveis comercialmente com potências que variam de poucos quilowatts até megawatts (Bizhani et al. 2018). No acoplamento do WECS com a rede ou carga, são utilizados, comumente, conversores bidirecionais (*back-to-back*), permitindo um maior controle sobre as correntes e torque do gerador (Yazici, Yaylaci, 2017; Búrigo 2016).

Os algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) têm por função extrair a potência total fornecida pela turbina, independentemente do valor da velocidade do vento, buscando sempre o ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* - MPP). O MPPT desempenha um papel decisivo na eficiência do WECS, pois mais de 50% da capacidade anual de energia de uma turbina eólica típica vem da região de carga parcial (velocidade do vento abaixo da velocidade nominal) (Huang, Li, Jin, 2015). À medida que as turbinas aumentam em tamanho e capacidade, as restrições de eficiência e qualidade dos WECS se tornam mais difíceis de obter (Huang, Li, Jin, 2015).

Os algoritmos clássicos de extração do MPP podem ser classificados em dois tipos. Os baseados no conhecimento prévio dos parâmetros do sistema, podendo ser destacados: controle da relação de velocidade da ponta da pá do rotor (*Tip Speed Ratio* - TSR) (Kazmi et al. 2010; Ganjefar, Ghassemi, Ahmadi, 2014) e controle do torque ótimo (*Optimal Torque Control* - OTC) (Abdullah et al. 2012; Yin et al. 2016). E os baseados em métodos iterativos, como, por exemplo: o controle de busca em subida (*Hill Climb Search* - HSC) (Billel et al. 2015; Abdullah et al. 2012) e o perturba e observe (*Perturb & Observe* - P&O) (Kazmi et al. 2011; Lee, Kim, 2016). Ambos os tipos citados apresentam limitações, que vão desde a obrigação do conhecimento prévio dos parâmetros do sistema até a necessidade de instalação de sensores para medição da velocidade do vento, essencial para a execução de alguns métodos. Desta forma, em sistemas de baixo custo, a instalação destes sensores acabam elevando os gastos com manutenção e instalação de equipamentos.

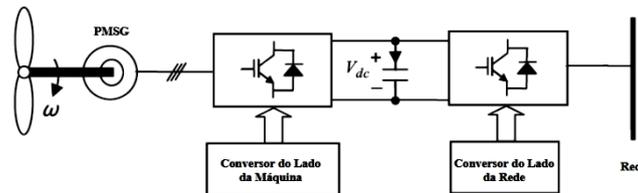
Este trabalho tem como objetivo analisar o funcionamento de uma WECS de baixa potência (5 KW), utilizando diversos algoritmos de MPPT para comparação: OTC, TSR, P&O de passo fixo, P&O de passo variável e um método com controle adaptativo (Mekalathur et al. 2018; Lijun, Yongdong, Ronald, 2013). Também, são realizadas modificações em relação ao método indicado em Mekalathur et al. (2018), visando aumentar a extração de potência do sistema. Para conexão na rede, um conversor bidirecional será utilizado. Por fim, uma análise de eficiência de extração de potência dos algoritmos será realizada.

O trabalho está organizado da seguinte forma: Os modelos do sistema de potência simulado são discutidos no tópico II. Os métodos de MPPT implementados neste trabalho são explanados no tópico III. Os resultados das simulações realizadas são detalhados no tópico IV. A conclusão e os trabalhos futuros são discutidos no tópico V.

## 2 MODELOS PARA WECS

O sistema proposto utiliza um WECS de velocidade variável baseado em PMSG, composto por dois conversores e um link cc comum, como ilustrado na Fig. 1. Os demais componentes e suas influências ao sistema são discutidas a seguir.

Fig. 1: Sistema de conversão eólico. Adaptado de (Thongam, Ouhrouche, 2011).



### 2.1 MODELO DA TURBINA EÓLICA

Embora as massas de ar sejam abundantes na natureza, elas possuem uma característica própria, variam constantemente de velocidade. Assim, sua energia cinética associada também modifica, alterando o nível de potência que as turbinas eólicas podem captar. Para compensar esta problemática, devem ser utilizadas turbinas de velocidade variável. Elas podem extrair a máxima potência para diversos valores de velocidade do vento. A transformação da energia cinética do vento em potência mecânica, através da turbina, pode ser representada pela equação (Thongam, Ouhrouche, 2011):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

Em que  $P_m$  é a potência de saída da turbina eólica (W),  $\rho$  a densidade do ar ( $\text{Kg/m}^3$ ),  $A$  é a área varrida pelas pás ( $\text{m}^2$ ),  $V$  a velocidade do vento (m/s), e  $C_p(\lambda, \beta)$  o coeficiente de potência que depende da relação entre a velocidade tangencial da ponta das pás pela velocidade do vento ( $\lambda$ ) e do ângulo de inclinação da pá ( $\beta$ ). A relação de  $\lambda$  também é conhecida por velocidade de ponta, ilustrada pela equação (Thongam, Ouhrouche, 2011):

$$\lambda = \frac{R \omega_m}{V} \quad (2)$$

Sendo  $R$  o comprimento das pás (m) e  $\omega_m$  a velocidade mecânica da turbina (rad/s).

Segundo (Ferreira, 2011), pode-se definir  $C_p(\lambda, \beta)$ , que depende de parâmetros do fabricante, pela equação:

$$C_p = 0.5 \left( 116 \frac{1}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(-\frac{21}{\lambda_i}\right) + 0.0068\lambda \quad (3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}$$

Substituindo (2) em (1), resulta na potência mecânica ótima que pode ser obtida pela turbina eólica:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{\omega_m^3}{\lambda^3} C_p(\lambda, \beta) \quad (4)$$

## 2.2 MODELO DO GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE (PMSG)

O modelo dinâmico das tensões de saída do gerador podem ser descritas em função das coordenadas  $d$ - $q$ , conforme Fig. 2, segundo as equações (Duarte 2016; Santos, 2015):

$$V_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e L_d i_d \quad (5)$$

$$V_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q + \omega_e \psi_m \quad (6)$$

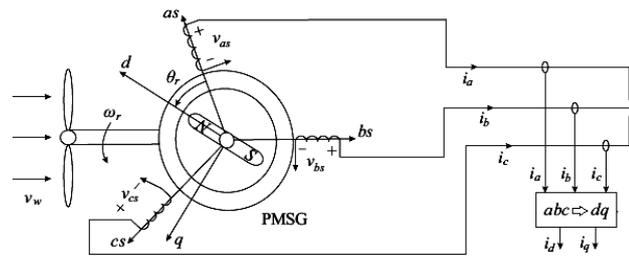
Onde,  $\psi_m$  é o fluxo magnético do gerador (Wb),  $L_d$  a indutância de eixo direto (H),  $L_q$  a indutância de eixo em quadratura (H),  $R_s$  a resistência do estator ( $\Omega$ ),  $i_d$  corrente de eixo direto (A),  $i_q$  corrente de eixo em quadratura (A),  $V_d$  tensão de eixo direto (V) e  $V_q$  tensão de eixo em quadratura (V) e  $\omega_e$  é a velocidade elétrica do gerador (rad/s).

O torque mecânico do gerador é representado por (Bakhtiari, Nazarzadeh, 2020):

$$T_m = \frac{3P\psi_m i_q}{4} \quad (7)$$

Sendo  $P$  o número de polos do gerador.

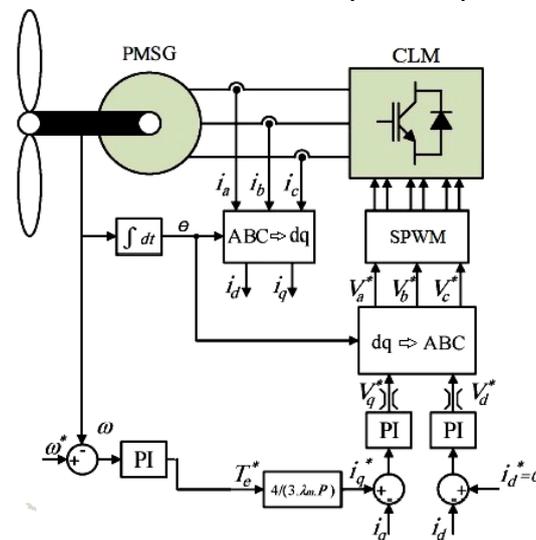
Fig. 2: Modelo do PMSG em coordenadas  $d-q$ . Adaptado de (Bakhtiari, Nazarzadeh, 2020).



### 2.3 CONTROLE DOS CONVERSORES

Para alcançar o rastreamento ideal da potência do WECS, o conversor do lado do gerador (CLG) utiliza um controle vetorial em conjunto com uma modulação por largura de pulso senoidal (*Sinusoidal Pulse Width Modulation* - SPWM). Neste circuito fechado, a velocidade de referência ( $\omega^*$ ), obtida do MPPT, será comparada com a velocidade do gerador, como ilustrado na Fig. 3. Este erro de velocidade irá sofrer a ação do controlador de velocidade, gerando um torque de referência para o PMSG. Pela equação (11), este torque fornece a corrente em quadratura de referência para a malha de corrente.

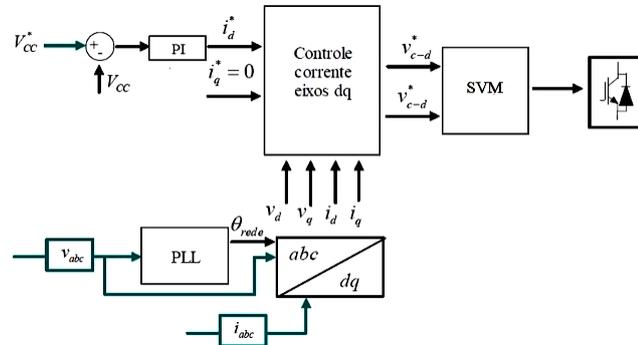
Fig. 3: Diagrama de blocos do controle do conversor da máquina. Adaptado de Heydari e Smedley (2015).



O conversor do lado da rede (CLR) utiliza um controle vetorial associado a uma modulação por vetor espacial (*Space Vector Modulation* - SVM). Esta modulação permite um maior aproveitamento das tensões disponíveis no barramento. A fim de manter o sistema produzindo um fator de potência unitário, a corrente de referência de eixo em quadratura deve ser ajustada para zero ( $i_{q\_ref} = 0$ ), como demonstrado no diagrama de

blocos da Fig. 4. Logo, a corrente de referência de eixo direto será fornecida pela malha externa de tensão.

Fig. 4: Diagrama de blocos do controle do conversor da rede. Adaptado de Rueda et al. (2018).



Também, considerando um sistema trifásico equilibrado de sequência positiva, a potência ativa (P) e reativa (Q) que circula no CLR pode ser obtida, por meio das coordenadas *dq*, utilizando a equação (8) (Santos, 2015).

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{3}{2}(V_d I_d + V_q I_q) \\
 Q &= \frac{3}{2}(V_q I_d - V_d I_q)
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

### 3 ALGORITMOS DE MPPT

#### 3.1 RELAÇÃO DE VELOCIDADE DE PONTA (TSR)

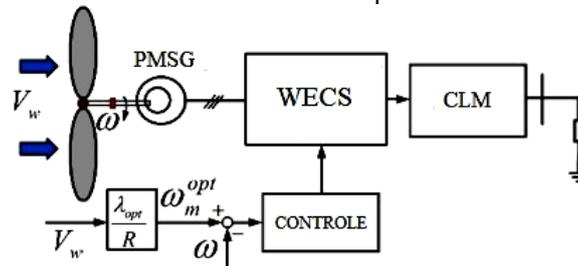
Este método de controle regula a velocidade de rotação da turbina a fim de manter o  $\lambda$  em um valor ótimo. Com isso, a energia extraída da turbina terá seu valor máximo. Ao comparar a velocidade de rotação da turbina ( $\omega$ ) com um valor de velocidade de referência ( $\omega_m^{opt}$ ), o erro é enviado a um controlador proporcional e integral (PI), forçando a turbina a alterar sua rotação, reduzindo o erro, como ilustrado na Fig. 5. A velocidade de referência imposta ao WECS será dada por (Abdullah et al. 2012):

$$\omega_m^{opt} = \frac{\lambda_{opt} V}{R}
 \tag{9}$$

Independentemente da velocidade do vento,  $\lambda_{opt}$  será constante, pois depende apenas dos parâmetros da turbina. No entanto, este método exige a medição da velocidade

do vento, impactando em custos de instalação e manutenção do sistema, principalmente de baixa potência (Mekalathur et al. 2018).

Fig. 5: Diagrama de blocos do método TSR. Adaptado de Mekalathur et al. 2018.



### 3.2 CONTROLE DE TORQUE ÓTIMO (OTC)

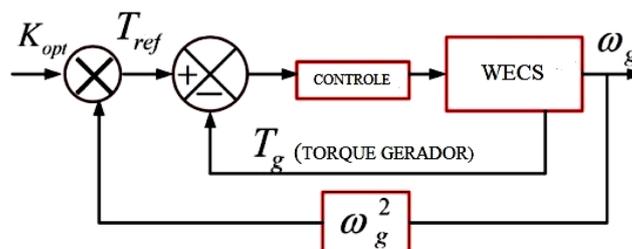
O objetivo deste método é aproximar o torque do gerador ( $T_g$ ) ao valor de um torque de referência ( $T_{ref}$ ) para uma velocidade específica do vento, associado ao ponto de operação para a extração máxima de potência do sistema. Para isso, o WECS deve operar próximo ao seu ponto de  $\lambda_{opt}$ , (Yin et al. 2016). Com isso, se o rotor estiver operando em  $\lambda_{opt}$ , ele também estará em  $C_{p\_opt}$ . A equação (4) pode ser reescrita como (Abdullah et al. 2012):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{\omega_m^3}{\lambda_{opt}^3} C_{p\_opt} = K_{opt} \omega_m^3 \quad (10)$$

$K_{opt}$  é obtido por meio de parâmetros previamente conhecidos da turbina, que independem da velocidade do vento. Com isso, o torque de referência do gerador pode ser dado pela equação (Abdullah et al. 2012):

$$T_{ref} = K_{opt} \omega_m^2 \quad (11)$$

Fig. 6: Diagrama de blocos do método OTC. Adaptado de Mekalathur et al. 2018.



Este torque de referência é comparado com o torque instantâneo do gerador, como mostra a Fig. 6. O erro gerado será modificado por um controlador proporcional integral de modo a fornecer a corrente de referência de eixo em quadratura ( $i_q$ ) para o controle do conversor (Duarte 2016):

$$i_q = \frac{4T_m}{3P\psi_m} \quad (12)$$

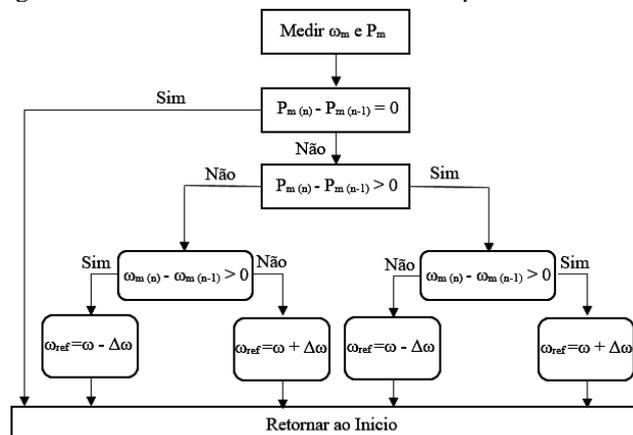
### 3.3 PERTURBA E OBSERVE PASSO FIXO (P&OPF)

Os métodos do tipo perturba e observe (P&O) são algoritmos amplamente utilizados em sistemas eólicos para determinar o ponto de máxima potência. Apresentam vantagens como: não necessidade de medição do vento e fácil implementação. Baseiam-se na perturbação de uma variável de controle em pequenos passos (*step*) e na observação das alterações na função objetivo (Kazmi et al. 2011; Mekalathur et al. 2018).

Escolher um tamanho de passo não é uma tarefa fácil, visto que isso impacta diretamente na eficiência do método. Um *step* grande pode permitir ao sistema chegar de forma rápida ao seu ponto de máximo, mas também pode causar oscilações em torno deste pico. Já um passo menor, reduz as perturbações, mas pode diminuir significativamente a velocidade de rastreamento do ponto de máximo (Abdullah et al. 2012; Billel et al. 2015).

Este trabalho utiliza o método convencional de passo fixo ( $\Delta\omega$ ), ilustrado na Fig. 7. Os valores de velocidade mecânica ( $\omega_m$ ) e potência mecânica ( $P_m$ ) são medidos. Se a potência e velocidade, juntas, tiverem variações positivas ou negativas, um acréscimo será imposto na  $\omega_{ref}$ . Caso contrário, deverá ser um decréscimo. Por fim, em caso de variação nula da potência, nenhuma alteração deve ser realizada na velocidade.

Fig. 7: Diagrama de blocos do método P&OPF. Adaptado de Billel et al. (2015).



### 3.4 PERTURBA E OBSERVE PASSO VARIÁVEL (P&OPV)

A fim de melhorar a eficiência do algoritmo de *P&O* de passo fixo, este trabalho analisa a utilização de um método iterativo de passo variável, visando aumentar a extração de potência do WECS. Para isso, o algoritmo implementado em (Ferreira 2011) e (Thongam, Ouhrouche, 2011), foi simulado e comparado com os demais métodos. O fluxograma da Fig. 8 detalha a operação do mesmo.

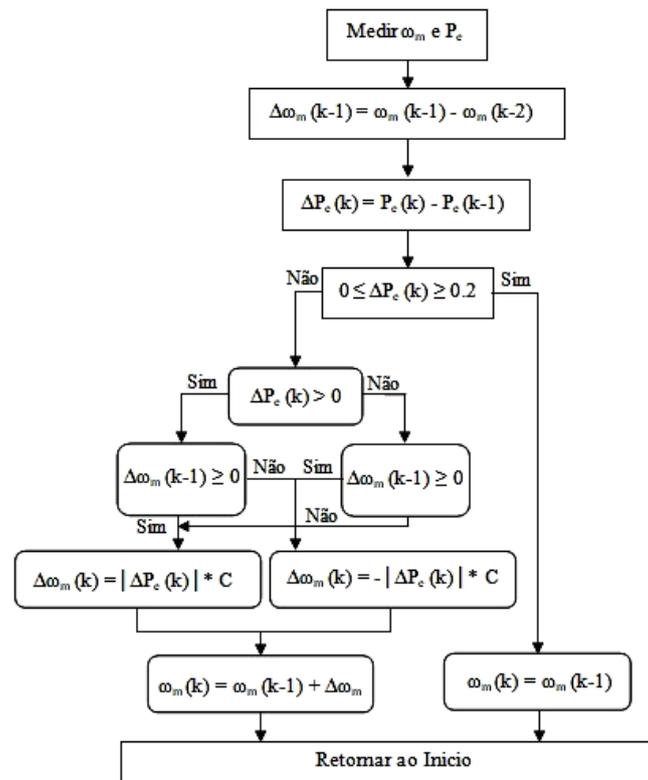
Este método de MPPT gera como resposta de saída um valor de velocidade mecânica de referência ( $\omega_m$ ) para a malha de velocidade do conversor do lado da máquina, usando informações sobre a magnitude e a mudança de direção da potência elétrica ( $P_e$ ). Está potência é medida, e se a diferença entre seus valores nos instantes de amostragem atuais e anteriores estiverem dentro de um limite de potência especificado, nenhuma ação é tomada. Entretanto, se a diferença estiver fora dessa faixa, incrementos na velocidade de referência são necessárias para se rastrear o ponto de máxima potência. A magnitude do incremento na velocidade de referência do sistema é calculada pela equação (Ferreira 2011) e (Thongam, Ouhrouche, 2011):

$$\Delta\omega_m(k) = |\Delta P_e(k)| C \quad (13)$$

Neste trabalho,  $C$  é uma constante e tem valor igual a 0.00008.

Se a potência e velocidade, juntas, tiverem variações positivas ou negativas, um acréscimo será imposto na velocidade. Caso contrário, deverá ser um decréscimo. Assim, durante o rastreamento do ponto de máximo, esse produto mencionado na equação (13) diminui lentamente, se aproximando de zero quando o pico é encontrado. Portanto, as perturbações na velocidade, responsáveis pela perda significativa de eficiência na extração de potência são atenuadas, visto que a velocidade não irá ter grandes oscilações quando estiver próximo ao seu ponto ideal. Por este motivo, o *P&O* de passo variável é mais eficiente, quando comparado ao método de passo fixo.

Fig. 8: Diagrama de blocos do método P&OPV. Adaptado de (Thongam, Ouhrouche, 2011) e (Ferreira 2011).



### 3.5 CONTROLE ADAPTATIVO (CA)

Este algoritmo, proposto em (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013) e modificado em (Mekalathur et al. 2018), rastreia o ponto de máxima potência do sistema, sem a necessidade de sensores para a medição do vento, reduzindo assim os custos de instalação. Também, não requer o conhecimento prévio dos parâmetros da turbina eólica, obtidos por meio de testes empíricos (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013). Sua rotina de execução alterna em três modos operacionais, baseados na detecção da alteração da potência elétrica, como mostrado na Fig. 9. Isto permite um rastreamento da potência perfeitamente adaptável as mudanças do ambiente (Mekalathur et al. 2018).

O primeiro modo de operação está relacionado a um valor de velocidade do vento constante. Assim, se o rastreamento estiver longe do MPP, um método P&O com passo variável será aplicado, aumentando a velocidade de rastreio. Essa situação é ilustrada na equação a seguir (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018):

$$|\Delta\omega_{m\_ref(n)}| = C|\Delta P_{em(n)}| \quad (14)$$

$\Delta P_{em(n)}$  é a variação da potência elétrica (W),  $\Delta \omega_{m\_ref(n)}$  é a variação da velocidade de referência (rad/s) e  $n$  é a iteração atual do algoritmo.

O segundo modo de operação verifica se as variações de  $\Delta \omega_{m\_ref(n)}$  são pequenas, mantendo o sentido de rastreamento inalterado. Assim, quando ( $\Delta P_{em(n)} < 1$ ), a velocidade de referência será mantida no valor da interação anterior ( $n-1$ ).

O terceiro modo, verifica se houve uma mudança significativa na velocidade do vento. Neste caso, o algoritmo deve evitar oscilações devido ao tamanho do passo variável imposto pelo modo 1. Assim, uma potência ótima aproximada, conforme (15) (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018), será aplicada até que não haja mudanças na velocidade do vento.

$$P_{vento\_opt} = K_{opt} \omega_{m\_opt}^3 \quad (15)$$

Aqui,  $P_{vento\_opt}$  é a potência máxima extraída do vento (W).

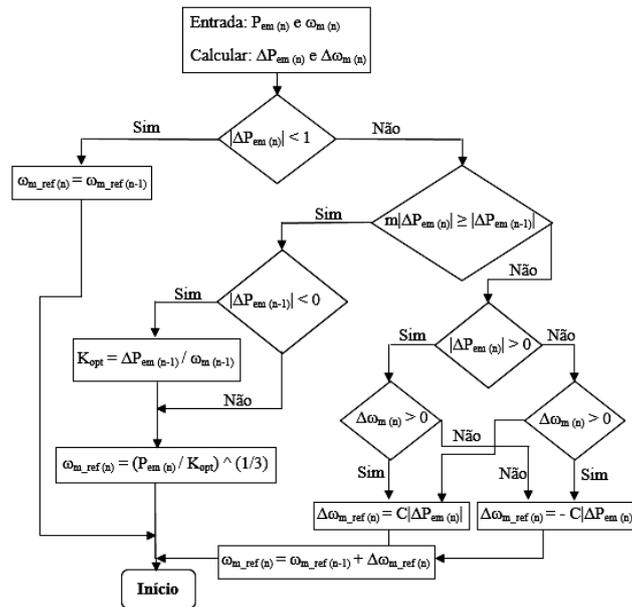
De forma a garantir que o  $K_{opt}$  não dependa da velocidade do vento e nem dos parâmetros da turbina, este valor pode ser descrito como (Mekalathur et al. 2018):

$$K_{opt} = \frac{\Delta P_{em(n-1)}}{\omega_{m(n-1)}^3} \quad (16)$$

Com isso, a detecção da variação do vento ocorre quando  $m \cdot \Delta P_{em(n)} \geq \Delta P_{em(n-1)}$ . Assim, a velocidade de referência será dado por (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018):

$$\omega_{m\_ref(n)} = \sqrt[3]{\frac{P_{em(n)}}{K_{opt}}} \quad (17)$$

Fig. 9: Diagrama de blocos do método Controle Adaptativo. Adaptado de Lijun, Yongdong, Ronald (2013) e Mekalathur et al. (2018).



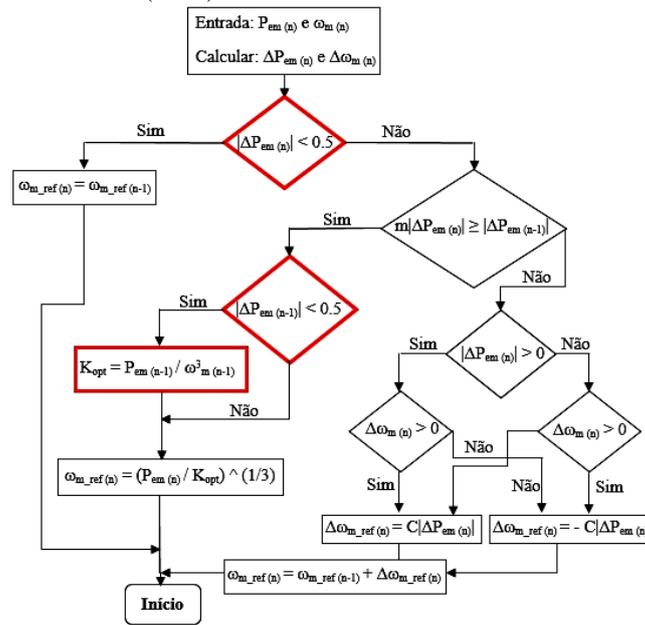
### 3.6 CONTROLE ADAPTATIVO PROPOSTO (CAP)

Visando aumentar a eficiência do algoritmo que utiliza o controle adaptativo, este trabalho realizou algumas alterações no método, como mostrado em vermelho na Fig. 10. Dentre estas mudanças, podemos destacar a alteração da estimação do  $K_{opt}$ , garantindo que continue não dependendo de parâmetros da turbina e de valores medidos. Para isso, (16) será reescrito como:

$$K_{opt} = \frac{P_{em(n-1)}}{\omega_{m(n-1)}^3} \quad (18)$$

Agora,  $K_{opt}$  passa a ser estimado pela potência elétrica produzida na iteração anterior do método, e não mais pela sua variação. Assim, espera-se um aumento na eficiência da produção de potência elétrica do algoritmo, visto que o  $K_{opt}$  tende a se aproximar de seu valor ideal, como descrito em (10). As constantes  $m$  e  $C$  podem ser modificados para otimizar a convergência do algoritmo. Assim, este trabalho propõem utilizar valores de  $m$  e  $C$  iguais à 0,65 e 0,1 respectivamente.

Fig. 10: Diagrama de blocos do método Controle Adaptativo Proposto. Adaptado de Lijun, Yongdong, Ronald, (2013) e Mekalathur et al. (2018).



#### 4 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

As estratégias de controle propostas para o WECS de velocidade variável foram simuladas utilizando um software de simulação de sistemas de potência (*PSIM*), para diversas condições de operação. A parametrização do gerador, da turbina, do link cc e da rede utilizam os dados das Tabelas 1, 2 e 3, respectivamente (Ferreira, 2011).

Tabela 1. Parâmetros do gerador

Resistência do enrolamento ( $R_s$ )	2.875 Ohms
Indutância do eixo direto ( $L_d$ )	8.5 mH
Indutância do eixo quadratura ( $L_q$ )	8.5 mH
Tensão induzida de pico fase-neutro	126.96 $V_{pk}/K_{rpm}$
Momento de inércia ( $J$ )	0.001482 $Kg\ m^2$
Coefficiente de Atrito ( $B$ )	0.001 N.m
Fluxo Magnético ( $\psi_m$ )	0.175 Wb
Pares de polos	4

Tabela 2. Parâmetros da turbina

Potência nominal	5 KW
Velocidade do vento base	12 m/s
Velocidade mecânica base	1500 Rpm
Momento de inércia ( $J$ )	0.001 $Kg\ m^2$
Coefficiente de potência ( $C_{p\_opt}$ )	0,48
Relação de velocidade de ponta ( $\lambda_{opt}$ )	8,1

Tabela 3. Parâmetros da rede

Tensão link DC	400 V
Capacitor do link DC	2 mF
Resistência do filtro	1

Indutância do filtro	10 mH
Tensão da rede elétrica	220/380 V
Frequência de chaveamento	20 KHz

Foi adotado uma série de valores de velocidade do vento, conforme Fig. 11, com o objetivo de avaliar a eficiência dos algoritmos de MPPT estudados. Será analisado o comportamento da velocidade da turbina, bem como a potência elétrica extraída por cada método. Estes valores então devem ser comparados a fim de se medir a eficiência.

Fig. 11: Comportamento do vento.

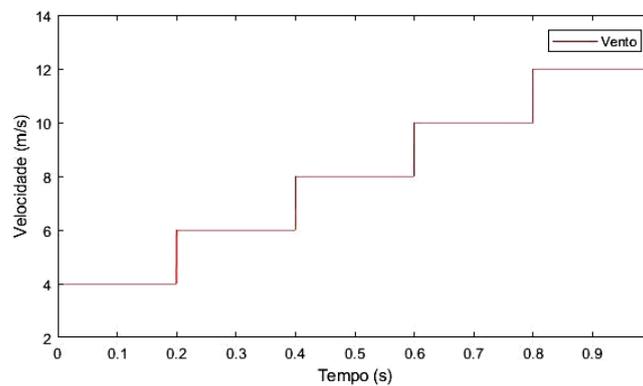
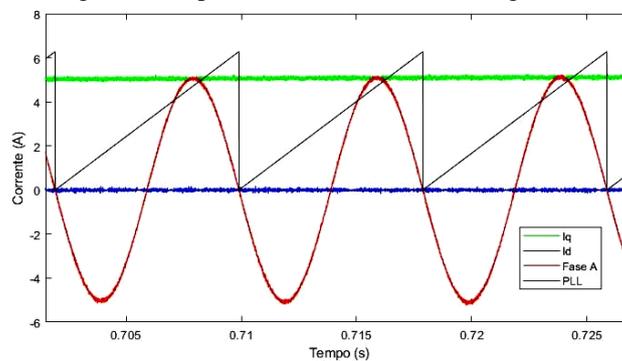


Fig. 12: Comportamento das correntes do gerador.

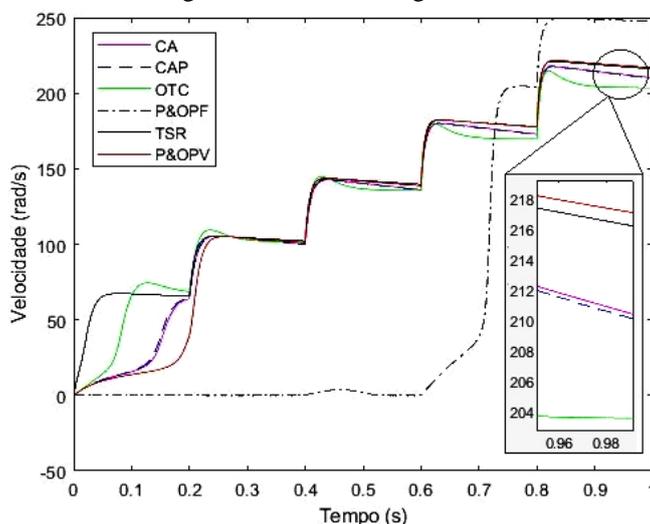


A Fig. 12 ilustra o comportamento das correntes e do rastreamento da fase em circuito fechado (*Phase Locked Loop* - PLL) do controle implementado no CLG. A fim de se ter um melhor controle sobre o torque do gerador, a corrente de referência é  $i_{d\_ref} = 0$ . Com isso, as correntes de eixo direto e em quadratura devem ser reguladas de modo a seguirem os valores de referência, fornecidas por cada um dos métodos de MPPT implementados.

A Fig. 13 ilustra o comportamento da velocidade do gerador sobre a ação de cada um dos métodos de MPPT propostos. Nota-se que as velocidades convergem para um valor médio de rotação de 212 rad/s, embora exista uma diferença na velocidade

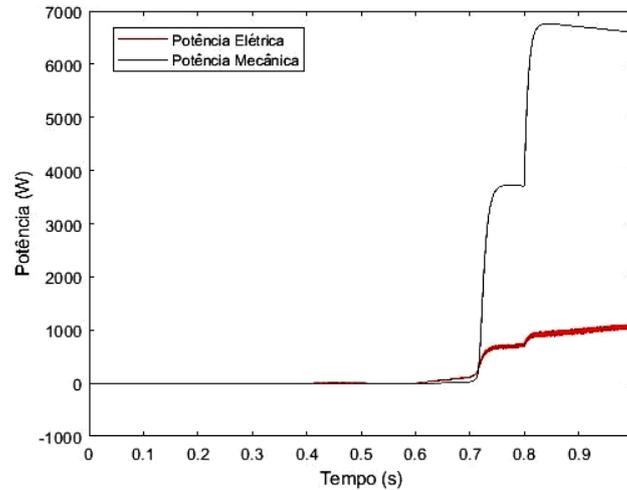
alcançada pelo P&OPF. O método TSR, por requerer uma medição direta do vento, possui uma resposta mais rápida da velocidade. Nos demais, os impactos das mudanças do vento na velocidade, são detectados de forma indireta. Portanto, respondem mais lentamente no início. O OTC, P&OPV, CA, CAP e TSR possuem respostas semelhantes, convergindo para valores aproximados de velocidade. O método P&OPF apresentou pior resultado, pelo fato de gerar perturbações na velocidade de rotação do gerador. Diante disso, é possível comprovar que durante toda a simulação, mesmo com cada um dos métodos de MPPT operando de forma diferente, tendem a convergir para valores próximos de velocidade, visando controlar a rotação do gerador para extraírem a máxima potência do WECS, independentemente da velocidade do vento.

Fig. 13: Velocidade do gerador.



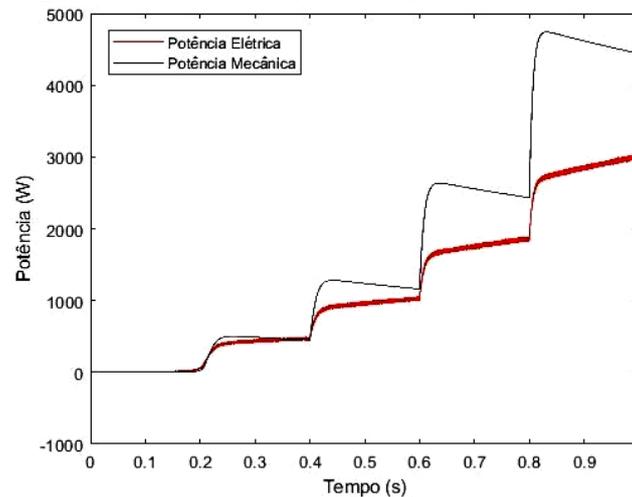
Analisando o comportamento entre a potência elétrica e a potência mecânica ótima, obtida por meio de (10) e produzida por cada algoritmo, pode-se notar que o método P&OPF, representado na Fig. 14, apresentou a menor eficiência. Isso acontece por conta da característica de operação do algoritmo, inserindo perturbações na velocidade de referência e analisando esse impacto na potência mecânica produzida. Com essas mudanças de velocidade, as correntes de referência também são alteradas, e conseqüentemente, a potência elétrica. O algoritmo tende a oscilar, principalmente nos estágios iniciais da simulação, o que acaba reduzindo significativamente a potência obtida.

Fig. 14: Potência elétrica produzida pelo método P&OPF.



Visando aumentar a eficiência do algoritmo mostrado anteriormente, o método iterativo P&OPV utiliza uma perturbação (*step*) variável na velocidade de referência da malha de controle do WECS. Assim, o aproveitamento da potência elétrica produzida é bem maior, como pode ser visto na figura 15. Isto ocorre devido o *step* se tornar cada vez menor à medida que o sistema tende para o seu ponto de máxima potência. Portanto, as oscilações, que ocasionam perda de eficiência do método, são anuladas, tornando o mesmo mais eficaz.

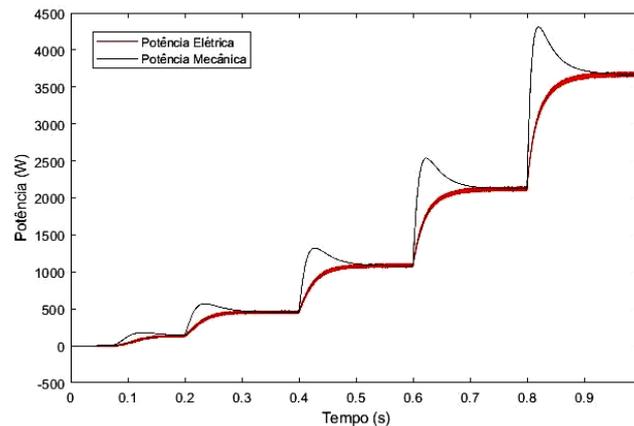
Fig. 15: Potência elétrica produzida pelo método P&OPV.



O método OTC necessita do conhecimento prévio dos parâmetros do sistema, dentre os quais se destaca o  $K_{opt}$ , necessário para o cálculo do torque de referência do gerador, como descrito em (11). Assim, o método irá fornecer de forma direta a corrente em quadratura de referência para o WECS, forçando o mesmo a operar próximo do seu

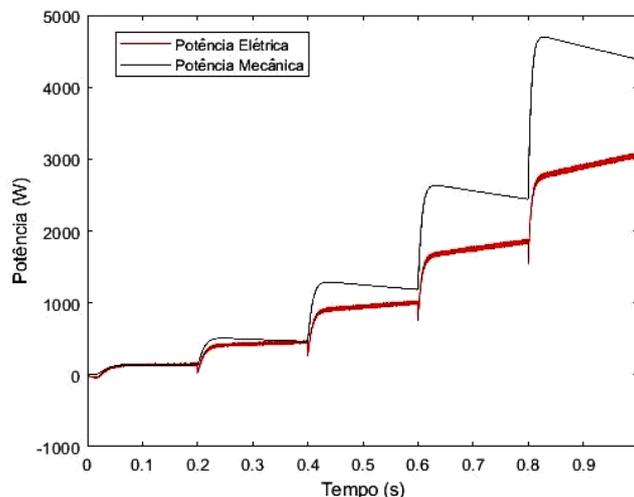
valor ideal. Como a malha de corrente é bem mais rápida que a da velocidade, o gerador tende a responder eletricamente mais rápido. Desta forma, como ilustrado na Fig. 16, a potência elétrica extraída se aproxima rapidamente da potência mecânica ótima disponível, tornando a convergência do algoritmo mais eficiente. O OTC apresentou o melhor resultado dentre todos os métodos abordados.

Fig. 16: Potência elétrica produzida pelo método OTC.



Quanto ao método TSR, ilustrado na Fig. 17, é demonstrado um bom resultado, embora tenha apresentado eficiência menor que o OTC e o controle adaptativo. O ponto negativo está na necessidade da medição do vento para o cálculo da velocidade de referência, impactando nos custos de instalação do sistema, principalmente para os de baixa potência. É possível observar na Fig. 13 que o TSR apresenta uma resposta rápida na velocidade de rotação do gerador, devido à medição do vento impactar diretamente na dinâmica do sistema.

Fig. 17: Potência elétrica produzida pelo método TSR.



O controle adaptativo possui vantagens frente aos demais métodos. Por possuir etapas de operação distintas, acaba se tornando eficiente, mesmo sem precisar das medições do vento e do conhecimento dos parâmetros do sistema. Seu rastreamento, voltado para as alterações da potência elétrica, permite uma ótima produção de potência elétrica. A Fig. 18 mostra o comportamento das potências produzidas pelo CA (Controle Adaptativo). Mas, quando comparadas com as potências obtidas na Fig. 19, o mesmo torna-se menos eficiente. Portanto, o controle adaptativo e a modificação implementada, apresentaram valores de potência elétrica superiores aos demais métodos, sendo superados apenas por OTC.

Fig. 18: Potência elétrica produzida pelo método CA.

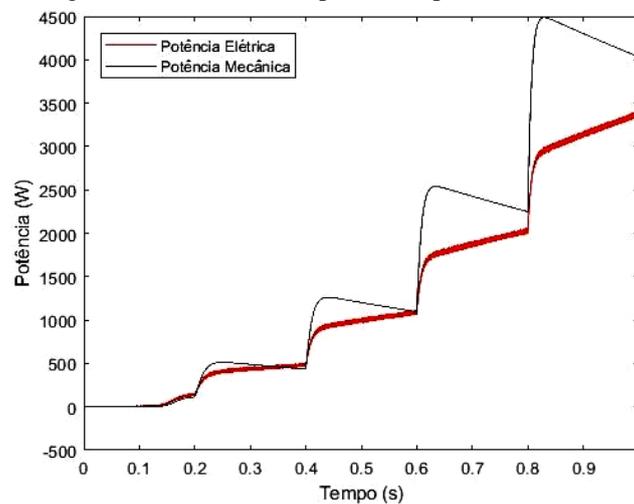
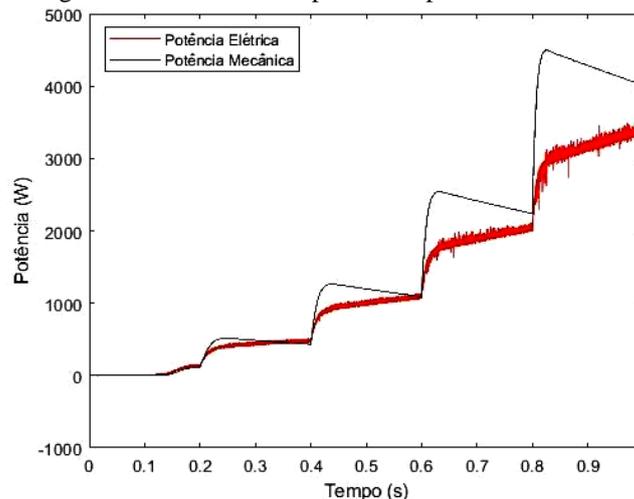


Fig. 19: Potência elétrica produzida pelo método CAP.



Na tabela 4 foi calculado a potência elétrica média de cada um dos métodos considerando a variação da velocidade do vento indicado na Fig. 11. Para efeito de

comparação da eficiência, foi considerado um valor médio da potência mecânica ótima de todos os sistemas simulações neste trabalho de 1665 W.

Tabela 4. Eficiência média dos métodos de MPPT

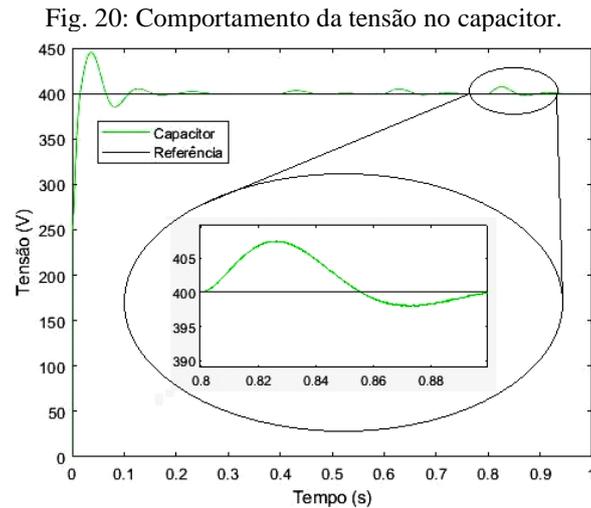
Método	Potência Elétrica (W)	Eficiência (%)
TSR	1204	72,31
OTC	1394	83,72
P&OPF	258	15,50
P&OPV	1180	70,90
CA	1275	76,50
CAP	1281	77

O controle utilizando P&OPF apresentou o pior resultado, impondo muita oscilação ao sistema, principalmente nos estágios iniciais da simulação. Já o P&OPV, por não impor estas oscilações ao WECS, apresentou uma eficiência bem superior quando comparada ao método anterior, de passo fixo. Além disso, o P&OPV apresentou valores próximos ao de outros métodos, como TSR, CA e CAP. O OTC demonstrou o melhor desempenho, apresentando valor de eficiência próximo de 84%. O mesmo apresenta uma rápida convergência ao ponto de máxima potência, mas requer o conhecimento prévio de alguns parâmetros do sistema. O controle adaptativo implementado em (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018) foi superado pelas mudanças realizadas neste trabalho. Com isso, apresenta-se como uma ótima alternativa para superar as dificuldades da extração de potência em sistemas eólicos de baixa potência.

Tabela 5. Comparação das características dos métodos de MPPT.

RECURSOS	TSR	OTC	P&OPF	P&OPV	CA	CAP
Complexidade	Simple	Simple	Simple	Simple	Média	Média
Velocidade de Convergência	Média	Rápida	Baixa	Média	Média	Média
Memória	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição do Vento	Sim	Não	Não	Não	Não	Não
Parâmetros do Sistema	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não
Custo	Alto	Médio	Médio	Médio	Médio	Médio
Eficiência	Médio	Alta	Baixa	Médio	Médio	Médio

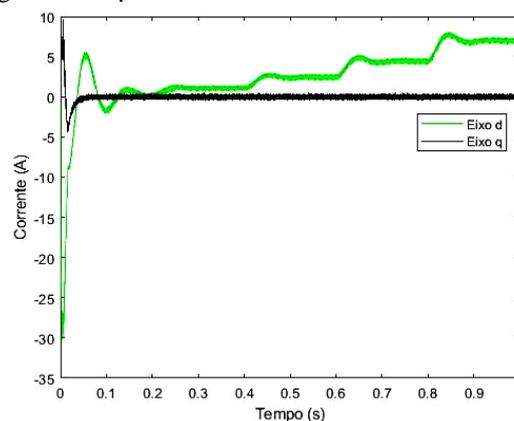
Diante da análise do comportamento da produção de potência dos métodos de MPPT discutidos acima, na tabela 5, é possível realizar uma avaliação mais abrangente entre eles em termos de complexidade de implementação, velocidade de convergência, memória e dentre outros. Tais recursos são importantes para a escolha da utilização de cada um destes algoritmos no WECS.



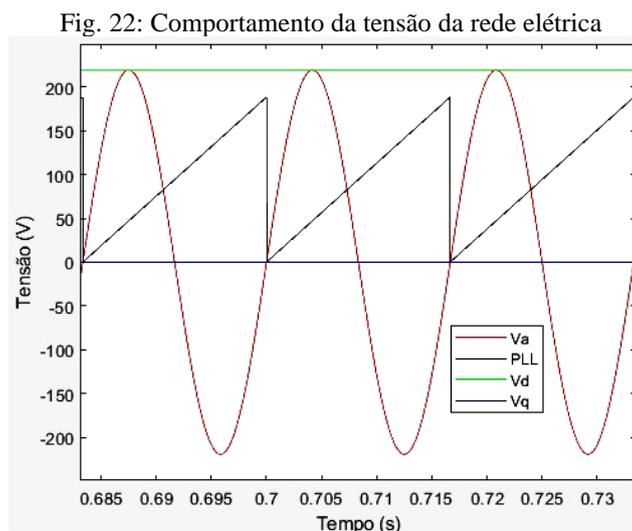
O *CLR* trabalha controlando o nível de tensão no capacitor do barramento cc, deixando-o constante, possibilitando um desacoplamento entre os conversores. Na Fig. 20 é possível observar o comportamento desta tensão ao longo das mudanças de velocidade do vento. O controle mantém o valor de 400 V no barramento do link CC, mesmo depois de algumas perturbações ao longo da simulação, causadas pelas mudanças na velocidade do vento. Para estas simulações, o capacitor foi configurado com uma pré-carga de 250 V.

Na Fig. 21 está ilustrado as correntes de eixo direto e em quadratura da rede elétrica. Pode-se observar que o WECS ao longo da simulação fornece potência ativa ( $I_d$ ) para a rede elétrica, demonstrando que os métodos de MPPT estão extraindo a máxima potência da turbina, independente da velocidade do vento. Também, é possível observar que o controle do conversor do lado da rede está ajustado para operar com fator de potência unitário ( $I_q = 0$ ), visto que não existe processamento de energia reativa por parte da rede.

Fig. 21: Comportamento das correntes da rede elétrica.



Na Fig. 22 está representado o comportamento da tensão da rede elétrica em função das suas coordenadas dq ao longo da simulação. Além de controlar a tensão do barramento CC, o conversor do lado da rede também tem por função sintetizar a tensão fornecida pelo WECS de forma que a mesma seja sincronizada com a da rede elétrica, sem isso, seria impraticável a conexão deste sistema na rede. Para tal, o controle dq utilizado neste trabalho faz com que o vetor tensão da rede elétrica esteja alinhado com a coordenada tensão de eixo direto ( $V_d$ ). Já a coordenada de eixo em quadratura, perpendicular a  $V_d$ , será anulada ( $V_q = 0$ ). Com esta orientação das coordenadas dq descritas, é possível um controle mais simplificado do CLR, como também uma simplificação do cálculo das potências da rede, visto que  $I_q = 0$  e  $V_q = 0$ . Portanto, (8) acaba sendo independente entre os eixos dq.



## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um comparativo entre vários métodos de MPPT utilizados na literatura para extrair o máximo de potência dos sistemas eólicos. Também, foi realizada uma análise em termos de complexidade de implementação, velocidade de convergência, memória dentre outros. Estes recursos são necessários para auxiliar na escolha do método a ser aplicado ao WECS.

Todas as técnicas mostraram-se eficientes, destacando que a técnica do controle adaptativo (CA) e a modificada neste trabalho (CAP), obtiveram ótima eficiência no intervalo de teste. Portanto, apresentam-se como excelentes alternativas, principalmente

para sistemas de baixa potência, visto que não requerem sensores de medição do vento e nem necessitam do conhecimento dos parâmetros da turbina, tornando a instalação destes sistemas viáveis.

Em trabalhos futuros, os autores pretendem analisar o impacto de possíveis falhas da rede (curtos circuitos e afundamentos de tensão) na eficiência destes algoritmos de MPPT. Também, planeja-se utilizar técnicas inteligentes, como a busca harmônica (*Harmony Search - HS*), para melhorar a eficiência dos algoritmos de MPPT.

## REFERÊNCIAS

Abdullah, M. A., Yatim, A. H. M., Tan, C. W., and Saidur, R. (2012). A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*.

ABEEólica. Associação brasileira de energia eólica. 2020. Disponível em:<<http://abeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/10/infovento13ptcompressed.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2020.

Bakhtiari, F., and Nazarzadeh, J. (2020). Optimal estimation and tracking control for variable-speed wind turbine with pmmsg. *Journal of modern power systems and clean energy*, volume 8, 9.

Billel, M., Abdallah, S., Yassine, A., and Djalel, D. (2015). Maximum power extraction (SMC, P&O) from wind energy system based on reliable control. *Revue des Sciences et de la Technologie*, volume 6, 15.

Bizhani, H., Noroozian, R., Muyeen, R. S., and Blaabjerg, F. (2018). Wind farm grid integration architecture using unified expandable power converter. *Transactions on power electronics*.

Búrigo, L. R. (2016). Estudo de um sistema para conexão de aerogeradores de pequeno porte com a rede elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina.

Duarte, O. S. (2016). Algoritmo mppt para sistema de geração de energia eólica de pequeno porte com PMSG. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná.

Ferreira, A. A. A. (2011). Sistema de produção de energia eólica. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.

GWEC. Global wind energy council. 2020a. Disponível em:<<https://gwec.net/wind-power-will-be-a-key-building-block-for-economic-recovery-industry/>>. Acesso em: 12 maio 2020.

GWEC. Global wind energy council. 2020b. Disponível em:<<https://gwec.net/press-release-q3-market-intelligence-update-2019/>>. Acesso: em 10 maio 2020.

Ganjefar, S., Ghassemi, A. A., and Ahmadi, M. M. (2014). Improving efficiency of twotype maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network. *Energy*, volume 67, 10.

Heydari, M., and Smedley, K. (2015). Comparison of maximum power point tracking methods for medium to high power wind energy systems. *Iranian electrical power distribution conference*.

Huang, C., Li, F., and Jin, Z. (2015). Maximum power point tracking strategy for large-scale wind generation systems considering wind turbine dynamics. *Transactions on industrial electronics*, volume 62, 10.

Kazmi, S. M. R., Goto, H., Guo, H., and Ichinokura, O. (2010). Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system. *Energy conversion congress and exposition*.

Kazmi, S. M. R., Goto, H., Guo, H., and Ichinokura, O. (2011). A novel algorithm for fast and efficient speed-sensorless maximum power point tracking in wind energy conversion systems. *Transactions on industrial electronics*, volume 58, 8.

Lee, J., and Kim, Y. (2016). Sensorless fuzzy-logic-based maximum power point tracking control for a small-scale wind power generation systems with a switched-mode rectifier. *IET Renewable Power generation*, volume 10, 9.

Lijun, H., Yongdong, L., and Ronald, G. H. (2013). Adaptive multi-mode power control of a direct-driver pm wind generation system in a microgrid. *Journal of emerging and selected topics in power electronics*, volume 1, 9.

Mekalathur, B. H. K., Balasubramanian, S., Padmanaban, S., and Frefe, B. (2018). Review on control techniques and methodologies for maximum power extraction from wind energy systems. *IET Renewable power generation*, 14.

Mohammed, H. Q., Hany, M. H., and Saad, H. (2018). A grey wolf optimizer for optimum parameters of multiple pi controllers of a grid-connected pmg driven by variable speed wind turbine. *IEEE Access*, volume 6, 9.

Rueda, O. S., Cozzolino, J. R., Nobrega, I. J., and Suemitsu, W. I. (2018). Simulação de um sistema de geração eólica DFIG com controle direto de torque (DTC). *XXII Congresso brasileiro de automática*.

Saleh, A. M. (2017). Testing the performance of a resolution-level mppt controller for pmg-based wind energy conversion systems. *Transactions on industry applications*, volume 53, 15.

Santos, G. V. (2015). Sistemas de controle aplicado aerogeradores síncronos com conversor back-to-back. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais.

Sarvi, M., Abdi, S., and Ahmadi, S. (2013). A new method for rapid maximum power point tracking of PMSG wind generator using PSO\_fuzzy logic. *Technical journal of engineering and applied sciences*, 12.

Thongam, J. S. and Ouhrouche, M. (2011). MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems. Dr. Rupp Carriveau, Fundamental and advanced topics in wind power, 22. Intech, China.

Vijayalakshmi, S., Ganapathy, V., Vijayakumar, K., and Dash, S.S. (2015). Maximum power point tracking for wind power generation system at variable wind speed using a hybrid technique. *International journal of control and automation*, volume 8, 16.

Yazici, I. and Yaylaci, K. Y. (2017). Maximum power point tracking for the permanent magnet synchronous generatorbased wecs by using the discrete-time integral sliding mode controller with a chattering-free reaching law. *IET Power electronics*, volume 10, 8.

Yin, M., Li, W., Chung, C. Y., Zhou, L., Chen, Z., and Zou, Y. (2016). Optimal torque control based on effective tracking range for maximum power point tracking of wind turbines under varying wind conditions. *IET Renewable power generation*, volume 11, 10.