

CONTROLE PREDITIVO APLICADO A SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO PARA TRATAMENTO DE RESTRIÇÕES FÍSICAS E OPERACIONAIS

Vitor Vinicius Costa Silva, Arthur Garcia Bartsch

Instituto Federal de Santa Catarina

Câmpus Jaraguá do Sul – Rau – Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

e-mail: vitor.vc@aluno.ifsc.edu.br, arthur.bartsch@ifsc.edu.br

Trabalho de Conclusão de Curso – 29/06/2023

Resumo – O objetivo deste trabalho é aplicar o controle preditivo em um sistema de geração eólica, tratando restrições físicas e operacionais. Para isso, foi desenvolvido um modelo de simulação de um gerador eólico operando em malha fechada, capaz de trabalhar nos limites de operação. O controlador obteve resultados satisfatórios ao controlar simultaneamente a velocidade do rotor e a corrente do gerador para velocidade do vento fixa.

Palavras-chave – Energia eólica, Controle Preditivo, Tratamento de restrições.

PREDICTIVE CONTROL APPLIED TO A WIND GENERATION SYSTEM TO DEAL WITH PHYSICAL AND OPERATIONAL CONSTRAINTS

Abstract – The objective of this work is to apply predictive control in a wind generation system, dealing with physical and operational constraints. For this, a simulation model of a wind generator operating in closed loop, capable of working within operating limits, was developed. The controller obtained satisfactory results when simultaneously controlling the rotor speed and the generator current for fixed wind speed. The controller obtained satisfactory results when simultaneously controlling the rotor speed and the generator current for fixed wind speed.

Keywords – Wind energy, Predictive Control, Constraint handling.

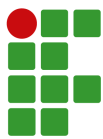
SIMBOLOGIA

C_p	Coefficiente de potência
K_{MPC}	Ganho do controlador preditivo
L	Indutância
L_a	Indutância própria da fase A do gerador
L_b	Indutância própria da fase B do gerador
L_c	Indutância própria da fase C do gerador
L_d	Indutância da componente d da transformada Park
L_m	Indutância relacionada a posição do motor
L_q	Indutância da componente q da transformada Park

M_{ab}	Indutância mútua entre as fases A e B do gerador
M_{ac}	Indutância mútua entre as fases A e C do gerador
M_{bc}	Indutância mútua entre as fases B e C do gerador
P_{tur}	Potência da turbina
P_m	Potência mecânica
p_i	Número de entradas do sistema
Q	Matriz de ponderação de saídas
\bar{Q}	Matriz composta de ponderação de saídas
q_0	Número de saídas do sistema
R	Resistência
R_s	Resistência do estator
T_{tur}	Torque da turbina
T_M	Matriz triangular inferior de ordem M
U	Vetor sequência predito de ações de controles
$u(l k)$	Ação de controle predita no instante l
$u(k)$	Ação de controle predita instantânea
v_a	Tensão na fase A do gerador
v_b	Tensão na fase B do gerador
v_c	Tensão na fase C do gerador
v_{cc}	Tensão no barramento CC
v_d	Tensão eixo d da transformada de Park
v_q	Tensão eixo q da transformada de Park
v_w	Velocidade do Vento
x	Vetor de estados
Y	Vetor sequência predito de saídas
$y(l k)$	Saída predita no instante l
$y(k)$	Saída predita instantânea
Φ	Matriz de dinâmica de resposta livre do SSMPC
Γ	Matriz de ponderação de ações de controle
$\bar{\Gamma}$	Matriz composta de ponderação de ações de controle
ΔU	Vetor sequência predito de variações de ações de controle
$\Delta u(k)$	Varição instantânea da ação de controle
ω_e	Velocidade angular elétrica
ω_m	Velocidade angular mecânica

I. INTRODUÇÃO

O aumento da população mundial e os obstáculos consequenciais fez com que a política internacional procurasse alternativas viáveis e menos onerosas para evitar um verdadeiro colapso que seria a escassez das fontes energéticas [1]. Neste



sentido, à medida que os recursos não renováveis, como o petróleo, foram se tornando menos disponíveis e mais caros. O homem descobriu recursos energéticos alternativos e renováveis, como a água, o vento, as ondas do mar, a energia solar, recursos estes renováveis [2].

A aplicação da energia eólica se tornou relevante nos anos de 1990 através do significativo avanço tecnológico, aparecimento expressivo de fabricantes e um grande incentivo proveniente das preocupações ambientais, com o foco na redução das emissões de gases de efeito estufa e na independência energética. No Brasil, dados provenientes do Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Mensal do mês de julho de 2022 constatam uma evolução da capacidade instalada de geração eólica de 17,7% em relação a julho de 2021, e representa 11,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica, sendo a terceira maior fonte de energia do país. Além disso está previsto uma expansão da capacidade instalada na geração de energia eólica de 5690 MW até o ano de 2024 [3].

Diante disso, outro ponto a ser analisado são os problemas enfrentados pela geração eólica com relação às irregularidades do vento, dificultando a previsibilidade da geração de energia, e à manutenção complexa por causa do acesso aos equipamentos localizados em torres que podem chegar a mais de 100 metros de altura. De acordo com Santiago [4], com a instalação de parques eólicos cada vez mais difíceis os acessos e os custos elevados, torna-se prioridade o investimento em soluções de otimização e sustentabilidade. Santiago enfatiza a importância do sistema de controle operacional, já que a função central é garantir a operação automática do gerador mantendo os parâmetros operacionais dentro dos limites e restringindo o comportamento indesejado independente da situação.

Posto isso, uma proposta de solução é desenvolver um sistema de geração de energia confiável apto a extrair o máximo de energia sem comprometer a segurança do gerador. Para alcançar isso, é necessário utilizar um controlador que consiga tratar as restrições físicas (como tensão máxima, velocidade máxima e corrente máxima) e operacionais (como atuar com transitórios mecânicos e elétricos do gerador). O controlador preditivo atende esse requisito.

O controle preditivo baseado em modelo, MPC (*Model-Based Predictive Control*), desenvolvido originalmente na década de 70 em pesquisas na área de petroquímica [5], possui tratamento de restrições, permitindo a planta operar em pontos economicamente adequados, possibilitando o emprego de diversos tipos de modelos; e a aplicabilidade direta em sistemas de múltiplas entradas e saídas, MIMO (*Multiple Input Multiple Output*) [6].

As primeiras aplicações de MPC sugeriram em usinas de energia e refinarias de petróleo. Com o decorrer dos anos passou a ser aplicado em vários campos como a energia, bioengenharia, robótica e aeroespacial [7].

No trabalho [8] é desenvolvido um MPC em sistema de geração de energia eólica *offshore*, com um intuito de estabilizar a saída de energia e o movimento da plataforma e reduzir

as cargas dinâmicas nos componentes mecânicos e de suporte em altas velocidades do vento. No trabalho [9], apresenta os benefícios do controle preditivo em turbinas eólicas. Para uma grande turbina eólica moderna, o principal objetivo do controle é maximizar a produção de energia, mantendo as cargas de fadiga mínimas. Em um sistema multivariável com restrições de atuadores e com tantos objetivos múltiplos, o MPC fornece uma abordagem sistemática para projetar um controlador multivariável incorporando o conhecimento das restrições do atuador.

Exposto isso, este trabalho tem como objetivo aplicar o MPC em um sistema de geração eólico para o tratamento de restrições físicas e operacionais. Para isso, foi desenvolvido um modelo de simulação para um gerador eólico operando em malha fechada capaz de trabalhar nos limites de operação.

O trabalho está disposto em seis capítulos, sendo o primeiro este capítulo introdutório. No Capítulo 2, apresenta-se uma contextualização do MPC e a explicação dos principais elementos. O Capítulo 3 contém uma explicação a respeito do sistema de geração eólico e os componentes presentes que o constituem. No Capítulo 4 é relatado o projeto do controlador. O Capítulo 5 exibe os resultados de simulação. No Capítulo 6 são tratadas as considerações finais, contribuições do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

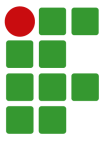
II. CONTROLE PREDITIVO BASEADO EM MODELO

No contexto de um problema de controle, o objetivo do controlador é determinar o valor da ação de controle de modo que a variável controlada (saída da planta) siga um valor desejado (ou uma faixa de valores), conhecido como referência. Na estratégia do MPC, essa entrada é calculada através da otimização de um índice de desempenho, levando em consideração um modelo de previsão do comportamento futuro da planta [10].

O modelo matemático da planta é utilizado permitindo ao controlador prever o impacto das ações de controle. À medida que novas observações da saída se tornam disponíveis, as ações de controle futuras são atualizadas. A tarefa de otimização do comportamento da planta é repetida a cada período de amostragem [11].

Os princípios que fundamentam o controle preditivo são basicamente: o uso explícito de um modelo para prever a saída do processo no tempo futuro (horizonte); o cálculo de uma sequência de controle minimizando uma função objetivo; uma estratégia de recuo, de modo que a cada instante o horizonte é deslocado em direção ao futuro, envolvendo uma aplicação do primeiro sinal de controle da sequência calculada em cada passo [7].

Dito isso, os elementos típicos de um MPC de maneira simplificada são a função de custo, o modelo de predição, as restrições e o otimizador. Tal função de custo considera os erros de rastreamento e esforços de controle [7]. Existem várias maneiras de formular o modelo de predição, como: o



modelo de convolução, função de transferência e modelo nos estados de estados. Neste trabalho para a formulação do modelo de predição foi escolhido o modelo nos estados de espaços. Implementando o tratamento das restrições no modelo, proporciona a planta operação em pontos economicamente adequados.

De acordo com Maciejowski [12], o MPC divide-se em duas principais categorias de atuação: processos simples, do tipo *single-loop*, na qual destacam-se características como facilidade de sintonia e compreensão da ideia geral de funcionamento. Em particular compatibiliza-se bem a processos do tipo SISO (*Single Input Single Output*); em processos complexos, multivariáveis, incluindo atrasos temporais, em que o potencial de otimização de processo e a capacidade de tratamento de restrições são fatores importantes.

Existem diversos métodos de controle que pertencem à família de algoritmos MPC. Neste trabalho será aplicado os algoritmos referentes aos controladores DMC (*Dynamic Matrix Control*) e SSMPC (*State-Space MPC*). O DMC utiliza uma sequência de resposta ao degrau, além de um modelo explícito do processo para realizar a predição dos valores futuros de saída em função das entradas. O SSMPC utiliza a representação em espaços de estados como modelo de predição, que apresenta uma vantagem de tratar com facilidade processos MIMO [13].

Para utilização desses métodos é necessário estabelecer dois parâmetros. O primeiro é o horizonte de predição (N), que representa o número de elementos da sequência futura predita a partir do instante atual. O segundo é o horizonte de controle (M), que representa o número de elementos não nulos da sequência futura de controle predita, dentro do horizonte de predição.

Nas seções a seguir, estão apresentados os algoritmos DMC e SSMPC. Além do estudo das restrições.

A. *Dynamic Matrix Control (DMC)*

O algoritmo DMC, desenvolvido pelos engenheiros da Shell, Cutler e Ramaker no final da década de 1970, possui as seguintes características principais: o uso da resposta ao degrau (em malha aberta) como modelo de predição do processo, a predição é feita com base na superposição de respostas da planta a entradas do tipo degrau, uma função de custo quadrática, acomodação de perturbações constantes de saída [14].

O modelo utilizado para representação matemática do processo é uma sequência de resposta do processo a uma entrada do tipo degrau unitário, cujos elementos estão denotados por $g(i)$. Desse modo, considerando apenas o modo *Single Input Single Output* (SISO), a saída $y(k)$ é dada pelo seguinte somatório de convolução, em que $\Delta u(k)$ representa a variação do sinal de controle entre os instantes $k-1$ e k :

$$y(k) = \sum_{i=1}^{\infty} g(i)\Delta u(k-i). \quad (1)$$

Na Equação (1) nota-se que, para obter o valor de saída em cada instante de amostragem, deve-se realizar uma soma de infinitos termos, o que causaria uma impossibilidade de

implementação. Assim, utiliza-se a sequência de resposta ao degrau truncada em N_s termos $[g(1), g(2), \dots, g(N_s)]$, sendo N_s grande o suficiente para conter toda resposta transitória do processo. Com a Equação (1) é possível obter a equação:

$$y(k+i|k) = f(k+i) + \sum_{n=1}^i g(n)\Delta u(k+i-n|k), \quad (2)$$

com predição de i passos à frente, sendo que $y(k+i|k)$ representa o valor predito para y no instante $k+i$, tendo conhecido o valor no instante k .

A expressão $f(k+i)$ refere-se à resposta livre do processo e pode ser dada por:

$$f(k+i) = y_m(k) \sum_{n=1}^{N_s} [g(n+i) - g(n)]\Delta u(k-n) \quad (3)$$

na qual N_s , conforme mencionado anteriormente, é tal que não haja variação entre $g(N_s)$ e $g(N_s+1)$ e $y_m(k)$ é o valor da saída medido no instante k . A Equação (3) leva em consideração uma possível perturbação constante na saída da planta, contida no termo $y_m(k)$. Tal fato, unido a uma formulação de controle ótimo com ações incrementais, contribui para que tal malha de controle acomode perturbações.

A Equação (2) pode ser escrita na forma matricial, de modo que:

$$\begin{bmatrix} y(k+1|k) \\ y(k+2|k) \\ \vdots \\ y(k+N|k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g(1) & 0 & \dots & 0 \\ g(2) & g(1) & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ g(N) & g(N-1) & \dots & g(N-M+1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u(k|k) \\ \Delta u(k+1|k) \\ \vdots \\ \Delta u(k+N-1|k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} f(k+1) \\ f(k+2) \\ \vdots \\ f(k+N) \end{bmatrix}, \quad (4)$$

consequentemente,

$$Y = G\Delta U + F. \quad (5)$$

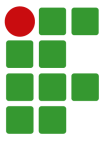
A matriz G , presente nas equações (4) e (5) é conhecida por matriz de dinâmica do processo, ou *Dynamic Matrix*.

Com a apresentações das equações anteriores pode-se finalmente obter a função de custo utilizada:

$$J_c(Y, \Delta U) = (Y - R_{ref})^T (Y - R_{ref}) + \rho \Delta U^T \Delta U \quad (6)$$

na qual R_{ref} é o vetor com os N valores futuros de referência e ρ é uma constante positiva e não nula que pondera o custo das variações de controle em relação ao erro de rastreamento. Como Y pode ser obtido a partir de ΔU com a Equação (5), a sequência ótima de controle é dada a seguir:

$$K_{MPC} = (G^T G + \rho I)^{-1} G^T \quad (7)$$



$$\Delta U^* = K_{MPC}(R_{ref} - F). \quad (8)$$

Tal sequência será ótima, ou seja, com custo mínimo, somente se $\rho > 0$.

É importante ressaltar que, para aplicação do algoritmo DMC, o processo deve ser assintoticamente estável em malha aberta, para que exista um número N_s de amostras que contenham a resposta do processo ao degrau atingindo a convergência; linear ao redor de um ponto de operação, para que a soma de seja válida, assim com a Equação (8).

Dessa forma, tem-se definidos os passos para obtenção do controlador DMC.

B. State-Space MPC

Nesta seção será abordado o controlador SSMPC, inicialmente para o caso SISO e, em seguida, a expansão para o caso MIMO.

1) *Caso SISO*: Seja um processo descrito no espaço de estados de tempo contínuo:

$$\dot{x}(t) = A_c x(t) + B_c u(t) \quad (9)$$

$$y(t) = Cx(t). \quad (10)$$

Pode-se obter o modelo discreto, para um dado período de amostragem T_s , caso o valor de u seja considerado constante entre dois instantes de amostragem. Com isso, obtém-se as matrizes A e B , referentes ao sistema discretizado:

$$A = e^{A_c T_s} \approx I + A_c T_s + \frac{1}{2}(A_c T_s)^2 \quad (11)$$

$$B \approx B_c T_s + \frac{1}{2}A_c B_c T_s^2. \quad (12)$$

Desse modo a representação discretizada do processo em espaços de estados é dada por:

$$x(k+1) = A_c x(k) + B_c u(k) \quad (13)$$

$$y(k) = Cx(k). \quad (14)$$

Expandindo as Equações (13) e (14) para $k+1, k+2, \dots, k+N$ escrevendo de forma matricial, pode-se obter a equação de predição:

$$\begin{bmatrix} y(k+1) \\ y(k+2) \\ \vdots \\ y(k+N) \end{bmatrix} = G \begin{bmatrix} u(k|k) \\ u(k+1|k) \\ \vdots \\ u(k+M-1|k) \end{bmatrix} + F, \quad (15)$$

na qual as matrizes G e F se encontram a seguir:

$$G = \begin{bmatrix} CB & 0 & \dots & 0 \\ CAB & CB & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ CA^{N-1}B & CA^{N-2}B & \dots & CA^{N-M}B \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$F = (k) = \begin{bmatrix} CA \\ CA^2 \\ \vdots \\ CA^N \end{bmatrix} x(k). \quad (17)$$

Então, Equação (8) para calcular a sequência ótima de controle, substituindo o termo ΔU^* por U^* , sendo que o primeiro termo dessa sequência é aplicado ao controle de processo.

O sistema pode tornar-se incremental (sendo desenvolvido em etapas, com cada etapa construindo sobre a anterior para adicionar progressivamente). Para isso define-se um vetor de estados aumentando x_a , incluindo a saída y como estado passando a utilizar as variações entre dois instantes de amostragem dos estados originais do sistema. Dessa forma, o sinal de controle considerado passa a ser a variação Δu do sinal de controle aplicado. Calcula-se, então, a sequência ótima de variações do sinal de controle através da equação (8).

Definindo-se :

$$\Delta x(k) = x(k) - x(k-1), \quad (18)$$

de acordo com Negri [13], obtém-se a expressão:

$$\Delta x(k+1) = A\Delta x(k) + B\Delta u(k), \quad (19)$$

por conseguinte, a saída passa a ser dada por:

$$y(k+1) = Cx(k+1) \quad (20)$$

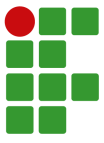
$$y(k+1) = C[\Delta x(k+1) + x(k)] \quad (21)$$

$$y(k+1) = C[A\Delta x(k) + B\Delta u(k)] + y(k). \quad (22)$$

Assim, sendo n a ordem do processo, a representação em espaços de estados do sistema aumentando torna-se:

$$x_a = \begin{bmatrix} \Delta x_1(k) \\ \Delta x_2(k) \\ \vdots \\ \Delta x_n(k) \\ y(k) \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$u_a(k) = \Delta u(k) \quad (24)$$



$$A_a(k) = \begin{bmatrix} A & 0 \\ CA & 1 \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$B_a(k) = \begin{bmatrix} B \\ CB \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$C_a(k) = [0_n \quad 1]. \quad (27)$$

A partir dessa forma incremental, a malha de controle passa a ter características de erro nulo em regime permanente para entradas do tipo degrau e acomodação de perturbações constantes na saída.

2) *Expansão ao Caso MIMO*: O modelo em espaços de estados permite descrever processos com múltiplas variáveis de entrada e saída com naturalidade, uma vez que basta expandir-se as matrizes em linhas ou colunas. Para o SSMPC, além da alteração do tamanho das matrizes de predição, deve-se também definir múltiplos pesos e não mais apenas o peso ρ , pois as variáveis de entrada e de saída podem necessitar de ponderações diferenciadas para um bom desempenho do sistema. Sendo assim, define-se p_i como o número de entradas e q_o o número de saídas, as matrizes aumentadas de estado e de saída do processo são montadas da seguinte forma:

$$A_a = \begin{bmatrix} A & 0_{n \times q_o} \\ CA & I_{q_o} \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$C_a = [0_{n \times q_o} \quad I_{q_o}]. \quad (29)$$

Na qual I_{q_o} é matriz identidade de ordem q_o e $0_{n \times q_o}$ é a matriz com todos os elementos iguais a zero. A seguir será reescrito também a montagem da matriz G :

$$G = \begin{bmatrix} C_a B_a & 0_{q_o \times p_i} & \dots & 0_{q_o \times p_i} \\ C_a A_a B_a & C_a B_a & \dots & 0_{q_o \times p_i} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C_a A_a^{N-1} B_a & C_a A_a^{N-2} B_a & \dots & C_a A_a^{N-M} B_a \end{bmatrix}. \quad (30)$$

As matrizes de peso são definidas, então, da seguinte forma:

$$Q = \begin{bmatrix} \mu_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mu_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \mu_{q_o} \end{bmatrix} \quad (31)$$

$$\Gamma = \begin{bmatrix} \rho_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \rho_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \rho_{p_i} \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$\bar{Q}_{q_o N \times q_o N} = \begin{bmatrix} Q & 0_{q_o \times q_o} & \dots & 0_{q_o \times q_o} \\ 0_{q_o \times q_o} & Q & \dots & 0_{q_o \times q_o} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0_{q_o \times q_o} & 0_{q_o \times q_o} & \dots & Q \end{bmatrix} \quad (33)$$

$$\bar{\Gamma}_{p_i M \times p_i M} = \begin{bmatrix} \Gamma & 0_{p_i \times p_i} & \dots & 0_{p_i \times p_i} \\ 0_{p_i \times p_i} & \Gamma & \dots & 0_{p_i \times p_i} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0_{p_i \times p_i} & 0_{p_i \times p_i} & \dots & \Gamma \end{bmatrix}. \quad (34)$$

De forma análoga ao SISO, em que é necessário que $\rho > 0$, a matriz Γ deve ser positiva, para se obter a sequência de controle ótima.

Por fim, redefine-se cada elemento do vetor de referências como sendo o vetor coluna com referência para cada saída. Da mesma forma, define-se cada elemento do vetor de controle predito como vetor de coluna com o sinal de cada entrada. O vetor ótimo ΔU^* de variações de ações de controle é obtido por:

$$K_{MPC} = (G^T \bar{Q} G + \bar{\Gamma})^{-1} G^T \bar{Q} \quad (35)$$

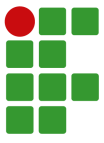
$$\Delta U^* = K_{MPC} (R_{ref} - F). \quad (36)$$

Por intermédio das definições apresentadas, nota-se que a formulação SISO é um caso particular da formulação MIMO, como $p_i = q_o = 1$.

C. Tratamento de Restrições

A resolução para o problema de otimização apresentada na Equação (8) é feita sem a consideração de limitação para as variáveis envolvidas. Tais limitações podem estar ligadas, por exemplo, a faixa de operação de atuadores, taxa de variação e limites de segurança. Em situações práticas, se a ação de controle for calculada conforme na Equação (8) e ultrapassar valores de saturação ou de segurança, resultará em um sinal distorcido. Nesta circunstância, não há garantias de que a ação de controle será a solução ótima para o problema de otimização [7].

As restrições são impostas no sistema com objetivo de calcular soluções ótimas, considerando que as variáveis possuem limitações práticas, e também garantir operações dentro dos limites de segurança. Com o intuito de manter o sistema funcionando em regiões de operação mais eficientes [12].



O tratamento de restrições pode ocorrer na entrada ou na saída do sistema ou ainda na variação do sinal de controle. Restrições na entrada são tipicamente restrições rígidas (*hard constraints*), uma vez que representam limitações dos equipamentos usados no processo. Dessa forma, tais restrições não podem ser relaxadas. As restrições de saída usualmente são restrições leves (*soft constraints*), uma vez que normalmente representam objetivos de otimização.

Neste trabalho, foi abordado o uso das restrições na taxa de variação, na excursão do sinal de controle e na excursão do sinal de saída.

Os algoritmos DMC e SSMPC, citados anteriormente, realizam o cálculo para variações de controle. É necessário definir as restrições em função das variações de controle. Ou seja, o problema de otimização foi tratado sobre os sinais de variação de controle calculados a cada período de amostragem, respeitando as restrições impostas.

A definição das restrições sobre Δu é feita atribuindo uma taxa de variação Δu_{max} e uma taxa mínima de variação Δu_{min} :

$$\begin{bmatrix} I_M \\ -I_M \end{bmatrix} \Delta U \leq \begin{bmatrix} 1_M \Delta u_{max} \\ -1_M \Delta u_{min} \end{bmatrix}, \quad (37)$$

na qual, 1_M é um vetor de tamanho N com todos os elementos iguais à unidade. Utiliza-se o sinal \leq com o intuito de representar as comparações de elemento a elemento.

Para definir as restrições sobre a excursão do sinal de controle u , é necessário obter as expressões para u em função das variações futuras $\Delta u(k|k)$, $\Delta u(k+N-1|k)$ e do valor atual de $u(k)$. Pela definição de Δu , tem-se as seguintes equações:

$$u(k|k) = u(k-1) + \Delta u(k|k) \quad (38)$$

$$u(k+1|k) = u(k-1) + \Delta u(k|k) + \Delta u(k+1|k) \quad (39)$$

$$u(k+N-1|k) = u(k-1) + \Delta u(k|k) + \Delta u(k+1|k) + \Delta u(k+M-1|k) \quad (40)$$

$$T_M \Delta U = U - 1_M u(k-1) \quad (41)$$

$$T_M = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix}. \quad (42)$$

Impondo a restrição de que, em nenhum momento, $u(k+i|k)$ seja maior do que u_{max} ou menor que u_{min} , obtém-se a seguinte inequação:

$$\begin{bmatrix} T_M \\ -T_M \end{bmatrix} \Delta U \leq \begin{bmatrix} 1_M [u_{max} - u(k-1)] \\ -1_M [u(k-1) - u_{min}] \end{bmatrix}. \quad (43)$$

Para definir as restrições sobre a excursão da variável de saída em função de ΔU , utiliza-se a equação (5) para estabelecer a seguinte inequação:

$$\begin{bmatrix} G \\ -G \end{bmatrix} \Delta U \leq \begin{bmatrix} 1_N y_{max} - F \\ F - 1_N y_{min} \end{bmatrix}. \quad (44)$$

Definidas as inequações matriciais referente às restrições, passa-se a ter um problema de otimização de uma função de custo quadrática com restrições convexas, ou seja, delimitadas por inequações lineares. Assim, pode-se fazer uso de algoritmos de Programação Quadrática (QP, do inglês *Quadratic Programming*) para realizar a minimização da função de custo com restrições.

De acordo com Wolfe [15], define-se programação quadrática como o problema de determinar o valor de diversas variáveis reais sujeitas a restrições, em forma de inequações, sendo que essas variáveis podem levar a um ponto extremo de uma função quadrática. No caso retratado anteriormente, busca-se encontrar uma sequência de valores sequenciais da ação de controle que minimizam a função de custo definida na Equação (6). Assim, define-se o problema de QP sobre a sequência de variações previstas para o sinal de controle em:

$$\min J_c(\Delta U) = \frac{1}{2} \Delta U^T H \Delta U + c^T \Delta U, \quad (45)$$

sujeito a:

$$S \Delta U \leq b. \quad (46)$$

Em que H e c podem ser obtidos ao substituir-se a Equação (8) na Equação (6) e são dados pelas equações (47) e (48) no caso MIMO:

$$H = 2(G^T \bar{Q} G + \bar{\Gamma}) \quad (47)$$

$$c = 2G^T \bar{Q}(F - R_{ref}) \quad (48)$$

Em relação às restrições, a matriz S e o vetor b são obtidos ao reuni-se as Equações (37), (43) e (44):

$$S = \begin{bmatrix} I_M \\ -I_M \\ T_M \\ -T_M \\ G \\ -G \end{bmatrix} \quad (49)$$

$$b = \begin{bmatrix} 1_M \Delta u_{max} \\ -1_M \Delta u_{min} \\ 1_M [u_{max} - u(k-1)] \\ -1_M [u(k-1) - u_{min}] \\ 1_N y_{max} - F \\ F - 1_N y_{min} \end{bmatrix}. \quad (50)$$

Para a implementação, é necessário atualizar para todo instante temporal k , o vetor b com os valores de $u(k-1)$ e do vetor de reposta livre F , mesmo que as restrições sejam mantidas iguais durante todo o processo.

III. SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO

O aproveitamento do vento como energia é teoricamente a conversão desta energia de conversão em energia útil, conhecida também como energia eólica.

Para que seja possível a conversão de energia eólica em energia elétrica, é necessário um arranjo que, tomadas as devidas proporções, pode ser simplificado em turbina eólica, gerador elétrico, conversor eletrônico de potência e sistema de controle correspondente, na qual no decorrer dessa seção serão aprofundados.

A. Turbina eólica

Quando o vento sopra sobre as pás da turbina eólica exerce uma força aerodinâmica, resultando em um torque. O valor deste torque depende de fatores como a velocidade do vento v_w , a densidade do ar ρ e o valor do raio do rotor r . Desta forma, a equação do torque da turbina, segundo [16], é apresentada a seguir:

$$T_{tur} = \frac{1}{2} \pi \rho r^3 v_w^2 C_T(\lambda), \quad (51)$$

sendo λ a taxa de variação da velocidade conforme a equação (53). O coeficiente de torque C_T para excursões limitadas sobre o ponto de operação em estado estacionário, pode ser aproximado por meio de polinômio de segunda ordem:

$$C_T = c_0 + c_1 \lambda + c_2 \lambda^2. \quad (52)$$

$$\lambda = \frac{\omega_m r}{v_w} \quad (53)$$

O aproveitamento da energia contida no vento requer que haja uma condição indispensável: a presença de um fluxo constante e suficientemente forte de ar em movimento. A energia disponível para uma turbina é a energia cinética a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante v_w , a qual ao atravessar a seção plana transversal A (m^2) do rotor da turbina desloca uma massa ρA (kg/s), em que ρ é a densidade do vento. A potência da turbina é, então, proporcional ao cubo da velocidade do vento conforme:

$$P_{tur} = \frac{1}{2} \pi \rho r^2 v_w^3 C_p(\lambda), \quad (54)$$

na qual, o coeficiente de potência $C_p(\lambda)$, é apresentado a seguir:

$$C_p(\lambda) = C_T(\lambda) \lambda. \quad (55)$$

A Equação (54) revela que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento, pois quando esta duplica, a potência aumenta oito vezes. Esta análise explica a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas no sucesso econômico dos projetos de energia eólica.

Com as Equações (53) e (54), obtém-se a potência da turbina otimizada:

$$P_{tur,opt} = \frac{4}{p^3} \pi \rho r^5 \omega_e^3 \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3}, \quad (56)$$

sendo λ_{opt} a relação da velocidade de ponta ideal da turbina.

Com as equações (54) e (56), pode-se calcular a velocidade angular elétrica ω_e otimizada:

$$\omega_e = \frac{v_w C_p(\lambda_{opt})^{\frac{1}{3}} \lambda_{opt}^{\frac{2}{3}} P}{2r}. \quad (57)$$

B. Gerador eólico e velocidade do vento

A respeito do sistema de geração eólica os conceitos existentes são de turbinas com velocidade variável e com velocidade fixa [17]. No conceito de operação com velocidade constante utiliza-se uma caixa de engrenagem acoplada a um gerador de indução em gaiola de esquilo, *squirrel cage induction generator* (SCIG), diretamente conectado à rede elétrica através de um transformador conforme a Figura 1.

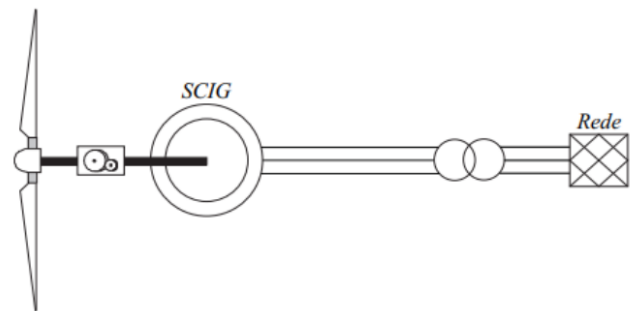


Fig. 1. Conceito de turbina de velocidade fixa. Retirado de [18].

Quando o gerador é conectado diretamente à rede elétrica, a velocidade será determinada pela frequência da rede e pelo número de polos do gerador. Essa característica determina uma operação com velocidade constante de maneira que a potência da turbina pode ser ilustrada na Figura 2.

Nesse conceito, as turbinas são projetadas para obter eficiência máxima em apenas uma velocidade do vento. Consequentemente, ocorre uma perda de eficiência durante

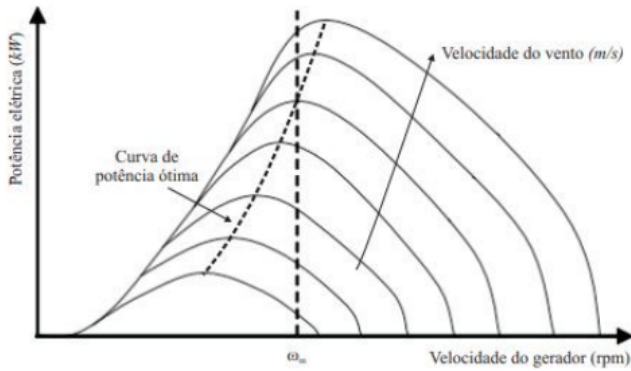


Fig. 2. Característica de potência para conceito de velocidade fixa e variável. Retirado de [18].

a operação em outras velocidades do vento [19]. Além disso, apresenta a desvantagem das variações da velocidade do vento serem convertidas em pulsações de conjugado que causam elevados estresses mecânicos em todo o sistema, além de problemas de qualidade de energia [20]. Contudo, esse conceito tem o mérito de ser robusto e relativamente barato para comercialização.

Uma outra alternativa é a utilização do conceito de operação de turbinas eólicas com velocidade variável. Nesta alternativa, as turbinas são projetadas para obter eficiência aerodinâmica máxima para uma grande faixa de variação de velocidade do vento [19]. Esse conceito de operação está representado na Figura 2.

A maximização da eficiência é possível pela inclusão de um conversor e a rede elétrica no sistema, permitindo também controlar a velocidade do gerador, de maneira que as variações de potência podem ser absorvidas pela mudança de velocidade do gerador. Do ponto de vista da turbina eólica, as vantagens da operação com velocidade variável comparada com a operação em velocidade fixa são: a redução dos estresses mecânicos causados pelas variações do vento podem ser absorvidas pela inércia mecânica da turbina eólica; o aumento da potência extraída do vento é proporcionado pelo ajuste contínuo da velocidade rotacional da turbina eólica, conforme a velocidade do vento de maneira que a potência extraída pela turbina seja maximizada; redução de ruídos acústicos tornando possível a operação em baixas velocidades com baixa potência gerada.

Além disso, é importante destacar que há uma correlação entre a potência do gerador e a velocidade do vento, especialmente em sistemas de conversão de energia eólica que utilizam turbinas eólicas de velocidade variável. Essa relação pode ser visualizada na Figura 3.

A região I determina a velocidade mínima do vento necessária para a turbina eólica começar a operar. Normalmente, as turbinas eólicas são projetadas para partirem com velocidade do vento entre 2 e 5 m/s. A região II é a região de operação normal. Nessa região, é desejável obter-se eficiência aerodinâmica ótima. Com esse objetivo, permite a utilização dos métodos para



Fig. 3. Regiões de operação da turbina. Retirado de [18].

rastreamento do ponto de máxima potência, *maximum power point tracking* (MPPT), [21]. A região III é utilizada para limitar a potência de saída na nominal da turbina eólica para velocidades do vento tipicamente entre 12 e 25 m/s, a fim de manter a integridade mecânica da turbina.

Os geradores síncronos, entre eles, o gerador síncrono a ímã permanente ou *permanent magnet synchronous generator* (PMSG) são utilizados em turbinas eólicas de velocidade variável. Nesse conceito, o gerador síncrono é um gerador de múltiplos polos de baixa velocidade com grande diâmetro, podendo operar sem caixa de engrenagem. Desse modo, possuem menor custo de manutenção entre os sistemas de geração eólicas. A Figura 4 apresenta a ilustração desse conceito.

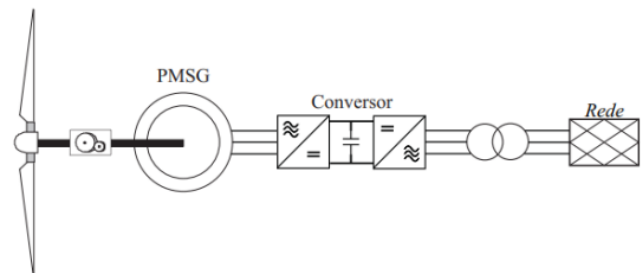


Fig. 4. Gerador síncrono de ímã permanente (PMSG). Retirado de [18].

Os sistemas de conversão de energia eólica com PMSG possuem vantagens como: uma elevada eficiência e rendimento; é leve, o que garante uma elevada potência em relação ao seu peso; não necessita de fonte externa para excitação do campo magnético.

Com a realização de uma modelagem matemática, torna-se possível compreender os fenômenos físicos intrínsecos a determinado sistema. A Figura 5 apresenta o circuito equivalente do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG). Na qual, deve-se assumir as hipóteses que as bobinas são defasadas 120 graus elétricos entre si e são idênticas (mesma resistência e indutância própria) e as perdas por histerese, saturação e correntes de Foucault podem ser desprezadas.

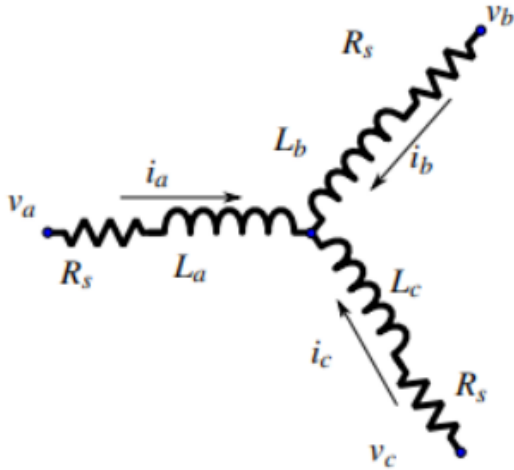


Fig. 5. Circuito equivalente gerador síncrono de ímã permanente (PMSG). Retirado de [18].

Mediante a análise do circuito equivalente obtém-se:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} \quad (58)$$

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{pm_a} \\ \phi_{pm_b} \\ \phi_{pm_c} \end{bmatrix}. \quad (59)$$

As tensões trifásicas ($V_{a,b,c}$) se dão em função das correntes ($i_{a,b,c}$), da resistência do estator (R_s), e das variações dos fluxos provenientes da passagem de corrente pelas bobinas ($\phi_{a,b,c}$). Por sua vez, tais fluxos se dão em função das correntes, das indutâncias próprias ($L_{a,b,c}$) e mútuas ($M_{ab,bc,ac}$), e do fluxo proveniente da passagem dos ímãs do rotor pelas bobinas ($\phi_{pma,b,c}$).

As indutâncias são expressadas em função do ângulo elétrico (θ_e) entre o rotor e o estator como segue [22], sendo L_0 uma indutância fixa e L_m um coeficiente proporcional à indutância relacionada à variação do rotor, conforme observa-se nas equações :

$$L_a = L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \quad (60)$$

$$L_b = L_0 + L_m \cos(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}) \quad (61)$$

$$L_c = L_0 + L_m \cos(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \quad (62)$$

$$M_{ab} = -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \quad (63)$$

$$M_{bc} = -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \quad (64)$$

$$M_{ac} = -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}). \quad (65)$$

Além disso, existe um acoplamento entre os fluxos dos ímãs e os fluxos provenientes das correntes de fase do estator em cada equação de fluxo de fase, sendo modelados como uma variação senoidal deste fluxos nas fases, conforme se encontra nas equações:

$$\phi_{pm_a} = \phi_{pm} \cos(\theta_e) \quad (66)$$

$$\phi_{pm_b} = \phi_{pm} \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) \quad (67)$$

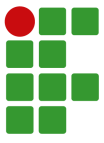
$$\phi_{pm_c} = \phi_{pm} \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}). \quad (68)$$

Com intuito de simplificar o modelo, utilizam-se as transformações de Clark e Park. Na transformada de Clark realiza-se uma mudança de base, convertendo grandezas na base abc para a base $\alpha\beta 0$. Em sistemas equilibrados a última variável apresenta valor nulo. Desse modo, conclui-se que essa transformação converte o sistema trifásico em um sistema bifásico equivalente, conhecido como sistema estacionário (uma vez que o eixo das coordenadas é fixo).

Para a transformada de Clark, existem duas formas principais de interpretação e formulações matemáticas que são a invariante em potência [23] e a invariante em tensão e corrente [24]. Cada um faz com que a amplitude de grandeza invariante seja igual em coordenadas abc ou em coordenadas $\alpha\beta 0$. Neste trabalho, a transformação aplicada é a invariante em tensão e corrente com intuito de facilitar o controle. Sendo assim, a transformação é dada por:

$$T_{\alpha\beta 0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1 & -1 \\ 0 & \frac{2}{\sqrt{3}} & \frac{2}{\sqrt{3}} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}. \quad (69)$$

Para a transformação de Park também existe mudança de base, entretanto a nova base é girante, isto é, um sistema de referência rege a variação do eixo das coordenadas (também chamado de *frame*) [24]. Pelo fato do gerador em análise ser um gerador síncrono, pode-se utilizar o *frame* de referência da posição elétrica rotórica na aplicação da transformada. Com isso, linearizam-se as variações de indutância com a posição no modelo, tornando-se parâmetros constantes em regime permanente, com uso dessa transformação:



$$T_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta_e) & \sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}. \quad (70)$$

Essa transformação é conhecida como transformação direta de Park. No entanto, uma vez que se tenha aplicado a transformação de Clark, é possível aplicar uma matriz de rotação após a primeira transformação. Isso ocasiona o mesmo efeito da transformação direta de Park, com um custo computacional menor, visto que são utilizadas duas funções senoidais, nesse caso, visto que a matriz de rotação apresenta apenas quatro funções senoidais. A matriz de rotação é dada por:

$$T_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & 0 \\ -\sin(\theta_e) & \cos(\theta_e) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (71)$$

Assumindo que o fluxo magnético está alinhado com eixo d, obtém-se que ϕ_{pmq} é nulo e, portanto, todo o fluxo ϕ_{pm} está na componente d do fluxo, ϕ_{pmd} . Aplicando a transformada direta de Park nas Equações (58) e (59), obtém-se o circuito equivalente do motor em transformadas dq:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} + \omega_e \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} \quad (72)$$

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & 0 \\ 0 & L_d \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{pm} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (73)$$

As indutância L_d e L_q são dadas conforme as equações:

$$L_d = \frac{2}{3}(L_0 - L_m) \quad (74)$$

$$L_q = \frac{2}{3}(L_0 + L_m). \quad (75)$$

Simplificando tem-se que as equações:

$$v_d = R_s i_d - \omega_e L_d i_d + L_d \frac{d}{dt} i_d \quad (76)$$

$$v_q = R_s i_q - \omega_e L_d i_d + L_d \frac{d}{dt} i_d. \quad (77)$$

C. Conversores de potência

Dando continuidade à análise do sistema de geração de energia eólica, os conversores de potência são dispositivos que convertem energia elétrica, através de semicondutores que

operam na região de corte ou saturação (como interruptores) [23].

Os conversores podem ser classificados conforme os semicondutores que os constituem. São eles: não controláveis e controláveis. Sendo os não controláveis são compostos por diodos que entram em condução e bloqueio de forma espontânea. Se a tensão sobre o componente for positiva, entra em condução, e bloqueia quando a corrente se extingue; semicontroláveis, compostos por tiristores, a entrada em condução pode ser controlada, mas o bloqueio não. Os controláveis são compostos por transistores que a entrada em condução e o bloqueio podem ser controlados. Além disso, os conversores chaveados podem ser monofásico ou trifásicos.

No sistema de geração eólica, utilizam-se inicialmente os conversores CA-CC, conhecidos como retificadores, para o armazenamento de energia possibilitando que as operações aconteçam logo após do gerador. Em seguida, utilizam-se conversores CC-CA, conhecidos como inversores, para interligar o sistema de geração à rede elétrica, possibilitando que as operações aconteçam do lado da rede. Neste trabalho, tais conversores não foram modelados para reduzir o custo computacional do modelo de simulação.

D. Estratégia do sistema de controle

O sistema de controle atua garantindo a operação eficiente e segura dos aerogeradores e o máximo aproveitamento da energia disponível no vento. Essa energia é aproveitada utilizando a estratégia do rastreamento do ponto de máxima potência do inglês *maximum power point tracking* (MPPT). O objetivo do MPPT é rastrear o ponto de máxima potência do gerador em diferentes condições de operações, como por exemplo a variação da velocidade do vento.

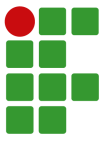
A curva da potência, a qual pode-se observar na Figura 2, é resultado da variação da velocidade angular mecânica ω_m da máquina, para determinada velocidade do vento.

Para determinar a velocidade do vento, cada curva de potência tem um ponto de potência máxima em que a velocidade de ponta é ideal.

Aplicando a Equação (57), apresenta a velocidade angular elétrica ω_e otimizada, possibilita determinar o ω_e com o ponto da máxima potência de acordo com a velocidade do vento.

IV. PROJETO DO CONTROLADOR

Nesta seção apresenta o projeto do controlador do sistema. O controlador escolhido, como foi dito anteriormente, é o MPC. O sistema terá como referência uma corrente R_{i_d} e uma referência de velocidade angular mecânica R_{ω_m} . O controlador atua no controle das correntes geradas na máquina, gerando um sinal de saída com as tensões v_d e v_q controladas. Esse sinal é convertido para o sistema trifásico *abc* e enviado para o gerador, que resulta como saída as correntes trifásicas e uma velocidade angular mecânica ω_m . Em seguida é feita a conversão das correntes para o plano *dq* e da velocidade angular mecânica ω_m para velocidade angular elétrica ω_e , e logo após, enviado para o controlador



fazendo a realimentação do sistema. A Figura 6 apresenta o diagrama de blocos do sistema.

Para o projeto do controlador MPC, conforme apresentado na seção II, deve-se estabelecer dois parâmetros: o horizonte de predição (N) e o horizonte de controle (M). Dito isso, adotou-se o horizonte de predição igual a três ($N = 3$), e o horizonte de controle igual a três ($M = 3$). O controlador contém duas entradas ($p_i = 2$) e duas saídas ($q_0 = 2$) como pode ser observado na Figura 6.

O PMSG utilizado neste trabalho contém a curva de potência apresentada na Figura 7. Esta curva foi desenvolvida a parti do controlador projetado, variando a referência de velocidade elétrica e mecânica angular e obtendo o valor da potência para cada ω_e . Este processo foi feito para as velocidades do vento de 5 a 14 m/s. Percebe-se que a potência elétrica diminui proporcionalmente à redução da velocidade do vento, evidenciando assim que o PMSG requer uma velocidade mínima para a geração de energia.

A Tabela I apresenta os parâmetros do gerador obtidos no trabalho de Maren Kuschke e Kai Strunz [16], utilizados para definir o modelo.

TABELA I
Tabela 1: Parâmetros do gerador

Símbolo	Nome	Valor
p	Número de polos	160
R_s	Resistência do estator	50 m Ω
L_d	Indutância da componente d	4 mH
L_q	Indutância da componente q	6 mH
ϕ_{pm}	Fluxo de indutância magnética	16.2 Wb
J_m	Momento de inércia	4.2 Mkgm ²
K_e	Constante de fluxo	1296 V/rad/s
K_t	Constante de torque	1944 Nm/A
D_m	Atrito de fricção	0.08 Nms

Com os parâmetros definidos, pode-se a realizar a modelagem do gerador:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{L_q} & 0 & \frac{-K_e}{L_q} \\ 0 & \frac{-R_s}{L_d} & 0 \\ \frac{K_t}{J_m} & 0 & \frac{-D_m}{J_m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -8,333 & 0 & -216000 \\ 0 & -12,5 & 0 \\ 462,857 \cdot 10^{-6} & 0 & -10,905 \cdot 10^{-9} \end{bmatrix} \quad (78)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_q} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_d} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 166,6667 & 0 \\ 0 & 250 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (79)$$

$$C = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (80)$$

Como o MPC é um controlador digital é necessário realizar a discretização do modelo. Dessa forma, realizou a discretização do modelo com o período de amostragem $T_s = 100 \mu s$.

Com o modelo do gerador discretizado, aplica-se nas matrizes (28), (26) e (29) do controlador MPC para amentar o sistema.

Definidas as matrizes do modelo em espaços de estados, obtém-se a matrizes G e F a partir das Equações (30) e (17):

$$G = \begin{bmatrix} 0 & 0,025 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0499 & 0 & 0,025 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0749 & 0 & 0,0499 & 0 & 0,025 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (81)$$

A matriz F possui uma parte constante chamada Φ e uma que varia conforme o sinal de controle chamada $x(k)$:

$$F = \Phi x(k) = \begin{bmatrix} 0 & 0,9988 & 0 & 1 & 0 \\ 46,3 \cdot 10^{-9} & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1,9963 & 0 & 1 & 0 \\ 138,8 \cdot 10^{-9} & 0 & 2 & 0 & 1 \\ 0 & 2,9925 & 0 & 1 & 0 \\ 277,4 \cdot 10^{-9} & 0 & 3 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_q \\ \Delta i_d \\ \Delta \omega_m \\ i_d \\ \omega_m \end{bmatrix}. \quad (82)$$

O próximo passo para obter o controlador MPC é a definição das matrizes de ponderação. Sendo definidos alternando os valores e observando a influência no sistema. Dessa forma, adotou-se os pesos $\mu_1 = 200$, $\mu_2 = 1000$, $\rho_1 = 0,00001$ e $\rho_2 = 1$, resultando na seguintes matrizes:

$$Q = \begin{bmatrix} 200 & 0 \\ 0 & 1000 \end{bmatrix} \quad (83)$$

$$\Gamma = \begin{bmatrix} 0,00001 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (84)$$

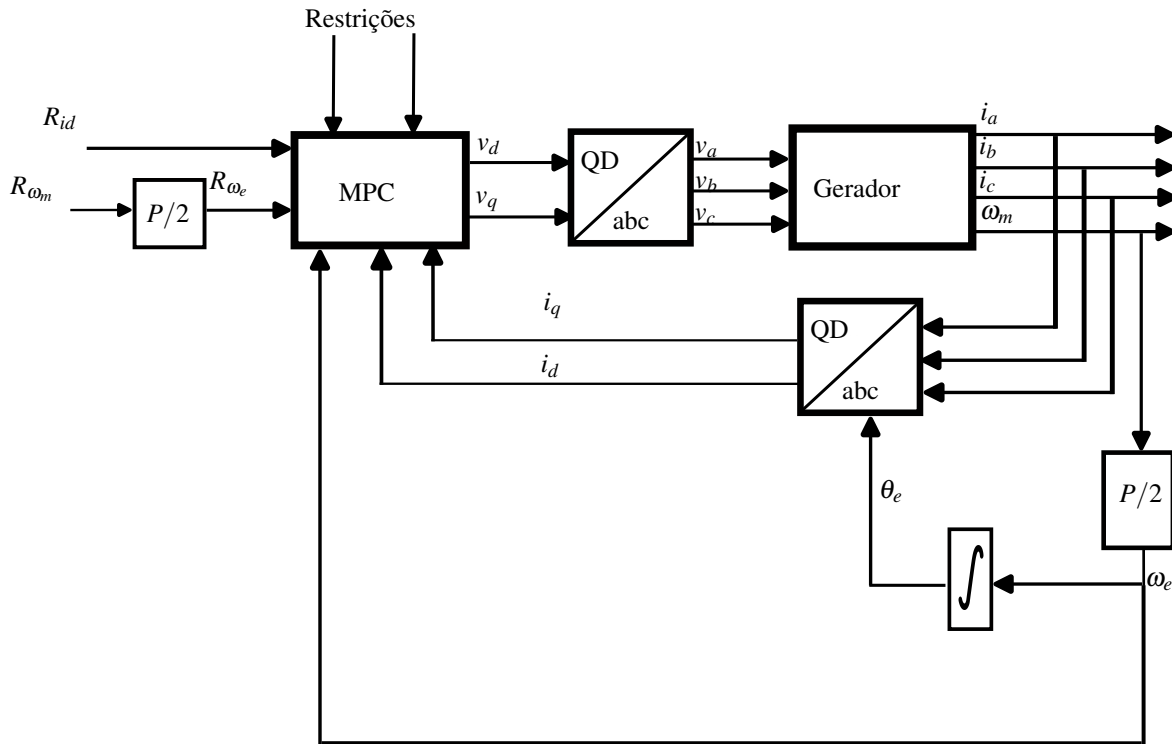


Fig. 6. Diagrama de blocos do sistema

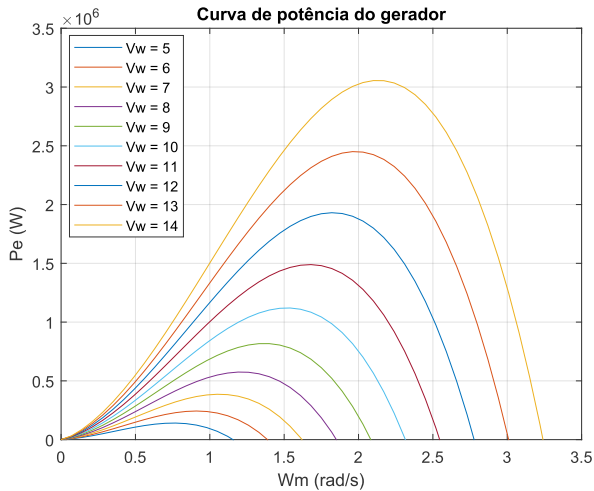


Fig. 7. Curva de potência do gerador com velocidade mecânica angular

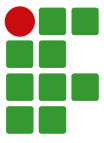
$$\bar{\Gamma}_{p_i} M \times p_i M = \begin{bmatrix} 0,00001 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,00001 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,00001 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (86)$$

Por fim, o vetor de referências é definido como um vetor coluna com a referência para cada saída, conforme está apresentado a seguir.

$$R_{ref} = \begin{bmatrix} i_{dref} \\ \omega_{mref} \\ i_{dref} \\ \omega_{mref} \\ i_{dref} \\ \omega_{mref} \end{bmatrix} \quad (87)$$

$$\bar{Q}_{q_0} N \times q_0 N = \begin{bmatrix} 200 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1000 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 200 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 200 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1000 \end{bmatrix} \quad (85)$$

Feito isso pode-se calcular as variações de controle obtido pela Equação (36). Em seguida é feito o tratamento das restrições, aplicada na saída do sinal de controle e na saída do sistema. A escolha do valor das restrições aplicadas foi baseada na análise dos sinais de controle e saída do controlador



na ausência das restrições. Sendo assim, definiu-se os seguintes valores:

$$u_{max} = \begin{bmatrix} 1800 \\ 1800 \end{bmatrix} \quad (88)$$

$$u_{min} = \begin{bmatrix} -1800 \\ -1800 \end{bmatrix} \quad (89)$$

$$\Delta u_{max} = \begin{bmatrix} 200 \\ 200 \end{bmatrix} \quad (90)$$

$$\Delta u_{min} = \begin{bmatrix} -200 \\ -200 \end{bmatrix} \quad (91)$$

$$y_{max} = \begin{bmatrix} 400 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (92)$$

$$y_{min} = \begin{bmatrix} -400 \\ -1 \end{bmatrix} \quad (93)$$

Para implantação do tratamento de restrições utiliza-se a Programação Quadrática. Neste caso utilizou-se a função *QuadProg* do *software MATLAB*. Esta função possibilita uma solução de problemas de programa estritamente convexos, em que as restrições são dadas por inequações matriciais lineares.

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesta seção apresenta-se os resultados de simulação conforme o desenvolvimento do trabalho. Primeiramente estão exibidos os resultados com o controlador MPC sem restrições analisando o comportamento do controle com uma velocidade de vento fixa e logo após com a velocidade do vento variando. Em seguida implementa no controle as restrições com intuito de observar a influência no sistema com uma velocidade fixa e com uma velocidade variável.

As simulações desenvolvidas apresentam como referência a velocidade ω_e com o rastreamento da máxima potência, e a corrente i_d em 0 A.¹

Os parâmetros utilizados na simulação da turbina, obtidos no trabalho de Maren Kuschke e Kai Strunz [16], estão apresentados na Tabela II.

A. Controle Preditivo com Velocidade do Vento Fixa

Na simulação desenvolvida utilizou-se uma velocidade do vento com a inicialização de uma rampa variando de 0 a 12 m/s,

¹Essa é a condição de Máximo Torque por Ampere (MTPA) para máquina de polos lisos. Sabe-se que esta não é uma máquina de polos lisos, porém, esta condição se aproxima da real condição MTPA da máquina de polos salientes.

TABELA II

Tabela 2: Parâmetros da turbina

Símbolo	Nome	Valor
P_{tur}	Potência da turbina	3 MW
n	Velocidade nominal do rotor	18 rpm
$C_{p_{opt}}$	Coefficiente de potência máxima	0,446
r	Raio do rotor	45 m
λ_{opt}	Relação de velocidade de ponta ideal	7

mantendo-se essa velocidade final v_w até o fim do período de simulação. A Figura 8 apresenta o comportamento de v_w .

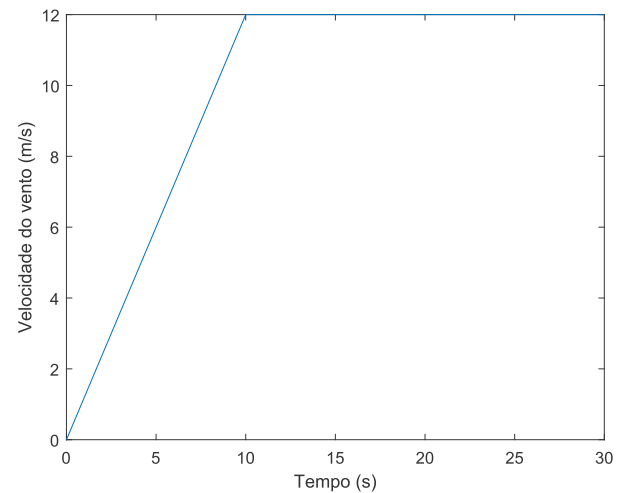


Fig. 8. Velocidade do vento da simulação caso 1

Os sinais de controle gerados estão apresentados na Figura 9.

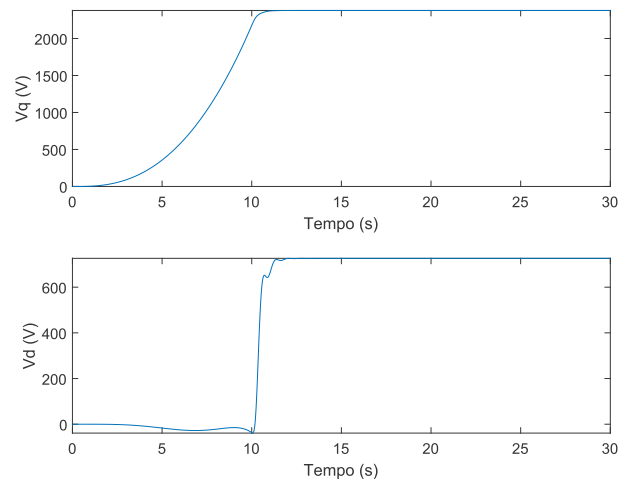
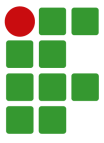


Fig. 9. Sinais de controle da simulação caso 1



Na Figura 9 observa-se que o sinal de controle v_d inicia com uma forma de parábola. Em seguida o sinal se estabiliza em 2,379 kV. O sinal de controle v_q apresenta um comportamento de um degrau de 726,2 V iniciado no período de 10 s. Esses sinais de controle são transformados para o sistema abc e enviados para o PMSG. A Figura 10 apresenta as tensões trifásicas enviadas para o gerador.

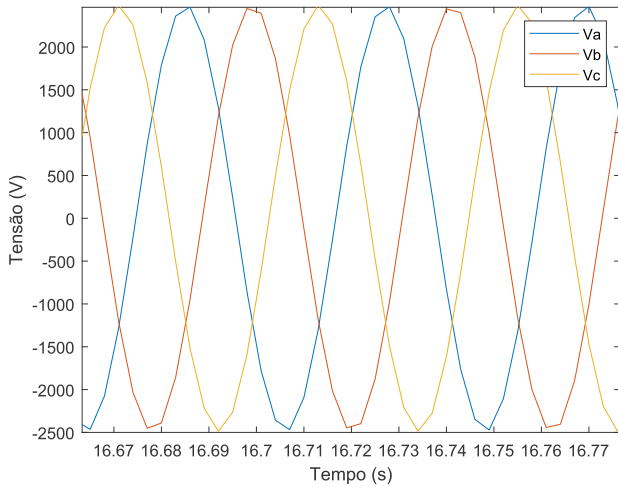


Fig. 10. Tensões trifásicas da simulação caso 1

Na Figura 10, apresenta um comportamento senoidal chegando a um valor de pico de 2486 V.

As tensões trifásicas aplicadas no gerador resultaram os sinais de saída de corrente apresentados na Figura 11.

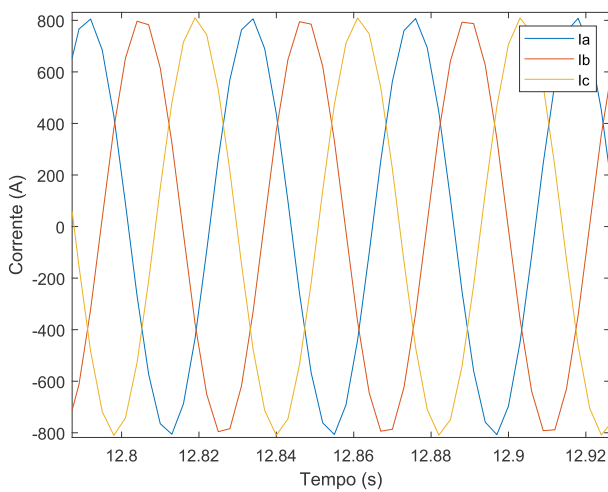


Fig. 11. Correntes trifásicas da simulação caso 1

Ao observar as curvas de tensão e corrente na Figura 12, é evidente que o sistema está gerando energia, uma vez que elas apresentam uma defasagem de 180 graus elétricos.

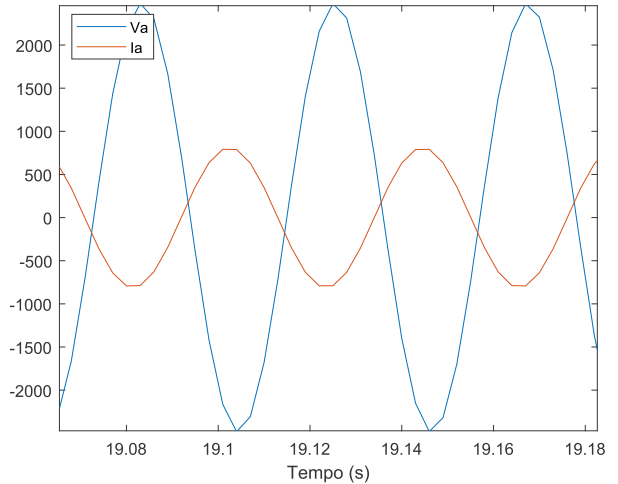


Fig. 12. Corrente e tensão da fase a da simulação caso 1

Na Figura 11 observa-se que quando a velocidade do vento estabiliza em 12 m/s a amplitude passa a ser de 800 A. Aplicando a transformada de Clarke-Park obtém-se as correntes i_q e i_d apresentada na Figura 13.

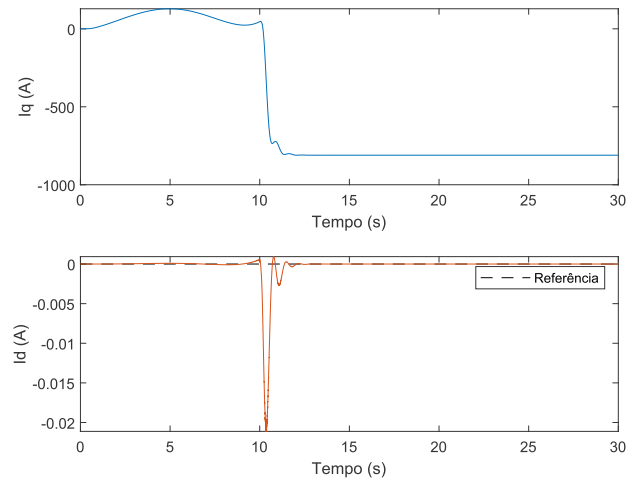


Fig. 13. Correntes i_q e i_d da simulação

Na Figura 13 observa-se que a corrente i_d está seguindo a referência de maneira satisfatória. Analisando a corrente i_q , esta apresenta umas oscilações no tempo da rampa em seguida estabiliza em -800 A. O comportamento de i_q influencia diretamente a dinâmica de torque elétrico da máquina que está

presente na Figura 14, que além disso contém desempenho da velocidade angular elétrica.

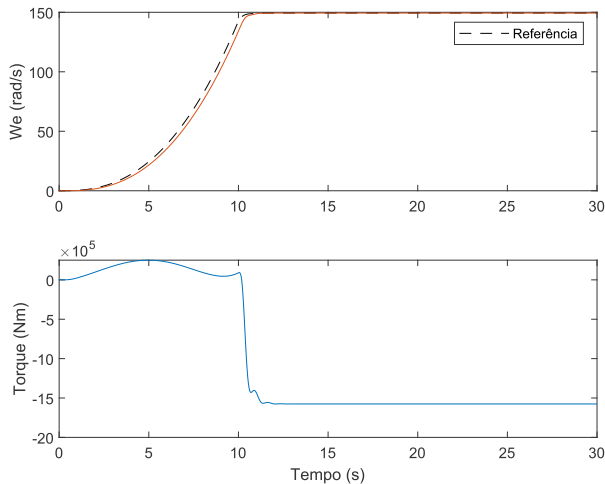


Fig. 14. Velocidade angular elétrica e torque elétrico da simulação caso 1

Na Figura 14 observa-se o comportamento da velocidade elétrica angular ω_e e do torque elétrico. Dito isso, durante o período da rampa de v_w a máquina responde com ω_e no formato de uma parábola ocasionado pela implementação do MPPT, que busca o ponto ótimo de operação. Além disso, pode-se observar que está seguindo bem a referência (linha tracejada), estabilizando no momento que acaba a rampa de velocidade do vento em 149,3 rad/s. Analisando o torque elétrico observa-se um torque positivo no período de até 5 s caracterizando motorização da máquina. Isso acontece devido o gerador necessitar de uma velocidade mínima para gerar energia. A partir do tempo de 5 s nota-se que a velocidade mínima de aproximadamente 5 m/s é atingida invertendo de sentido o torque. Antes de estabilizar percebe-se a atuação do MPPT fazendo com que apresente um comportamento de motorização para que alcance a referência em regime permanente sem sobressinal. Observando os valores nota-se um valor de 250,1 kNm na partida, em seguida estabiliza gerando no valor de $-157,6$ kNm.

Analisando o comportamento da parte mecânica da máquina através da velocidade angular mecânica e o torque mecânico presentes na Figura 15, observa-se que foi atingida a velocidade ω_m ótima de 1,8 rad/s, para a velocidade do vento de 12 m/s baseado na curva de potência apresentada na Figura 7. Além disso, o torque mecânico permaneceu negativo, aumentando proporcionalmente à velocidade v_w e estabilizando em 1,576 MNm.

Dando continuidade aos resultados, a Figura 16 apresenta as potências mecânica e elétrica da simulação.

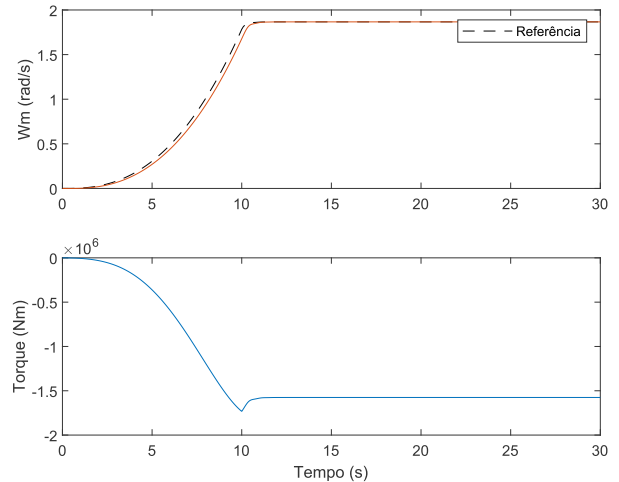


Fig. 15. Velocidade angular mecânica e torque mecânico da simulação caso 1

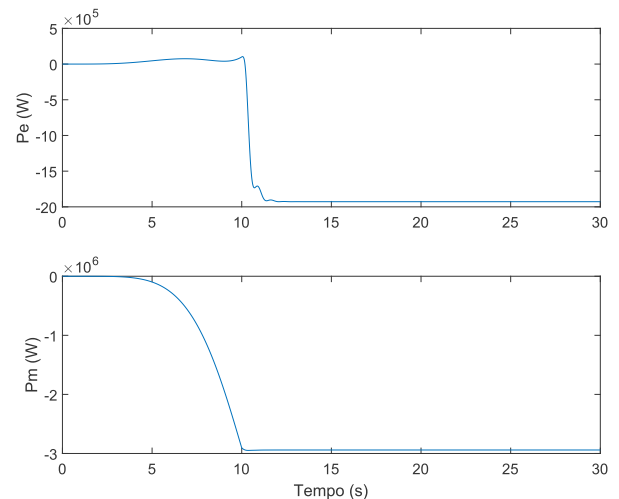
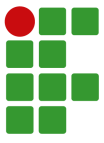


Fig. 16. Potência elétrica e Potência mecânica da simulação caso 1

Na Figura 16 observa-se que o sistema apresentou uma potência elétrica de 1,928 MW e uma potência mecânica de 2,941 MW. Analisando o resultado da potência elétrica em conjunto com as curvas de potência do gerador, percebe-se que o ponto máximo da curva com a velocidade do vento de 12 m/s foi atingindo. Verifica-se também que a potência mecânica apresentou um resultado próximo da potência nominal da máquina. Desta forma conclui-se que o sistema está extraindo o máximo possível do gerador e que a estratégia MPPT está funcionando corretamente.

Durante essa simulação constatou-se que o controle adotado proporcionou o seguimento da referência de maneira satisfatória,



conseguindo controlar ao mesmo tempo velocidade ω_e e corrente i_d . Além disso, foi possível atingir a potência ótima, extraindo o máximo possível do gerador.

B. Controle Preditivo com Velocidade do Vento Variável

Realizou-se duas simulações com velocidade do vento variável. Na primeira simulação desenvolvida utilizou-se uma velocidade do vento com a inicialização de uma rampa variando de 0 a 12 m/s, em seguida ocorre uma variação da velocidade durante o período de 30 s, estabilizando na velocidade de 8 m/s conforme apresenta-se na Figura 17. Na segunda simulação a velocidade do vento possui um comportamento oscilatório demonstrado na Figura 18.

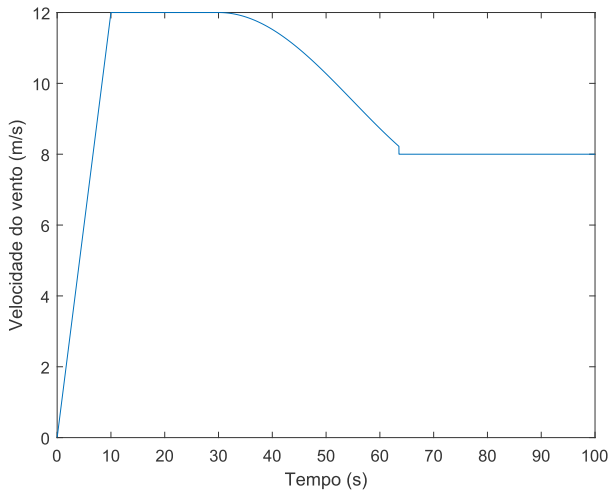


Fig. 17. Velocidade do vento da simulação caso 2

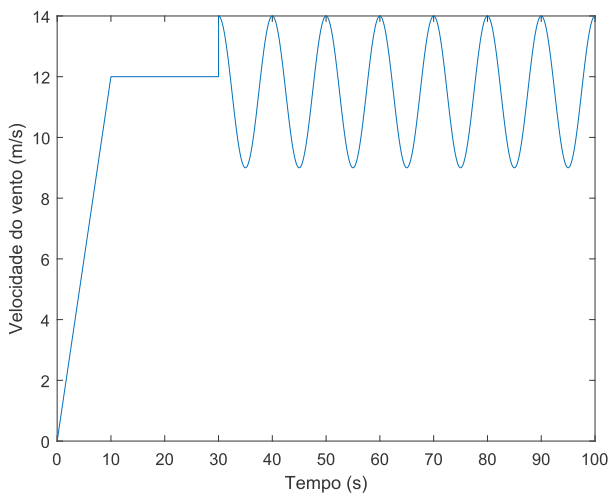


Fig. 18. Velocidade do vento na simulação caso 3

Os sinais de controle v_q e v_d estão apresentados na Figura 19.

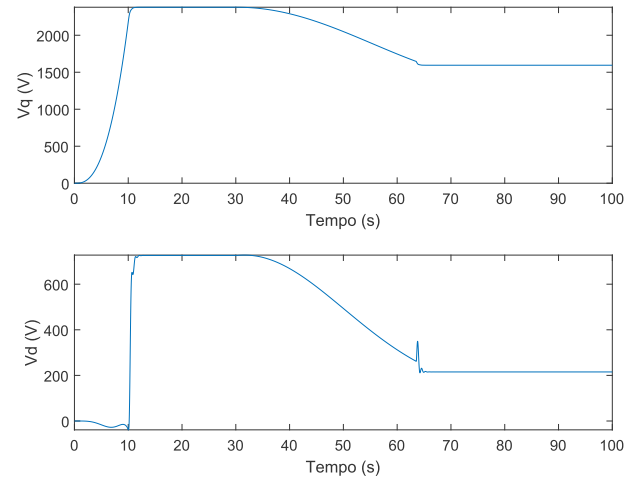


Fig. 19. Sinais de controle da simulação caso 2

Analisando o comportamento da tensão v_q percebe-se que o valor da tensão diminui conforme a velocidade. No instante que a velocidade v_w estabiliza o valor da tensão v_q passa a ser de 1595 V. A tensão v_d responde a variação v_w diminuindo de valor e antes estabilizar apresenta um pequena variação característica do controlador com MPPT, e por fim a tensão v_d estabiliza no valor de 215,2 V. Os valores do sinais de controle são transformados para sistema trifásico abc , o qual é aplicado no gerador.

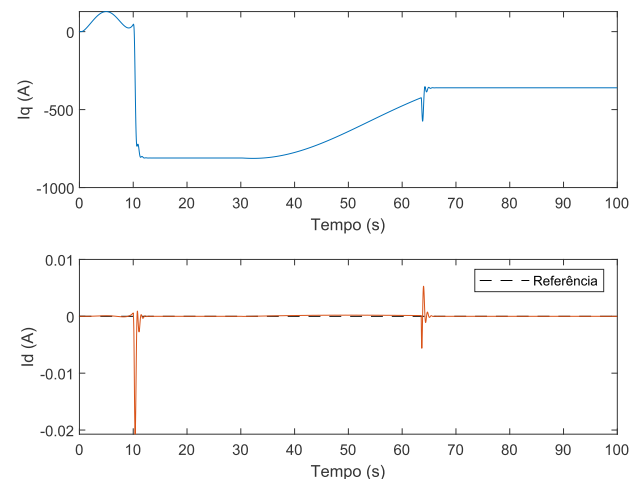
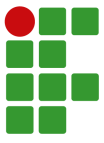


Fig. 20. Correntes i_q e i_d da simulação caso 2

Analisando as correntes i_q e i_d presentes na Figura 20, percebe-se que a corrente i_d está seguindo a referência definida em 0 A, contendo pequenas variações antes de estabilizar a velocidade do vento. A corrente i_d diminuiu o valor,



tendo uma pequena oscilação antes estabilizar em -360 A. O comportamento de i_q influencia diretamente a dinâmica de torque elétrico da máquina e na velocidade angular elétrica que demonstradas na Figura 21.

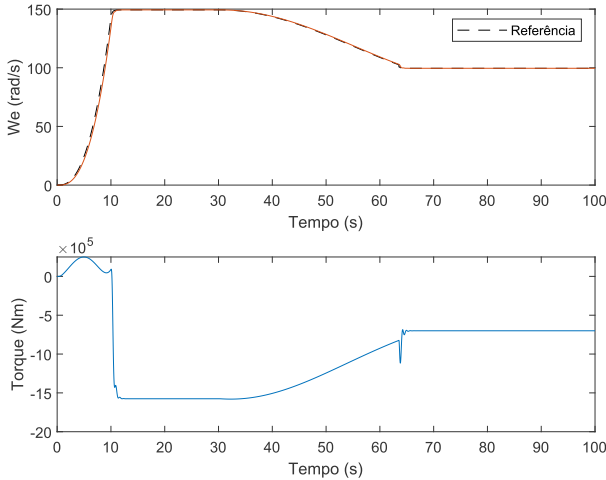


Fig. 21. Velocidade angular elétrica e torque elétrico da simulação caso 2

Na Figura 21, observa-se que a velocidade angular elétrica seguiu a referência procurando o ponto ótimo de operação. Durante a variação da velocidade do vento atingiu o ω_e ótimo de cada v_w estabilizando em 99,56 rad/s. Analisando o torque elétrico percebe-se que a relação com a velocidade do vento na qual conforme diminui de valor, o torque diminui apresentando um comportamento de motorização, além disso nota-se a atuação do MPPT realizando pequenas oscilações antes de estabilizar no valor de 700,3 kNm.

Analisando a parte mecânica através da velocidade angular mecânica e o torque mecânico presentes na Figura 22, observa-se que a velocidade ω_m diminui para 1,24 rad/s, juntamente com o torque que passou a ser de 700,3 kNm.

Dando continuidade aos resultados, a Figura 23 apresenta as potências mecânica e elétrica da simulação.

As potências elétrica e mecânica apresentaram um comportamento, na qual diminui-se o valor conforme a velocidade do vento estabilizando nos valores de potência elétrica igual a 574,5 kW e potência mecânica igual a 871,4 kW.

Os sinais de controle gerados com a velocidade do vento da Figura 18, estão apresentados na Figura 24. Os valores do sinais de controle são transformado para sistema trifásico abc , o qual é aplicado no gerador.

Analisando o comportamento da tensão v_q , percebe-se um comportamento oscilatório igual ao da velocidade, variando entre 1800 V e 2760 V. A tensão v_q no instante que se inicia a variação, apresenta um pico de -440 V, em seguida oscila entre 184 V e 1260 V.

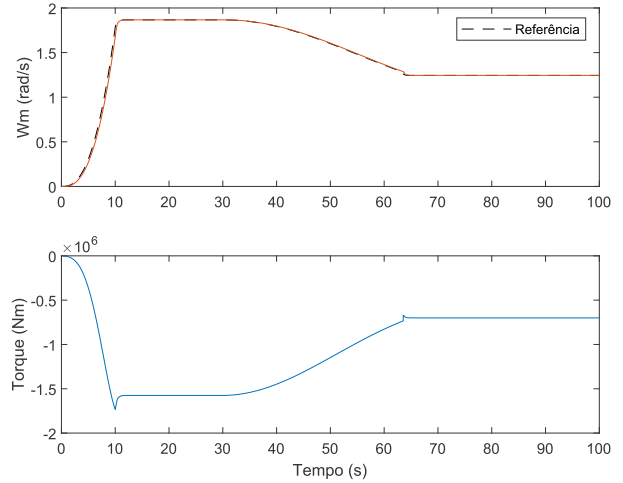


Fig. 22. Velocidade angular mecânica e torque mecânico da simulação caso 2

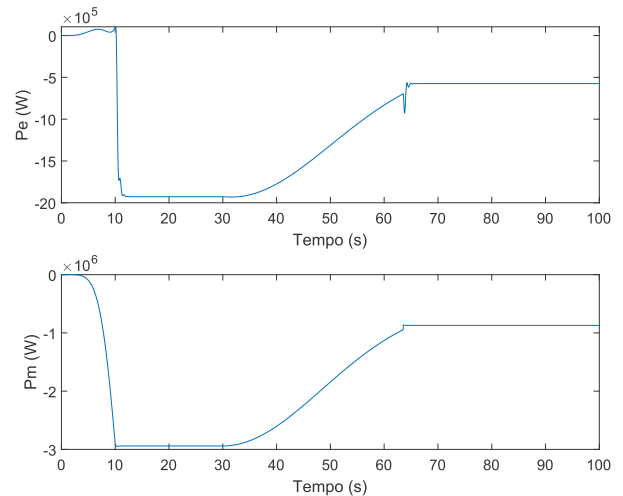


Fig. 23. Potência elétrica e Potência mecânica da simulação caso 2

Analisando as correntes i_q e i_d presentes na Figura 25, percebe-se que a corrente i_d apresentou durante o período de variação do vento pequenas oscilações em torno de 0 A. A corrente i_d desempenhou durante a variação do vento um pico de 460 A, em seguida oscila entre -230 e 1262 A. O comportamento de i_q influencia diretamente a dinâmica de torque elétrico da máquina e na velocidade angular elétrica, demonstradas na Figura 26.

Observando a Figura 26, nota-se que a velocidade angular elétrica oscila entre 112,5 e 173,6 rad/s. O torque elétrico apresentou um pico de 889,8 kNm ao iniciar a oscilação,

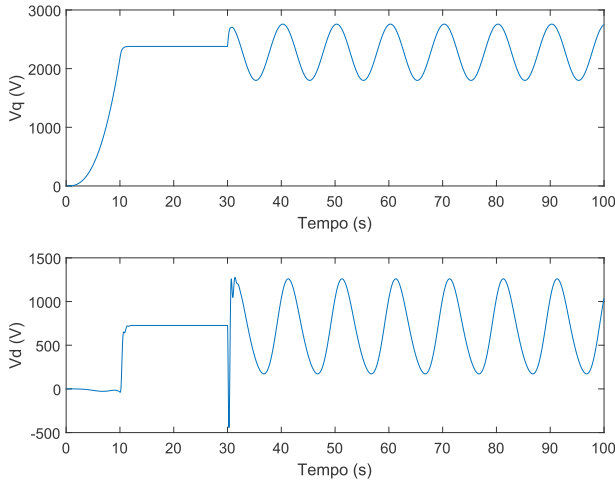
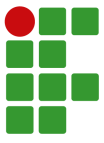


Fig. 24. Sinais de controle da simulação caso 3

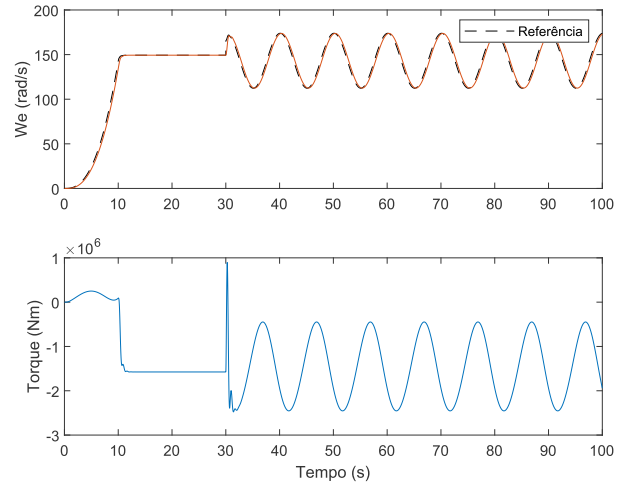


Fig. 26. Velocidade angular elétrica e torque elétrico da simulação caso 3

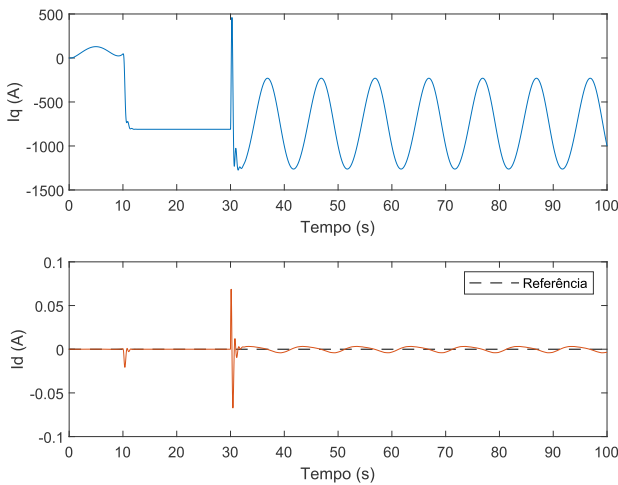


Fig. 25. Correntes i_q e i_d da simulação caso 3

caracterizando uma motorização do gerador, em seguida oscilou entre $-0,4478$ MNm e $-2,454$ MNm.

Observando a Figura 27, nota-se que a velocidade angular mecânica oscila entre 1,4 e 2,2 rad/s. O torque mecânico apresentou um pico de $-2,422$ MNm ao iniciar a oscilação, em seguida oscilou entre $-0,8709$ MNm e $-2,166$ MNm. Dando continuidade aos resultados, a Figura 28 apresenta as potências mecânica e elétrica da simulação.

A potência elétrica apresentou um pico positivo de 1,205 MW, em seguida varia entre $-463,4$ kW e 3,32 MW. A potência mecânica apresenta um pico negativo de $-4,59$ MW, em seguida oscila entre $-1,238$ MW e $-4,675$ MW. Nota-se que o valor da potência mecânica ultrapassa o valor da potência

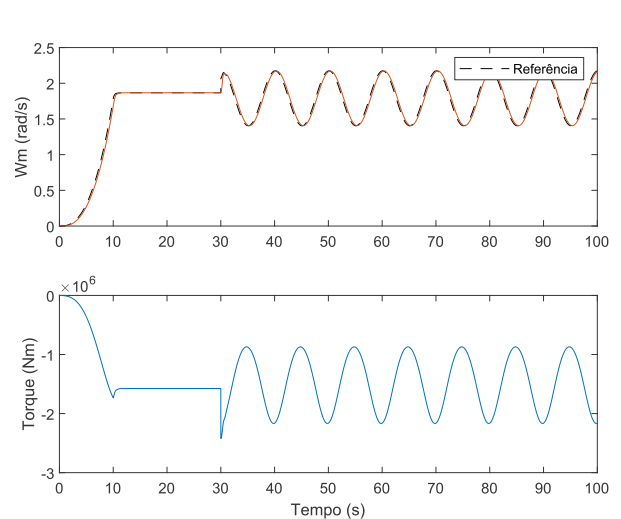


Fig. 27. Velocidade angular mecânica e torque mecânico da simulação caso 3

nominal, na qual pode acarretar uma danificação para máquina no futuro.

Com intuito de analisar o comportamento do sistema diante uma oscilação da velocidade do vento, com valores menores que 12 m/s. Realizou-se uma simulação com a velocidade do vento apresentado na Figura 29.

A velocidade elétrica e torque elétrico da simulação está apresentado na Figura 30. A velocidade elétrica oscilou entre 75 e 150 rad/s. O torque elétrico oscilou entre $-2,044$ e $0,2773$ MNm, além disso apresentou um comportamento de motorização com valores positivos.

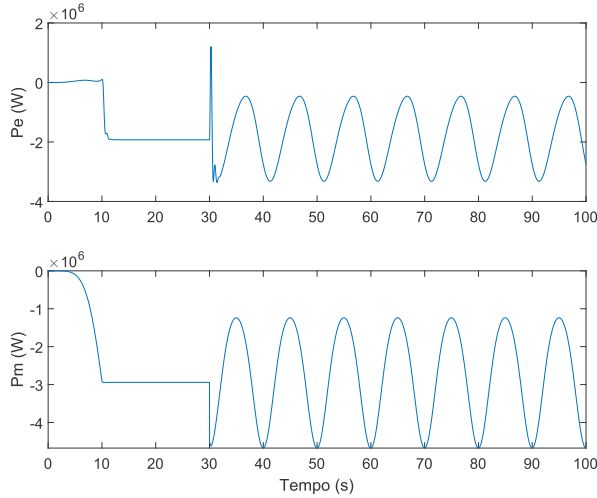
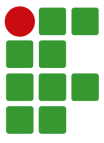


Fig. 28. Potência elétrica e Potência mecânica da simulação caso 3

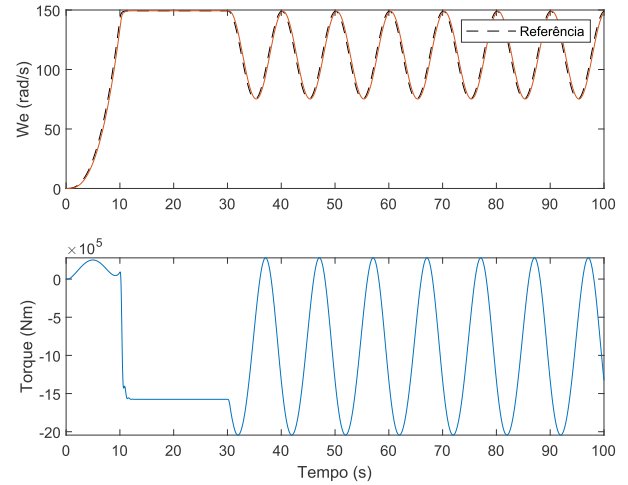


Fig. 30. Velocidade angular elétrica e torque elétrico da simulação caso 4

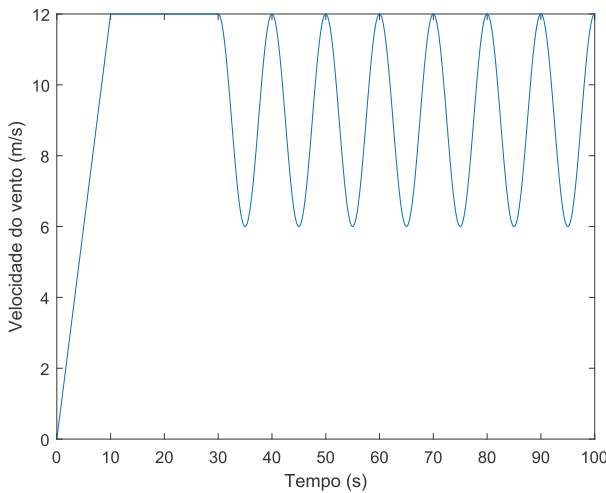


Fig. 29. Velocidade do vento na simulação caso 4

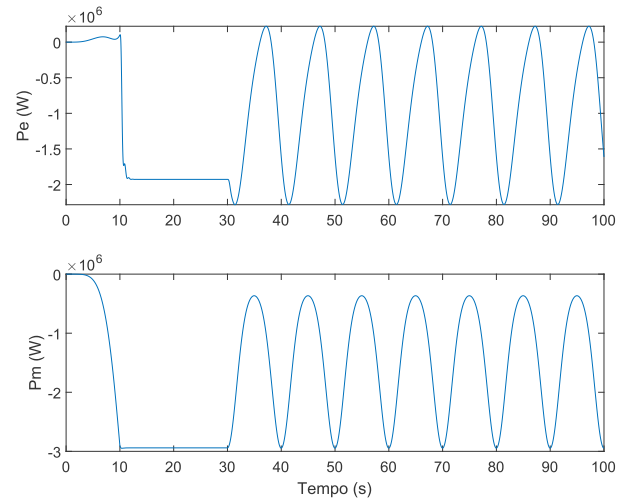


Fig. 31. Potência elétrica e Potência mecânica da simulação caso 4

As potências elétrica e mecânica estão presente na Figura 31. A potência elétrica oscilou entre $-2,282$ e $0,2231$ MW , apresentando valores positivos representando uma absorção de energia da rede. A potência mecânica oscilou entre $-2,941$ e $-0,3664$ MW.

Diante dos resultados apresentados, conclui-se que o sistema de controle, quando aplicada a variação da velocidade do vento, continuou seguindo a referência e rastreamento do ponto de máxima potência. Contudo, a solução ótima obtida acaba absorvendo energia da rede. A resposta ideal seria o sistema permanecer na velocidade elétrica maior exigindo o máximo do gerador do sistema. Dito isso, procurou-se tratar esta restrição do sistema de geração eólico com objetivo de diminuir a variação

do sinal de controle, o que proporciona a diminuição do efeito de motorização do sistema.

C. Controle Preditivo com tratamento de restrições

Foram realizadas simulações com a velocidade do vento conforme as Figuras 8 e 17.

Os sinais de controle gerados estão apresentados nas Figuras 32 e 34. Estes sinais resultaram as velocidades elétrica angular e torques elétrico estão presentes nas Figuras 33 e 35, possibilitando analisar a implementação do tratamento de restrições.

Implementando o tratamento da restrição, observou-se que o controlador não conseguiu tratar de forma efetiva as restrições.

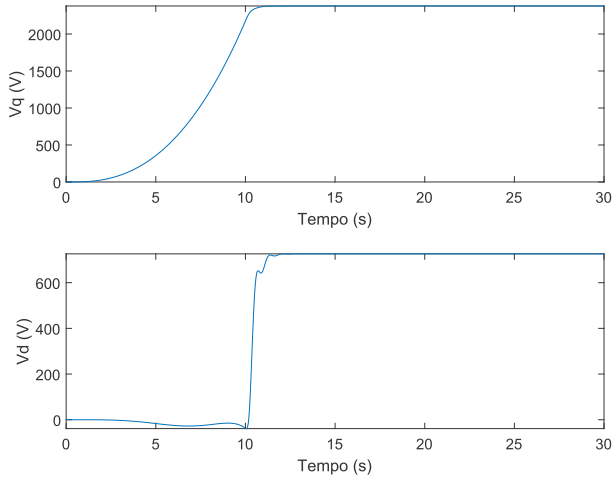
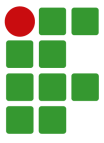


Fig. 32. Sinal de controle simulação com velocidade do vento fixa

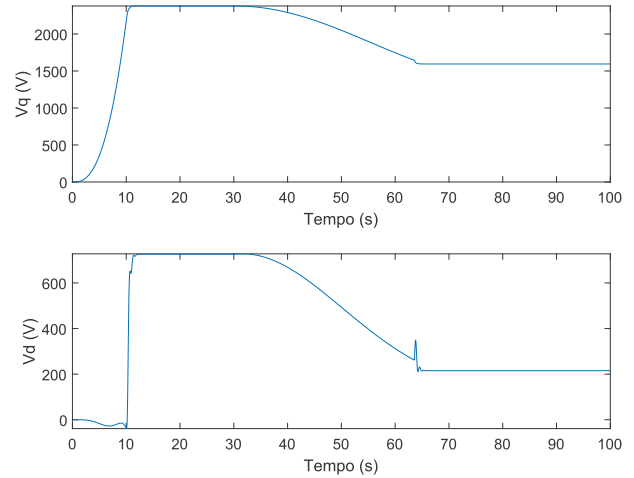


Fig. 34. Sinal de controle da simulação com velocidade do vento variável

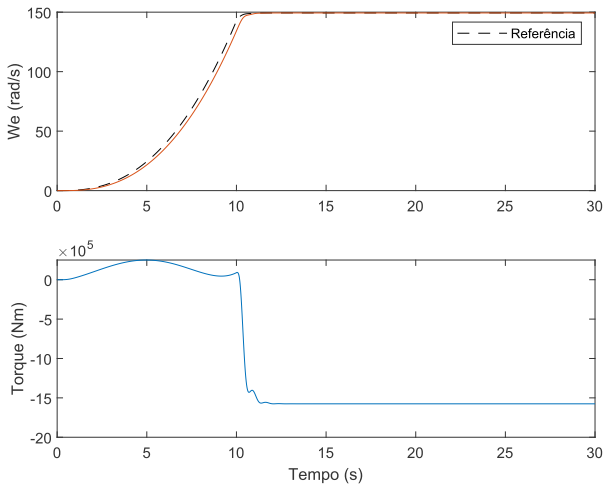


Fig. 33. Velocidade angular elétrica e Torque Elétrico com velocidade do vento fixa

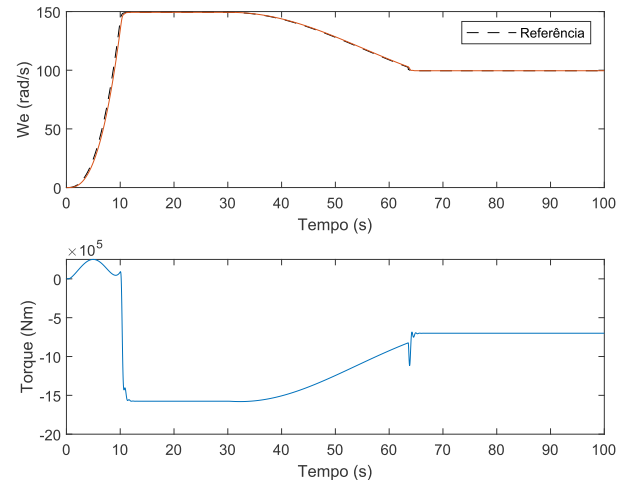


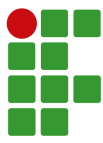
Fig. 35. Velocidade angular elétrica e Torque Elétrico com velocidade do vento variável

Isso aconteceu em função do controlador possuir um horizonte de predição ($N = 3$) pequeno, de modo que o sistema não se acomoda neste horizonte. Definiu-se o período de amostragem tendo como princípio controlar ao mesmo tempo ω_e e i_d que apresentam dinâmicas diferentes. Realizando isso, é necessário priorizar a dinâmica mais rápida, a corrente. Desta forma, o horizonte de predição prediz com base em um tempo equivalente proporcional ao pequeno período de amostragem utilizado e não é suficiente para prever a acomodação da velocidade angular elétrica.

Uma possível solução para o problema detectado é separar o sistema em duas malhas de controle. Sendo assim, uma malha de

velocidade com o período de amostragem maior com o objetivo de ter um horizonte de tratamento de restrição de velocidade maior, que irá gerar uma referência de corrente que atenda as restrições de velocidade.

Além do horizonte pequeno, outro fator que colabora para o controle não conseguir tratar a restrição é o fato do modelo de predição ser linear, enquanto a planta é não linear. Desta forma, não é possível garantir com precisão o tratamento da restrição, mas apenas com certo grau de aproximação. Obviamente, neste caso, o controle não conseguiu ficar nem próximo do valor da restrição do sistema, não sendo esta a causa principal.



REFERÊNCIAS

Uma outra observação pertinente é que o ideal seria tratar a restrição do sistema de geração diretamente em torque, pois o ideal é que o torque não se torne positivo e o sistema não entre em estado de motorização. Porém, tratar esta restrição exigiria o uso de um algoritmo de dedicação, envolvendo um algoritmo de programação não linear, ainda mais complexo que um algoritmo de programação quadrática. Seria possível tentar reajustar as saídas para restringir a corrente i_q . Entretanto, neste caso, também seria necessário um sistema em cascata que poderia restringir a saída da malha interna (corrente i_q) ou a saída da malha externa (torque de referência).

VI. CONCLUSÃO

Com o objetivo de estudar, projetar e aplicar o controle preditivo baseado no modelo em um sistema de geração eólico para o tratamento de restrições físicas e operacionais, o trabalho justificou-se com o desenvolvimento de um modelo para gerador eólico operando em malha fechada.

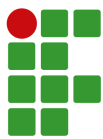
O controlador MPC foi implementado inicialmente sem o tratamento de restrições, nas condições de velocidade do vento iniciando com o formato de uma rampa e estabilizando no valor de 12 m/s, com a velocidade do vento apresentando variações no comportamento. A primeira simulação demonstrou um resultado bastante satisfatório, com o controlador conseguindo ter o domínio ao mesmo tempo da velocidade ω_e e da corrente i_d , atingindo a potência ótima, exigindo o máximo possível do gerador. Na segunda simulação o sistema continuou seguindo a referência, no entanto apresentou um comportamento de motorização, tendo como consequência a absorção da energia da rede. Com isso, buscou-se o tratamento de restrições com o objetivo de diminuir o efeito da motorização no gerador.

Durante a implementação do tratamento de restrições, percebeu-se que o controlador não conseguiu tratar de forma efetiva, possuindo o horizonte de predição curto para o tratamento ao mesmo tempo de ω_e e i_d . A solução para o problema é separar o sistema em duas malhas de controle, sendo uma malha de velocidade com o período de amostragem maior com o objetivo de ter um horizonte de tratamento de restrição de velocidade maior, que irá gerar uma referência de corrente que atenda as restrições de velocidade.

Para dar continuidade a este trabalho, propõe-se a implementação de um sistema em duas malhas conforme descrito anteriormente, o estudo e a implementação da eletrônica de potência no modelo, implementação da modelagem da rede no sistema e implementação de outras dinâmicas de velocidade do vento para analisar a resposta do sistema.

Conclui-se que o trabalho com objetivo de estudar, projetar e implementar o MPC no modelo de simulação de geração eólico foi alcançado. O controlador conseguiu controlar a velocidade ω_e e a corrente i_d com a velocidade do vento fixa, porém possui dificuldades citadas anteriormente com a velocidade do vento variável.

- [1] N. V. d. N. d. Silva, C. M. Pontes, N. F. C. d. Sousa, M. G. L. d. Vasconcelos, “Tecnologias em saúde e suas contribuições para a promoção do aleitamento materno: revisão integrativa da literatura”, *Ciência & Saúde Coletiva*, vol. 24, pp. 589–602, 2019.
- [2] S. Marques, *Energias fósseis versus energias renováveis: proposta de intervenção de educação ambiental no 1.º ciclo do ensino básico*, Tese de Doutorado, Universidade do Minho, 2007.
- [3] E. de Pesquisa Energética, *Balço Energético Nacional de 2022*, Empresa de Pesquisa Energética, 2022.
- [4] N. R. A. Santiago, *Metodologias para avaliação do desempenho e previsão de avarias em turbinas eólicas utilizando a curva de potência do fabricante*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2012.
- [5] C. Camacho, E. F.; Bordons, “Model Predictive Control”, *London, UK: Springer-Verlag*, 1999.
- [6] R. K. H. Galvão, “Aula 1 - EE-254 (Controle Preditivo)”, 2009, URL: http://www.ele.ita.br/~kawakami/ee254/EE254_2019_Aula_handouts.pdf.
- [7] C. M. Carlos Bordons, “Basic Principles of MPC for Power Converters”, *Industrial Electronics Magazine*, vol. 43, 2015.
- [8] T. Wakui, A. Nagamura, R. Yokoyama, “Stabilization of power output and platform motion of a floating offshore wind turbine-generator system using model predictive control based on previewed disturbances”, *Renewable Energy*, vol. 173, pp. 105–127, 2021.
- [9] W. H. Lio, J. Rossiter, B. L. Jones, “A review on applications of model predictive control to wind turbines”, in *2014 Ukacc international conference on control (control)*, pp. 673–678, IEEE, 2014.
- [10] S. F. D. Agnolo, “Acionamento do motor síncrono de ímãs permanentes (MSIP) através de algoritmos de controle preditivo baseado em modelo (MPC)”, *UDESC Joinville*, 2019.
- [11] E. M. Arruda, “Estudo e Aplicação de técnicas de controle preditivo baseado em modelo”, *UDESC Joinville*, 2012.
- [12] E. C. K. Jan M Maciejowski, “Designing model predictive controllers with prioritised constraints and objectives”, *UC Cambridge*, 2002.
- [13] G. H. Negri, “Aplicação de métodos de controle preditivo baseado em modelo em um motor de corrente contínua sem escovas”, *UDESC Joinville*, 2014.
- [14] T. A. B. S Joe Qin, “A survey of industrial model predictive control technology”, *UTA Texas*, 2001.
- [15] P. Wolfe, “The simplex method for quadratic programming”, *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, pp. 382–398, 1959.



- [16] M. Kuschke, K. Strunz, “Energy-efficient dynamic drive control for wind power conversion with PMSG: Modeling and application of transfer function analysis”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 2, no. 1, pp. 35–46, 2013.
- [17] L. V. Abreu, M. Shahidehpour, “Wind energy and power system inertia”, in *2006 IEEE power engineering society general meeting*, pp. 6–pp, IEEE, 2006.
- [18] T. A. Bernardes, *et al.*, *Análise e controle de gerador síncrono a ímã permanente aplicado a sistema de conversão de energia eólica*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.
- [19] J. Marques, *et al.*, *Turbinas eólicas: Modelo, análise, e controle do gerador de indução com dupla alimentação*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.
- [20] S. Heier, *Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems*, John Wiley & Sons, 2014.
- [21] G. Hua, Y. Geng, “A novel control strategy of MPPT taking dynamics of wind turbine into account”, in *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp. 1–6, IEEE, 2006.
- [22] I. Boldea, “Variable Speed Generators (Electric Power Engineering Series)”, *ISBN/ASIN*, vol. 849357152, 2005.
- [23] I. Barbi, *Teoria fundamental do motor de indução*, Editora da UFSC Florianópolis, 1985.
- [24] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, S. D. Pekarek, *Analysis of electric machinery and drive systems*, vol. 75, John Wiley & Sons, 2013.



APÊNDICE A - CÓDIGO DAS SIMULAÇÕES

```
% Controle preditivo com tratamento de restrições gerador - Artigo Maren Kuschke  
and Kai Strunz  
%Autor: Vitor Vinicius Costa Silva  
  
%Inicilização do programa  
clear all  
close all  
clc  
  
%variaveis de simulacao  
  
dt = 1e-6;  
tmax = 100.0-dt;  
tpontos = round(tmax/dt)+1;  
npontos = 10000;  
rel_pontos = round(tpontos/npontos);  
i = 0;  
ii = 0;  
  
%variaveis para simular controle digital  
cont_ts = 0;  
kk = 0;  
ts = 1e-4;  
  
%variaveis da rampa de velocidade  
kkk = 0;  
Vw_final = 12;  
tempo_rampa_V_seg = 1000;  
tempo_rampa_V=round(tempo_rampa_V_seg/ts);  
  
%parametros do gerador  
Rs = 50e-3;  
Ld =4e-3;  
Lq = 6e-3;  
Np = 160;  
fpm = 16.2;  
Jm = 4.2e6;  
Bm = 0.0;  
kopt = 0.446;  
ropt = 7;  
  
%variaveis do problema de simulacao  
vd = 0;  
vq = 0;  
te = 0;  
wm = 0.0000001;  
tm = 0.0;  
we = 0.000001;  
wer = 2*pi*1;  
oe = 0;  
id = 0;  
iq = 0;  
va = 0;  
vb = 0;  
vc = 0;
```



```
ia = 0;
ib = 0;
ic = 0;
iar=0;
ibr=0;
idr=0;
c0 = 2.25e-2;
c1 = 2.18e-2;
c2 = -0.23e-2;
deltawe = 0;
deltate =0;
p_ar = 1.225;
r = 45;
p = Np;
a1 = c0*pi*p_ar*r^3;
a2 = c1*(pi*p_ar*r^4/p);
a3 = c2*(4*pi*p_ar*r^5/p^2);
Vw = 7;
D = 0.08;
wm_lido = 0;
wm_controlado = 0;
deltape = 0;
p_tur = 3e6;
tur = 0;
Ke = (Np/2)*fpm;
Kt = (3/2)*(Np/2)*fpm;
iq_ant = 0;
id_ant = 0;
wm_ant = 0;
u = [0;0];

id_ref = 0;

%rampa de we
tempo_rampa_seg = 10;
tempo_rampa = round(tempo_rampa_seg/ts); %inteiro >= 1
we_com_mppt = 80;
we_ref_final =we_com_mppt;
wm_ref = 2*we_ref_final/Np;

%variaveis para armazenamento na memoria
Vd = zeros(npontos,1);
Vq = zeros(npontos,1);
Vww = zeros(npontos,1);
Te = zeros(npontos,1);
Tm = zeros(npontos,1);
Pe = zeros(npontos,1);
Pe_ref = zeros(npontos,1);
Te_ref = zeros(npontos,1);
Wm = zeros(npontos,1);
Wm_ref = zeros(npontos,1);
We_ref = zeros(npontos,1);
We = zeros(npontos,1);
Oe = zeros(npontos,1);
Id = zeros(npontos,1);
Id_ref = zeros(npontos,1);
Iq = zeros(npontos,1);
Iq_ref = zeros(npontos,1);
Va = zeros(npontos,1);
Vb = zeros(npontos,1);
Vc = zeros(npontos,1);
Ia = zeros(npontos,1);
```



```
Ib = zeros(npontos,1);
Ic = zeros(npontos,1);
Iar = zeros(npontos,1);
Ibr = zeros(npontos,1);
Icr = zeros(npontos,1);
T = zeros(npontos,1);
Wm_controlado = zeros(npontos,1);

% Controle preditivo modelo
A = [(-Rs/Lq) 0 (-Ke/Lq); 0 (-Rs/Ld) 0; (Kt/Jm) 0 (-D/Jm)];
B = [(1/Lq) 0; 0 (1/Ld); 0 0];
C = [0 1 0; 0 0 1];
D = [0 0; 0 0];

sys = ss(A,B,C,D);
sd = c2d(sys,ts);

Ad = sd.A;
Bd = sd.B;
Cd = sd.C;
Dd = sd.D;

Pi = 2; %numero de entradas
q0 = 2; %numero de saida
n = 3;
Iq0 = eye(q0);

Aa = [Ad zeros(n,q0); Cd*Ad Iq0];
Ba = [ Bd; Cd*Bd];
Ca = [zeros(q0,n) Iq0];
Da = Dd;
G = [Ca*Ba zeros(q0,Pi) zeros(q0,Pi);
     Ca*Aa*Ba Ca*Ba zeros(q0,Pi);
     Ca*Aa^2*Ba Ca*Aa*Ba Ca*Ba];

% Matrizes de pesos
mi1 = 200;
mi2 = 1000;
Q = diag([mi1 mi2]);
rho1 = 0.00001;
%rho2 = 1;
rho2 = 0.01;
Gama = diag([rho1 rho2]);

Qq0N = [Q zeros(q0,q0) zeros(q0,q0);
        zeros(q0,q0) Q zeros(q0,q0);
        zeros(q0,q0) zeros(q0,q0) Q];

GamapiN = [Gama zeros(q0,q0) zeros(q0,q0);
           zeros(q0,q0) Gama zeros(q0,q0);
           zeros(q0,q0) zeros(q0,q0) Gama];

Kmpc = [eye(q0) zeros(q0,4)]*((G'*Qq0N*G + GamapiN)^-1)*G'*Qq0N;

Phi = [Ca*Aa;Ca*Aa^2;Ca*Aa^3];
```



```
%tratamento de restrições

Um_M = [1 1; 1 1; 1 1;1 1; 1 1; 1 1];
Um_N = [1 1; 1 1; 1 1;1 1; 1 1; 1 1];
umax = [1550;1550];
umin = [-1800;-1800];
dumax = [200;200];
dumin = [-200;-200];
ymax = [400;1];
ymin = [-400;-1];
I_M = eye(2*n,2*n);
T_M = [1 0 0 0 0 0; 1 1 0 0 0 0; 1 1 1 0 0 0; 1 1 1 1 0 0; 1 1 1 1 1 0; 1 1 1 1 1 1 1 1];
S = [ -I_M ; I_M; -T_M; T_M; -G; G];
H = 2*(G'*Qq0N*G + GamapiN);
Aeq = [];
beq = 300;
lb=[];
ub=[];
x0=[];

for t = 0:dt:tmax

    tm = -tur;
    %   rampa da velocidade do vento
    kkk= kkk+1;
    if kkk < tempo_rampa_V
        Vw = Vw_final/tempo_rampa_V*kkk;
    else
        Vw = Vw_final;
    end

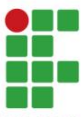
    %   Controle preditivo
    cont_ts = cont_ts + dt;
    if cont_ts>= ts
        cont_ts =0;

        we_com_mppt = (Vw*lambida^(1/3)*ropt^(2/3)*p)/(2*r);
        we_ref_final = we_com_mppt;

        kk = kk+1;
        if kk < tempo_rampa
            we_ref = we_ref_final/tempo_rampa*kk;
        else
            we_ref = we_ref_final;
        end
        wm_ref = 2*we_ref/Np;
        R = [id_ref;wm_ref;id_ref;wm_ref;id_ref;wm_ref];

        iq_lido = iq;
        id_lido = id;
        wm_lido = wm;

        deltai_q = iq_lido-iq_ant;
        deltai_d = id_lido-id_ant;
        deltai_w = wm_lido-wm_ant;
    end
end
```



```
x = [deltai_q; deltai_d; deltaw_m; id_lido; wm_lido];

F = Phi*x;
%d = (R - F);
%deltau_d = Kmpc*d;
c = 2*G'*Qq0N*(F-R);
b = [Um_M*dumax; -Um_M*dumin; Um_M*(umax-u); Um_M*(u-umin); Um_N*yumax-F; F-Um_N*yumin];
options = optimoptions('quadprog','Display','off');

deltau_d = [1 0 0 0 0 0; 0 1 0 0 0
0]*quadprog(H,c,S,b,[],[],[],[],[],[],options);

u = u + deltau_d;

iq_ant = iq_lido;
id_ant = id_lido;
wm_ant = wm_lido;

end

vq = u(1);
vd = u(2);
%
% #torque elétrico
te = 3/2*Np/2*(fpm*iq+(Ld-Lq)*id*iq);
%modelo da turbina
tur = (1/2)*pi*p_ar*r^3*(c0*Vw^2 + c1*r*(2/p)*we*Vw + c2*r^2*(4/p^2)*we^2);

deltawe = we - deltawe;
deltape =(2/p)*te*deltawe + (2/p)*we*deltate;

diq = (vq - Rs*iq-we*(Ld*id+fpm))*dt/Lq;
did = (vd - Rs*id+we*(Lq*iq))*dt/Ld;
dwm = dt/Jm*(te-tm-Bm*wm);%em dúvida

doe = we*dt;

iq = diq+iq;
id = did+id;
wm = dwm+wm;
oe = doe+oe;
we = Np/2*wm;

ia = iq*cos(oe)+id*sin(oe);
ib = iq*cos(oe-2*pi/3)+id*sin(oe-2*pi/3);
ic = iq*cos(oe-4*pi/3)+id*sin(oe-4*pi/3);
va = vq*cos(oe)+vd*sin(oe);
vb = vq*cos(oe-2*pi/3)+vd*sin(oe-2*pi/3);
vc = vq*cos(oe-4*pi/3)+vd*sin(oe-4*pi/3);

% percepção do vento
lambida = (wm*r)/Vw;
Ct = c0+c1*lambida + c2*lambida;
```

```

Cp= Ct*lambida;
p_tur = (1/2)*pi*p_ar*r^2*Vw^3*Cp;

ii = ii+1;
if (ii >= rel_pontos)
    i = i+1;
    ii = 0;
    Vq(i) = vq;
    Vd(i) = vd;
    Va(i) = va;
    Vb(i) = vb;
    Vc(i) = vc;
    Vww(i)= Vw;
    Iq(i) = iq;
    Id(i) = id;
    Ia(i) = ia;
    Ib(i) = ib;
    Ic(i) = ic;
    Iar(i) =iar;
    We(i) = we;
    Wm(i) = wm;
    Oe(i) = oe;
    Te(i) = te;
    Tm(i) = tm;
    T(i) = t;
    Pe(i) = p_tur;
    We_ref(i) = we_ref;
    Id_ref(i) = id_ref;
end

end
%%potências
Pm = Te.*Wm;
Pmm = Tm.*Wm;
Pe = Vq.*Iq+Vd.*Id;
Pee = Vq.*Iq+Vd.*Id;

figure;
subplot(211)
plot(T,We_ref,"k--",T,We)
ylabel("We (rad/s)");
xlabel("Tempo (s)");
subplot(212)
plot(T,Te)
ylabel("Torque (Nm)");
xlabel("Tempo (s)");
%%
figure;
subplot(211)
plot(T,Iq)
ylabel("Iq (A)");
xlabel("Tempo (s)");
subplot(212)
plot(T,Id_ref,"k--",T,Id)
ylabel("Id (A)");
xlabel("Tempo (s)");

%%
figure;
subplot(211)
plot(T,Vq)
ylabel("Vq (V)");

```



```
xlabel("Tempo (s)");
subplot(212)
plot(T,Vd)
ylabel("Vd (V)");
xlabel("Tempo (s)");
%%
figure;
subplot(211)
plot(T,Pee)
ylabel("Pe (W)");
xlabel("Tempo (s)");
subplot(212)
plot(T,Pmm)
ylabel("Pm (W)");
xlabel("Tempo (s)");
figure
plot(T, Vww)
ylabel("Velocidade do vento (m/s)");
xlabel("Tempo (s)");
%%
figure;
plot(T, Va, T, Vb, T, Vc)
legend("Va", "Vb", "Vc");
ylabel("Tensão (V)");
xlabel("Tempo (s)");
%%
figure
plot(T, Ia, T, Ib, T, Ic);
legend("Ia", "Ib", "Ic");
ylabel("Corrente (A)");
xlabel("Tempo (s)");
```