

Simulador didático para estudo de controle de potência de turbinas eólicas

Didactic simulator for study of power control of wind turbines

Pedro Hugo Barros de Souza
phbs1@discente.ifpe.edu.br

Herick Talles Queiroz Lemos
herick.lemos@pesqueira.ifpe.edu.br

RESUMO

O uso da energia eólica cresceu exponencialmente na última década, principalmente no Brasil que disponibiliza regiões com grande disponibilidade de vento e espaço. A captação de energia através dos ventos é realizada por aerogeradores, comumente os de grande porte, alocados em grandes parques eólicos. Assim, o estudo de equações matemáticas e simulações computacional representam um grande avanço na área, possibilitando a compreensão tanto da tecnologia eólica como dos seus processos de controle. Neste sentido, este trabalho propõe o desenvolvimento de um simulador didático para estudo de controle de potência de turbinas eólicas, implementado através de uma interface gráfica no ambiente App Designer do software Matlab. A partir de uma revisão bibliográfica sobre as equações que compõe a geração eólica, o uso software permitiu uma abordagem simples e de fácil implementação. A interface gráfica do usuário permite modificar diversos parâmetros da turbina a ser simulada como altura, raio, ângulo de pitch (β), velocidade de vento, e demais fatores, para se obter resultados de potência gerada e comportamento da turbina. A interface permite que o usuário realize o controle de potência da turbina simulando um controle de passo real, facilitando assim o entendimento do processo. Foram realizados exemplos do funcionamento da turbina nas suas regiões de operação, caso algum parâmetro não estivesse correta para tal situação, a interface avisa o usuário qual procedimento deve fazer. A ferramenta se mostrou satisfatória e eficiente para o estudo didático de turbinas eólicas.

Palavras-chave: Simulação de turbinas eólicas. Modelagem didática eólica. Matlab App Designer. Interface gráfica de um aerogerador.

ABSTRACT

The use of wind energy has grown exponentially in the last decade, especially in Brazil, which provides regions with great availability of wind and space. The capture of energy through the winds is carried out by wind turbines, commonly the large ones, allocated in large wind farms. Thus, the study of mathematical equations and computational simulations represent a great advance in the area, enabling the understanding of both wind technology and its control processes. In this sense, this work proposes the development of a didactic simulator to study the power control of wind turbines, implemented through a graphical interface in the App Designer environment of the Matlab software. From a literature review on the equations that make up the wind generation, the use of software allowed for a simple and easy-to-implement approach. The graphical user interface allows modifying several

parameters of the turbine to be simulated, such as height, radius, pitch angle (β), wind speed, and other factors, to obtain results of generated power and turbine behavior. The interface allows the user to perform the turbine power control simulating a real step control, thus facilitating the understanding of the process. Examples of turbine operation were performed in its operating regions, if any parameter was not correct for such a situation, the interface warns the user which procedure to do. The tool proved to be satisfactory and efficient for the didactic study of wind turbines.

Keywords: Simulation of wind turbines. Wind didactic modeling. Matlab App Designer. Graphical interface of a wind turbine.

1 INTRODUÇÃO

A produção de energia por meios renováveis está se mostrando como a melhor saída para a dependência de combustíveis fósseis e outras fontes poluentes. Entre as várias opções que se tem atualmente, a energia eólica foi uma das que mais se destacou nas últimas décadas, segundo o conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2021). Assim, a energia eólica vem sendo cotada como uma das soluções de maior potencial no mundo, a indústria eólica global alcançou recorde de 93 GW de nova capacidade em 2020 (GWEC 2021). No Brasil, a geração está numa curva crescente, a capacidade instalada no ano de 2020 foi de 17,75 GW, com crescimento de potência de 14,89% em relação ao ano anterior, atingindo uma participação de 10,13% na matriz elétrica brasileira, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica; 2020). O Brasil tem o dobro de volume de ventos em relação à média mundial e menor oscilação da velocidade, o que garante à geração de eletricidade por meio de fonte eólica (ANEEL, 2002).

Um sistema eólico é formado basicamente por três componentes principais: a turbina, o gearbox (caixa multiplicadora) e o gerador de indução, (PEREIRA, 2004). O sistema se inicia com a força dos ventos incidindo sobre as pás da turbina, que por sua vez, fazem o rotor girar. Este rotor é acoplado a gearbox que no seu interior, utiliza de uma relação de engrenagens para multiplicar a velocidade rotórica em n vezes e reduz o torque na mesma proporção. O torque é recebido pelo gerador de indução que gera energia para entregar à rede, (PAVINATTO, 2005).

Neste cenário, diversas características do comportamento de sistemas de geração eólica ainda não são tão exploradas dentro do contexto didático e educacional. Turbinas de grande porte possuem custo elevado e limitações operacionais, como o seu transporte, instalação e condições climáticas, não sendo viável seu uso para experimentos e pesquisas (OLIVEIRA, 2019). Assim, emuladores e modelos dinâmicos oferecem assistência na execução de testes e avaliações.

Neste contexto, este trabalho tem por objetivo desenvolver um simulador didático com interface gráfica, com auxílio da ferramenta App Design do Matlab, a fim de facilitar o entendimento sobre o funcionamento das turbinas eólicas de eixo horizontal e elucidar os princípios do rastreamento do ponto de máxima potência e de limitação de potência via controle do ângulo de pitch.

2 FUNDAMENTOS DA GERAÇÃO EOLIOELÉTRICA

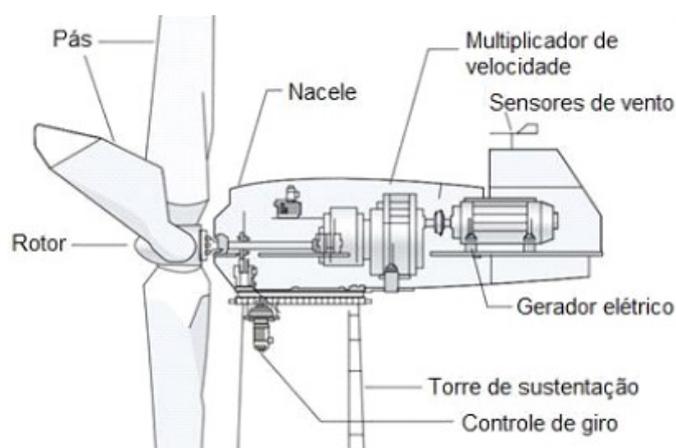
Nas seções a seguir serão apresentados os princípios da geração de energia elétrica a partir dos ventos. Inicialmente será explanado os fundamentos da conversão de energia das turbinas de eixo horizontal, seguido de suas tecnologias construtivas e características de operação e, por fim, serão explanados os princípios de controle de potência dessas turbinas.

2.1 Turbinas de eixo horizontal

As turbinas eólicas modernas podem ser classificadas de acordo com a orientação do rotor em relação ao solo em verticais ou horizontais. Dentre vários modelos, os mais utilizados para a geração de energia elétrica são as turbinas com rotores de eixo horizontal do tipo hélice com três pás, pois possuem eficiências superiores aos demais modelos (REIS, 2011).

Os rotores de três pás apresentam melhor relação entre coeficiente de potência, custo de instalação e velocidade de rotação. A vantagem das turbinas com duas pás é que apresentam maior eficiência, porém possuem maior instabilidade e tem maior propensão a apresentar turbulências, o que carrega um maior risco à sua estrutura. Já o modelo de três pás tem maior estabilidade, o que diminui o custo de instalação e torna possível construir turbinas eólicas de mais de 100 m de altura, e capacidade para gerar até mais de 5 MW. Eles atingem seus maiores valores de geração energética com ventos fortes, e podem apresentar eficiência acima de 45%. Já os rotores com múltiplas pás apresentam melhor utilização para bombear água de poços artesianos, porém nada impossibilita seu uso para produzir energia elétrica. Esse tipo de rotor tem uma maior eficiência quando movimentados por ventos fracos, alcançando uma máxima eficiência de até 30%, sendo impulsionados tanto por força de arrasto quanto por força de sustentação (CUSTÓDIO, 2009).

Figura 1: Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.



Fonte: VILAVERDE, 2019.

Um sistema eólico é formado basicamente por três componentes principais: a turbina, o gearbox (caixa multiplicadora) e o gerador de indução (PEREIRA, 2004). O sistema se inicia com a força dos ventos incidindo sobre as pás da turbina, que captam o vento, convertendo sua potência ao centro do rotor, fazendo-o girar. Este rotor recebe um movimento de rotação lento, que posteriormente é acoplado a gearbox que

no seu interior, utiliza de uma relação de engrenagens para multiplicar a velocidade rotórica em n vezes e reduz o torque na mesma proporção. O torque é recebido pelo gerador de indução que gera energia para entregar à rede, (PAVINATTO, 2005). A nacela abriga a caixa multiplicadora, gerador, chassis e todos os sistemas de controle e hidráulico da turbina. A torre sustenta a nacela e o rotor com as pás na altura projetada. Seu material é diverso, usando desde aço a concreto.

2.2 Tecnologias de geração eólicoelétrica

As turbinas eólicas são classificadas conforme suas tecnologias construtivas e tipos de geradores empregados, os quais podem ser de indução (GI) ou síncronos (GS). As turbinas tipo I são as mais básicas da escala de operação, operam com pouca variação na velocidade do rotor da turbina e utilizam máquinas de indução de gaiola diretamente conectadas à rede. As turbinas do tipo II empregam gerador de indução com rotor bobinado. A faixa de velocidades de operação das turbinas tipo II é ampliada por meio da variação da resistência do rotor a partir de um banco de resistências externas conectadas ao rotor via chaves eletrônicas.

Já as turbinas tipo III utilizam geradores indução duplamente alimentado e são caracterizadas por sua capacidade de opção em uma ampla faixa de velocidades devido a utilização de um conversor de frequências conectado ao circuito do rotor. O conversor é do tipo CA/CC/CA e tem a função de variar as características de potência desenvolvida no gerador a partir da injeção de tensão no circuito do rotor (ALMEIDA, 2016).

Na vanguarda dos designs de turbinas, encontram-se as turbinas tipo IV, também conhecidas como turbinas de velocidade variável. Esse modelo utiliza, tipicamente, geradores síncronos de ímãs permanentes com muitos polos montados no estator da máquina. Na saída do gerador é conectado um conversor de frequências que processa toda a potência produzida pelo gerador, controlando suas grandezas elétricas de acordo com os requisitos de rede do operador do sistema elétrico.

2.3 Conversão da energia aerodinâmica

Segundo Martinello (2013), há dois tipos de forças aerodinâmicas que atuam em uma turbina eólica: a força de arrasto e a força de sustentação. A força de sustentação surge da diferença de pressão existente entre a superfície superior e inferior de uma pá e tende a empurrá-la para cima, já a força de arrasto é uma força que tende a aumentar na medida que o vento aumenta, oferecendo resistência aerodinâmica ao movimento das pás.

A partir das Leis da física o processo de conversão aerodinâmico pode ser descrito por expressões matemáticas. A obtenção de tais expressões parte do cálculo de energia cinética, disponível em uma certa massa de ar. Para tanto, a energia é dada por:

$$E_c = \frac{mV_w^2}{2} \quad (1)$$

onde E_c é a energia cinética, m a massa do ar e V_w é a velocidade do vento.

Para uma turbina com área de varredura A atravessada por ventos de velocidade V_w e densidade ρ , fluirá uma massa de ar m pelo rotor em um intervalo dt , conforme a Equação 2.

$$m = \rho AV_w dt \quad (2)$$

A massa de ar em deslocamento apresenta um fluxo de energia, ou seja, uma potência, P_w , que pode ser definida como a derivada da energia ao longo do tempo, conforme observa-se na Equação 3:

$$P_w = \frac{dE_c}{dt} = \frac{mV_w^2}{2} \quad (3)$$

Assim, substituindo-se a Equação 2 na Equação 3, obtém-se a Equação 4, que corresponde à potência disponibilizada pelo vento que atravessa uma seção transversal de área A .

$$P_w = \frac{1}{2} \rho AV_w^3 \quad (4)$$

Por meio da Equação 4, percebe-se que a potência contida no vento varia com o cubo da velocidade do vento e diretamente com a massa específica do ar e com a área varrida pelas pás da turbina. A velocidade das massas de vento em um local aumenta conforme sua altura acima do nível do solo, (FADIGAS, 2011). Isto se torna particularmente importante para as unidades de grande porte de geração que chegam hoje a ter torres de altura da ordem de 100 m e raio da turbina da ordem de 50 m em turbinas de eixo horizontal. Uma relação empírica para o cálculo da velocidade do vento a uma determinada altura é apresentada na Equação 5.

$$V = V_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^n \quad (5)$$

Nesta equação:

- V é a velocidade do vento na altura desejada;
- V_0 é a velocidade do vento obtida por medição;
- h é a altura desejada para o cálculo de V ;
- h_0 é a altura na qual se obteve a medição da velocidade do vento V_0 ;
- n é o fator de rugosidade do terreno, que varia de 0,1, para terrenos abertos, a valores superiores a 0,3 em zonas urbanas (FADIGAS, 2011).

Outro fator relevante para potência disponibilizada pelo vento é a densidade do ar, conforme demonstra a Equação 4. Em um ponto localizado a determinada altitude, a densidade do ar será função da temperatura, da gravidade, da altitude e da pressão atmosférica, conforme a Equação 6 (FADIGAS, 2011).

$$\rho = \frac{P_0}{\mu T} e^{-\frac{gh}{\mu T}} \quad (6)$$

Na Equação 6:

- P_0 é a pressão atmosférica ao nível do mar em Pascal;
- T é a temperatura do ar graus Kelvin;
- μ é a constante específica do ar, equivalente a $287 \text{ Jkg}^{-1}\text{K}^{-1}$;
- g é a constante gravitacional;
- h é a altitude do ponto a qual deseja-se determinar a densidade.

2.4 Potência extraída pela turbina

A energia cinética produzida pelas massas de ar converte-se em energia mecânica por meio das pás do rotor. Porém, a potência fornecida pelo vento não é aproveitada totalmente pela turbina, mas apenas parte dessa energia (VILAVERDE, 2019). A relação entre a potência extraída, P_b , e a potência disponibilizada pelo vento, P_w , é denominada de coeficiente de performance, C_p , conforme a Equação 7.

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 C_p \quad (7)$$

Segundo o físico alemão Betz (1966), em sua lei, o limite máximo teórico para a conversão de energia cinética do vento em energia elétrica é de aproximadamente 59%. Em turbinas reais, a potência elétrica de saída corresponderá à potência mecânica extraída deduzida das perdas mecânicas na caixa multiplicadora e as perdas elétricas do gerador. Alternativamente, a potência elétrica de saída poderá ser determinada multiplicando-se a potência extraída, P_b , pelas eficiências da caixa multiplicadora, η_m , e do gerador elétrico, η_e , conforme a Equação 8.

$$P_e = P_b \eta_m \eta_e \quad (8)$$

Em turbinas modernas, o coeficiente de performance é função do ângulo de pitch, β , e da razão entre a velocidade tangencial da ponta das pás do rotor e a velocidade do vento, λ , também conhecida por TSR (tip speed ratio). A Seção 2.5 apresenta mais detalhes a respeito do ângulo de pitch e sua utilização para controle de potência da turbina.

Para uma turbina de raio R que rotaciona a uma velocidade angular ω_m quando submetida a uma velocidade de vento V_w , a razão de velocidade correspondente, λ , será dada pela Equação 9.

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V_w} \quad (9)$$

Para modelagem do comportamento do C_p em função de λ e de β , utiliza-se normalmente a expressão empírica apresentada na Equação 10 (BAZZO, 2007).

$$C_p = k_1(\lambda - k_2\beta - k_3\beta^3 - k_4)e^{-k_5\lambda} \quad (10)$$

Em que:

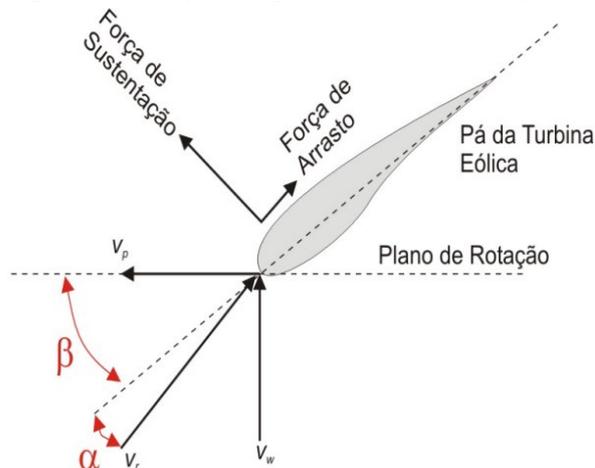
$$\Lambda = \frac{1}{\lambda + k_6\beta} - \frac{k_7}{1 + \beta^3} \quad (11)$$

Os parâmetros k_1 a k_7 dependem da característica aerodinâmica da turbina e podem ser obtidos por meio da aplicação de métodos numéricos a partir da curva de potência real da turbina.

2.5 Princípios do controle de potência do aerogerador

O principal mecanismo de controle mecânico da potência extraída pela turbina é o ajuste do ângulo das pás. A Figura 02 ilustra os ângulos característicos e forças aerodinâmicas aplicadas nas pás. O ângulo formado entre a linha da corda – reta que interliga o bordo de ataque ao bordo de fuga – e a direção do vento relativo, V_r , é denominado de ângulo de ataque, α . Já o ângulo formado entre a linha da corda e a linha do plano de rotação é denominado ângulo de pitch, β .

Figura 2: Principais forças atuantes em uma pá da turbina eólica.



Fonte: PAVINATTO, 2005.

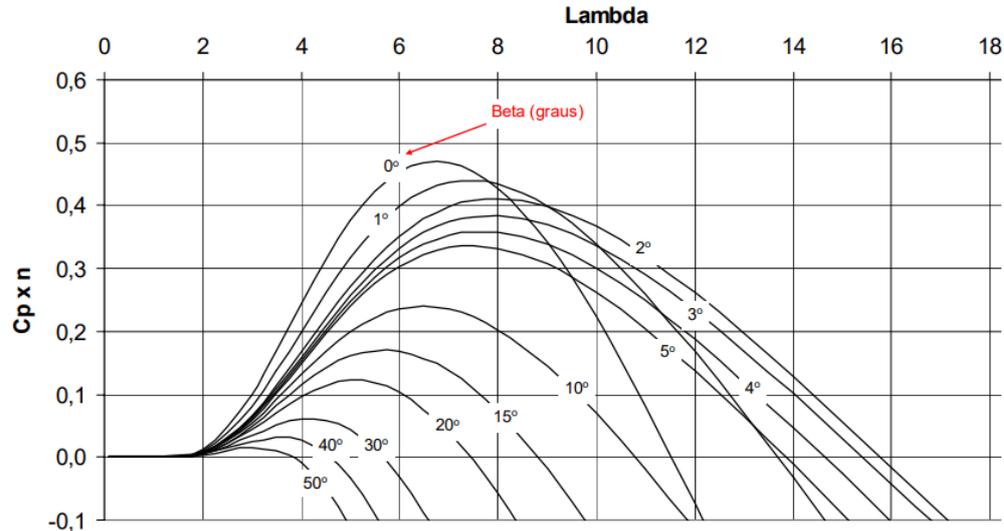
O ângulo de ataque tem grande influência nas formas aerodinâmicas aplicadas na pá. Segundo Rasila (2003), a força de sustentação e, por consequência, o torque aplicado no eixo da turbina, é máximo para um ângulo de ataque de aproximadamente 15 graus. Acima desse valor, a força de sustentação começa a reduzir rapidamente, caracterizando o estol da turbina.

Por meio do ajuste de α pode-se, portanto, controlar a potência capturada pelo rotor. Tal ajuste, porém, é realizado de forma indireta a partir da variação de β , que independe da orientação do vento relativo e pode ser facilmente medido. A partir do controle do ângulo de pitch pode-se regular a potência aerodinâmica extraída do vento, evitando-se que o gerador exceda sua potência nominal e possíveis danos mecânicos a toda planta eólica.

Conforme a Equação 10, a razão de velocidades λ também tem influência na potência extraída pela turbina. Desse modo, para determinado ângulo de pitch, pode-se utilizar algoritmos de rastreamento do valor de λ que maximiza o coeficiente de performance, recurso conhecido como MPPT (maximum power point tracking). Além desse recurso, o controle de λ também assegura que a turbina não desenvolva velocidades de rotação que violem seus limites operacionais (YIN et al., 2007). A

Figura 3 ilustra uma curva de potência típica de uma turbina eólica. Nessa figura, o eixo das abscissas corresponde ao coeficiente de performance multiplicado pela eficiência do gerador.

Figura 3: Coeficiente de Potência para vários ângulos de passo.



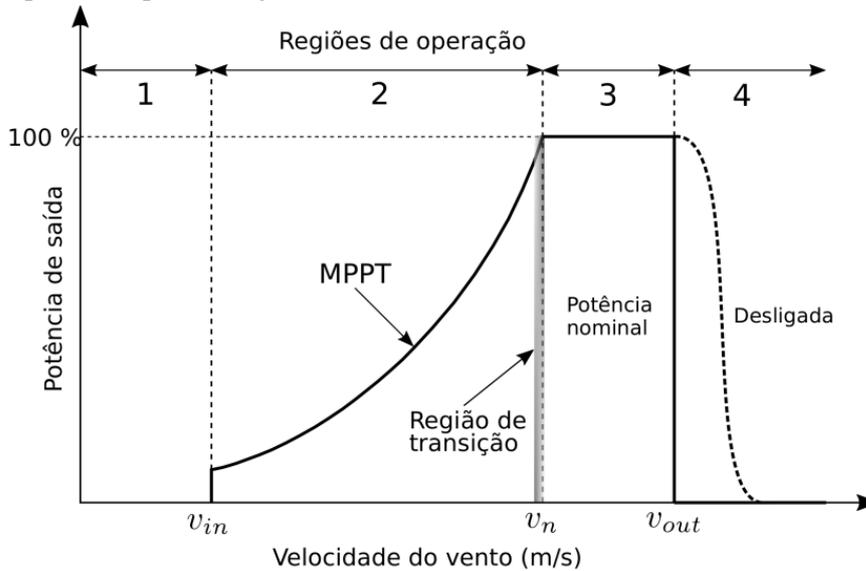
Fonte: PAVINATTO, 2005.

Em turbinas eólicas de baixa e média potência, o controle do ângulo de pitch é raramente utilizado devido ao elevado custo de implantação do mecanismo. Em turbinas de grande potência, por outro lado, o controle de pitch é muito frequente. Nestas turbinas, esse recurso é acionado normalmente para velocidade de vento entre 10 e 25 m/s a fim de regular a potência capturada pelo rotor e manter a potência de saída do gerador em seu valor nominal.

2.6 Curva de potência e controle de potência de uma turbina eólica

A característica da potência elétrica de saída do aerogerador em função da velocidade do vento é denominada curva de potência da turbina. Uma vez que a velocidade do vento é variável e inconstante, a curva de potência da turbina é dividida em regiões, cuja delimitação depende da intensidade dos ventos. Para determinada velocidade de vento, a estratégia de controle utilizada na turbina dependerá da região de operação em que a turbina se encontra. De modo geral, para baixas velocidades de vento, a estratégia de controle aplicada buscará maximizar a captação de potência por meio da aplicação de algoritmos de MPPT, enquanto para elevadas velocidades de vento, o controle priorizará a regulação de potência para assegurar a diminuição de cargas mecânicas sobre a estrutura e manutenção da potência de saída do gerador (MORIM, 2019). A Figura 4 ilustra as regiões típicas de operação de uma turbina de eixo horizontal de grande potência.

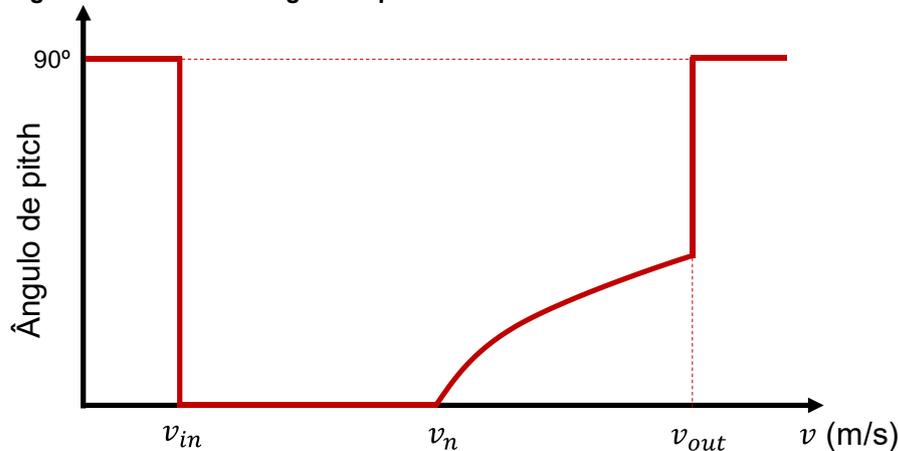
Figura 4: Regiões de operação de uma turbina eólica.



Fonte: MORIM, 2019.

Na região 1 da Figura 4, a injeção de potência pelo gerador é nula, pois as velocidades de vento incidentes no rotor são inferiores à velocidade mínima de partida da turbina, v_{in} . Nesta região de operação, para reduzir as forças aerodinâmicas aplicadas nas pás em repouso, o ângulo de pitch é normalmente ajusto para 90 graus, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5: Controle de ângulo de pitch.



Fonte: Autoria própria.

Na região 2 dessa figura, inicia-se o aproveitamento da energia do vento e a injeção de potência elétrica na rede pelo gerador. Nesta região, a velocidade do vento é inferior à velocidade nominal e, por isso, o controle da turbina prioriza a máxima extração de potência a partir do MPPT. Como estratégia para maximizar a captação de energia, o ângulo pitch é ajustado em zero graus, conforme ilustrado na Figura 5. Esse ajuste permite que o MPPT trabalhe na curva $c_p \times \lambda$ de patamar mais elevado, conforme ilustrado na Figura 3.

Quando a velocidade do vento atinge seu valor nominal, v_n , a potência de saída do gerador alcança seu valor nominal. A partir do valor de v_n , inicia-se a operação na região 3 da Figura 4. Nesta região, o controle de potência da turbina prioriza a utilização de métodos de limitação de potência mantendo-se a velocidade mecânica

de rotação constante. O principal recurso utilizado para isso é o ajuste do ângulo de pitch, conforme ilustrado na Figura 5. A operação na região 3 é encerrada quando a velocidade do vento supera a velocidade de corte da turbina, v_{out} .

A velocidade de corte marca o início da região de operação 4 da Figura 4. Quando a velocidade de vento supera esse valor, o controle de potência reduz a potência de saída para um valor inferior ao nominal para evitar operações de desligamento e religamento abruptas e permitir a geração de energia. Em condições de vento mais severas, por outro lado, a turbina é completamente desligada por meio da atuação de sistemas de freios hidráulicos e aerodinâmicos a fim preservar a estrutura da turbina de esforços destrutivos (MORIM, 2019). A frenagem aerodinâmica é realizada mediante o ajuste do ângulo de pitch para 90 graus, condição que provoca o estol da turbina. A Figura 5 ilustra esse ajuste para velocidade de vento acima de v_{out} .

3 MATERIAIS E MÉTODOS

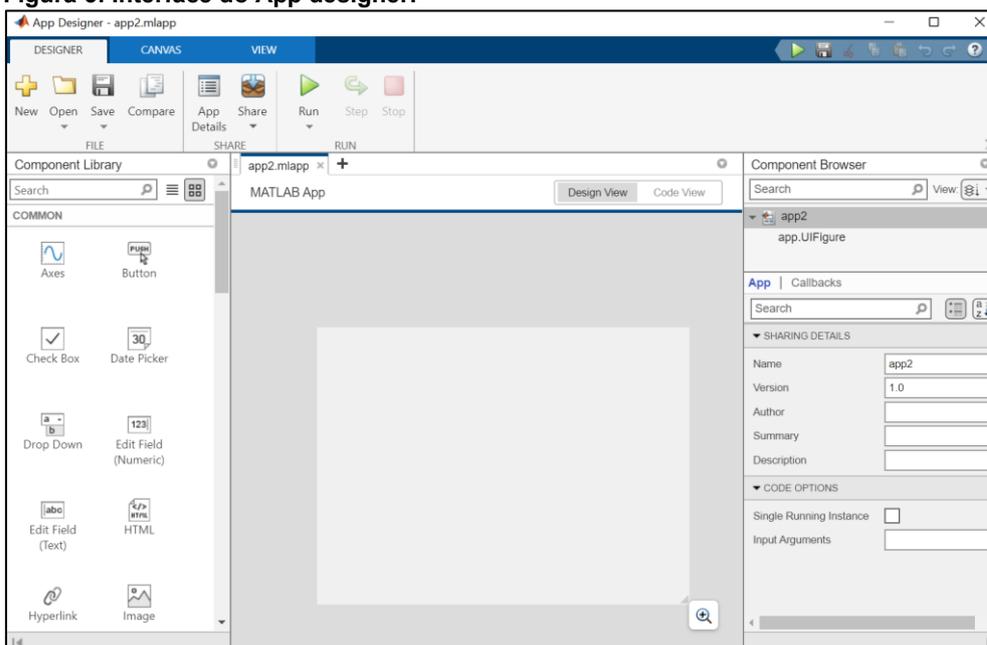
Neste trabalho, o simulador didático será desenvolvido no software MatLab®, por meio de seu ambiente App Designer, que permite a criação manual de interfaces gráficas do utilizador (GUI – Graphical User Interface) de forma rápida e interativa.

3.1 Matlab App Design

O App Design do Matlab consiste em uma ferramenta que agrega recursos para criação elementos gráficos de forma simples e rápida a partir de bibliotecas de objetos gráficos e códigos pré-programados. A biblioteca inclui elementos como botões, áreas de gráficos, caixa de textos, áreas de imagens entre outros elementos. A inclusão desses elementos em uma janela gráfica é feita de forma simples por meio do mecanismo “arrasta e solta”, seguido da associação aos algoritmos que irão definir suas funcionalidades.

A inclusão dos elementos gráficos do programa é realizada no modo de visualização Design View, conforme ilustrado na Figura 7. Neste modo, todos os recursos gráficos e opções de personalização de componentes podem ser acessadas pelo desenvolvedor a partir das barras laterais.

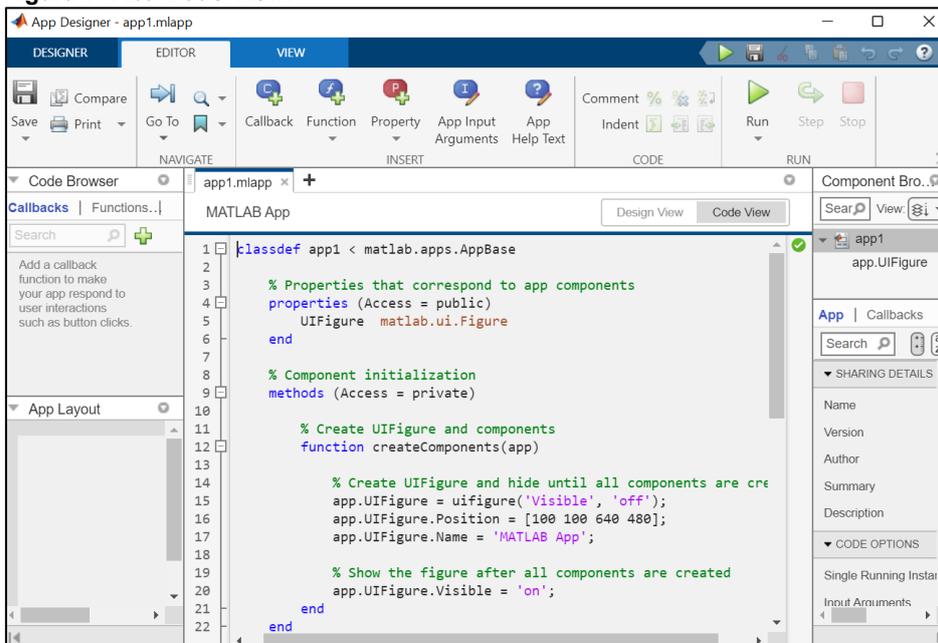
Figura 5: Interface do App designer.



Fonte: Autoria própria.

Após a conclusão da parte gráfica do programa, o desenvolvedor deverá realizar a associação de cada elemento gráfico aos algoritmos que definirão suas funcionalidades. Essa etapa é realizada no modo de visualização Code View, conforme ilustrado na Figura 7. Neste modo, também poderão ser incluídos algoritmos relativos a cálculos numéricos diversos e utilizadas as funções internas do Matlab.

Figura 7: Aba Code View.



Fonte: Autoria própria.

3.2 Implementação e operação do simulador

O primeiro passo realizado para implementação do simulador consistiu na adição de todos os periféricos necessários na aba Designer View. Para a simulação foi utilizado o bloco 'Edit Field', que serve como entrada e saída de valores, essencial para se inserir os parâmetros da turbina e receber os valores dos cálculos realizados. Também foi adicionado o bloco 'Axes' para inclusão dos gráficos da curva de potência do gerador e do coeficiente de performance em função do TSR e do ângulo de pitch. Em seguida, na aba Code View, são colocadas todas as equações citadas nas seções anteriores na forma de algoritmo. A implementação das equações é feita na linguagem de programação própria do Matlab, a qual é semelhante a linguagem C e de fácil implementação.

Após a inserção dos dados de entrada, o algoritmo fará a leitura da velocidade do vento e determinará a região de operação da turbina em sua curva de potência e sua respectiva estratégia de controle, de acordo com os princípios explanados na Seção 2.6, a saber:

- i. Caso a velocidade de vento informada na entrada seja inferior a V_{in} , o algoritmo ajustará o ângulo de pitch em 90 graus.
- ii. Caso a velocidade informada seja maior ou igual a V_{in} e inferior ou igual a V_n , o algoritmo ajustará o ângulo de pitch em 0 graus e determinará o coeficiente de performance e demais dados de saída do simulador de acordo com os dados informados pelo usuário. Nesta região de operação, o usuário deverá executar o rastreamento do ponto de máxima potência a partir do ajuste manual e iterativo do TSR. O usuário poderá inferir o valor ótimo de TSR localizando o pico da curva do C_p . Uma vez que o valor ótimo do TSR for identificado, o usuário poderá verificar que o ponto de operação da turbina segue a curva de potência do modelo de turbina simulado.
- iii. Caso a velocidade do vento informada for superior a V_n e inferior ou igual a V_{out} , o algoritmo ajustará o ângulo de pitch de modo a limitar a potência de saída do gerador ao seu valor nominal. O ajuste é realizado mantendo-se a velocidade de rotação constante e TSR livre para variar de acordo com a velocidade do vento.
- iv. Caso a velocidade informada seja superior a V_{out} , o algoritmo ajustará o ângulo de pitch em 90 graus e desligará o gerador.

Em todos esses casos, será exibido o estado de operação da turbina na caixa de texto localizada na parte inferior do simulador.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção apresenta as funcionalidades do simulador desenvolvido e demonstra, por meio de um estudo de caso, sua utilização para simulação da operação de um aerogerador tipo IV da fabricante WEG modelo AGW 110/2.1. Para simulação da curva do coeficiente de performance em função do ângulo de pitch do TST, utilizou-se a Equação 10 com as constantes apresentadas na Tabela 1, programadas internamente via linhas de código no algoritmo.

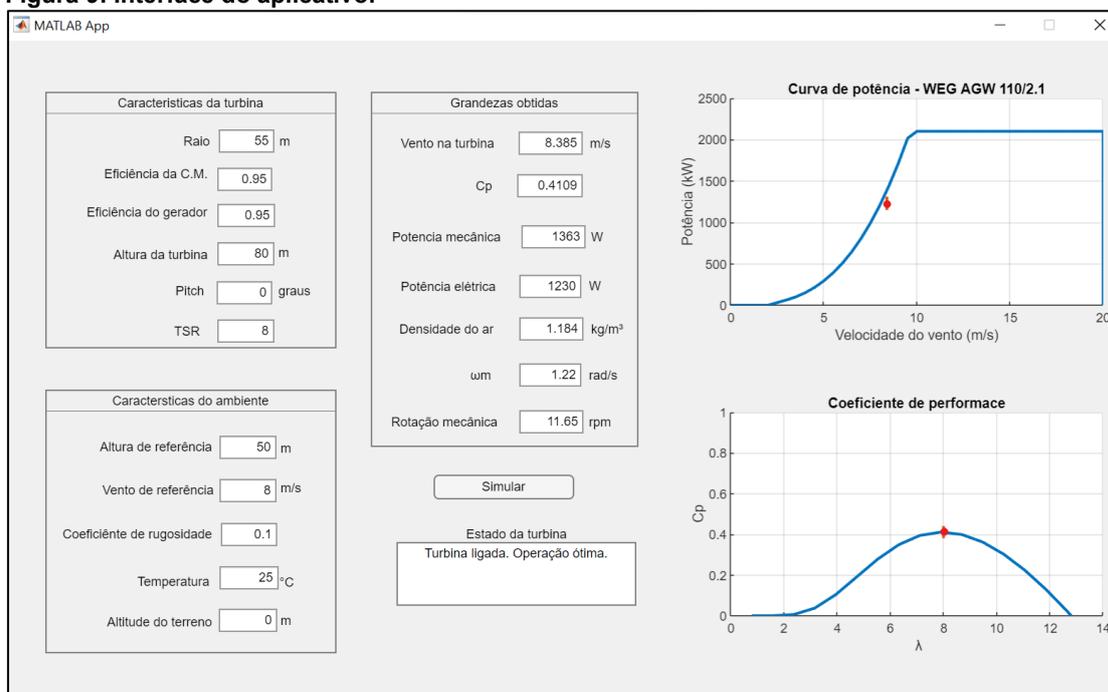
Tabela 1: Constantes do modelo aerodinâmico da turbina.

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8
0,5176	116	0,4	5	21	0,008	0,035	0

Fonte: MARTINELLO, 2013.

4.1 Apresentação do simulador

A Figura 9 apresenta a interface final do simulador proposto. A interface apresentada é dividida em três seções de entradas e saída de dados, nomeadas: Características da turbina, Características do vento e Grandezas obtidas. Além destas seções, a interface ainda apresenta dois gráficos, sendo eles a curva de potência da turbina, conforme o seu datasheet, e a curva do coeficiente de performance em função do TSR. Já na parte inferior da tela foi posicionada a caixa de texto que indica o estado operacional da turbina e, na parte superior da tela, foi posicionado um botão “Simular”, o qual executa o algoritmo descrito na Seção 3.2 sempre que clicado.

Figura 9: Interface do aplicativo.

Fonte: autoria própria.

A seguir serão descritas em detalhes as funcionalidades de cada componente da interface do simulador.

4.1.1 Características da turbina

Na seção de características da turbina, destacada na Figura 10, o usuário informará os seguintes dados: raio do rotor, altura da turbina, eficiência do gerador, eficiência da caixa multiplicadora, ângulo de pitch (β) e o TSR. As caixas de entrada são totalmente editáveis e a cada modificação dos valores o usuário deve pressionar o botão “Simular” para que os resultados da simulação sejam atualizados.

Figura 10: Seção características da turbina.

Características da turbina	
Raio	<input type="text" value="55"/> m
Eficiência da C.M.	<input type="text" value="0.95"/>
Eficiência do gerador	<input type="text" value="0.95"/>
Altura da turbina	<input type="text" value="80"/> m
Pitch	<input type="text" value="0"/> graus
TSR	<input type="text" value="8"/>

Fonte: Autoria própria.

4.1.2 Características ambientais

Na seção de características ambientais, destacada na Figura 11, o usuário informará os seguintes dados: altura de referência – que corresponde à altura na qual a velocidade do vento foi medida no terreno de instalação –, a velocidade do vento de referência – que corresponde ao valor medido via estação anemométrica no terreno de instalação da turbina –, o coeficiente de rugosidade do terreno, a temperatura ambiente e a altitude do terreno de instalação da turbina. A altura e velocidade do vento de referência são utilizadas para o cálculo da velocidade do vento na altura do eixo da turbina informada a partir da Equação 5. Já o dado de altitude do terreno, juntamente com o dado de altura da turbina, informada na seção de características da turbina, serão utilizados para o cálculo da densidade do ar na altitude do eixo do rotor da turbina a partir da Equação 6.

Figura 11: Seção características do ambiente

Características do ambiente	
Altura de referência	<input type="text" value="50"/> m
Vento de referência	<input type="text" value="8"/> m/s
Coefficiente de rugosidade	<input type="text" value="0.1"/>
Temperatura	<input type="text" value="25"/> °C
Altitude do terreno	<input type="text" value="0"/> m

Fonte: Autoria própria.

4.1.3 Grandezas calculadas e janelas de gráficos

A seção de grandezas calculadas, destacada na Figura 12, resume os dados calculados a partir das informações fornecidas pelo usuário. O coeficiente de performance é determinado a partir da Equação 10, das constantes apresentadas na

Tabela 1 e do TSR informado pelo usuário. A potência extraída e potência elétrica de saída são determinadas pelas Equações 7 e 8 respectivamente. A velocidade de rotação mecânica da turbina é determinada por meio da Equação 9, a partir do valor fornecido para o TSR e a velocidade do vento calculada para a altura do eixo da turbina.

Figura 12: Janela de grandezas obtidas.

Grandezas obtidas		
Vento na turbina	<input type="text" value="8.385"/>	m/s
Cp	<input type="text" value="0.4109"/>	
Potencia mecânica	<input type="text" value="1363"/>	W
Potência elétrica	<input type="text" value="1230"/>	W
Densidade do ar	<input type="text" value="1.184"/>	kg/m ³
ω_m	<input type="text" value="1.22"/>	rad/s
Rotação mecânica	<input type="text" value="11.65"/>	rpm

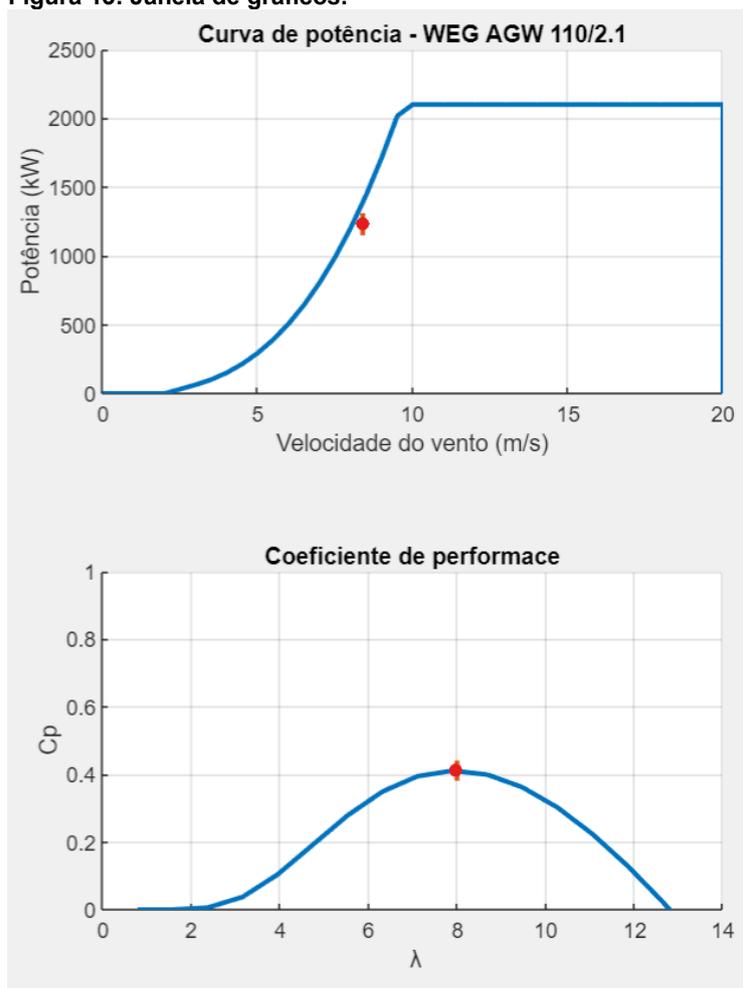
Fonte: Autoria própria.

Na janela de gráficos são apresentadas a curva característica da turbina e sua a curva de coeficiente de performance em função do TSR. Foi adicionado um ponto na cor vermelha em ambas as curvas para representar o ponto de operação atual da turbina. Por meio dessa marcação, o usuário pode verificar a região de operação atual da turbina e orientar-se quanto aos ajustes necessários para alcançar determinado ponto de operação. A Figura 13 ilustra a marcação do ponto de operação da turbinas nas janelas de gráfico.

O ponto de operação coincidirá com a curva de potência da turbina quando o usuário aplicar a estratégia de controle prevista para a região de operação e ajustar os parâmetros de controle de potência nominais, isto é, o TSR e β ajustados pelo fabricante para a velocidade de vento informada. Quando os parâmetros ajustados não coincidirem com aqueles ajustados pelo fabricante para a velocidade de vento informada, o ponto de operação da turbina poderá ser inferior ou superior à curva de potência da turbina.

A operação abaixo da curva, apesar de possível, representa um pondo de operação não ótimo, isto é, não o aproveitamento máximo da capacidade do gerador e da energia disponibilizada pelo vento. Já a operação em um ponto superior à curva de potência da turbina representa uma condição não aceitável, pois a potência fornecida viola os limites operacionais do gerador, exigindo a atuação dos mecanismos de controle de potência.

Figura 13: Janela de gráficos.



Fonte: Autoria própria.

4.2 Demonstração de resultados

A seguir será apresentada uma demonstração do uso do simulador para análise da operação do aerogerador descrito na Tabela 1. Na demonstração, buscou-se simular a turbina WEG AGW 110/2.1 nas quatro regiões de operação descritas na Figura 4. Para cada região de operação são descritos os ajustes necessários para o correto controle de potência da turbina. A Tabela 2 apresenta as características elétricas e mecânicas da turbina utilizada.

Tabela 2: Parâmetros elétricos e mecânicos da turbina WEG AGW 110/2.1.

Potência nominal	2100 kW
Velocidade de partida	3 m/s
Velocidade nominal	10 m/s
Velocidade de corte	20 m/s
Diâmetro	110 m
Altura do cubo	80 m

Fonte: Catálogo WEG AGW 110 2.1. (2017)

Os demais parâmetros utilizados na simulação da turbina estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros da simulação.

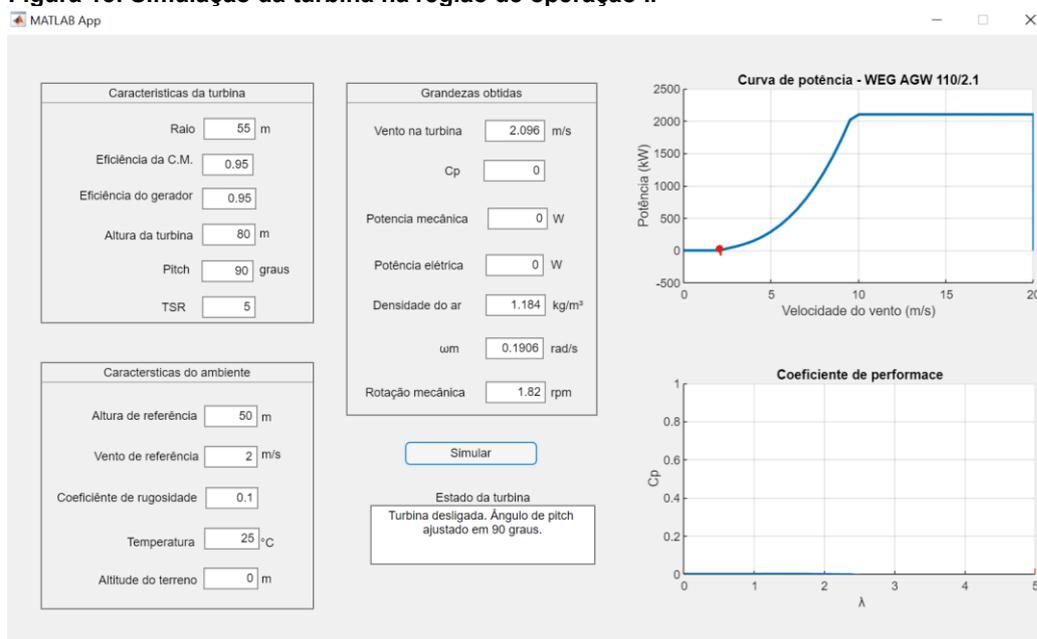
Eficiência do gerador	0,95
Eficiência da caixa multiplicadora	0,95
Altura do eixo da turbina	80 m
Temperatura ambiente	25 °C
Altitude do terreno	0 m

Fonte: Autoria própria.

4.2.1 Operação da turbina na região I

Para simular a operação na região I, o usuário deve submeter a turbina a uma velocidade de vento abaixo de V_{in} . Por exemplo, informando-se a velocidade de referência de 2 m/s, conforme a Figura 15, verifica-se uma intensidade do vento no eixo da turbina de 2,096 m/s. Uma vez que essa velocidade é inferior à velocidade de partida, a turbina se encontrará desligada com o ângulo de pitch ajustado em 90 graus.

Figura 15: Simulação da turbina na região de operação I.



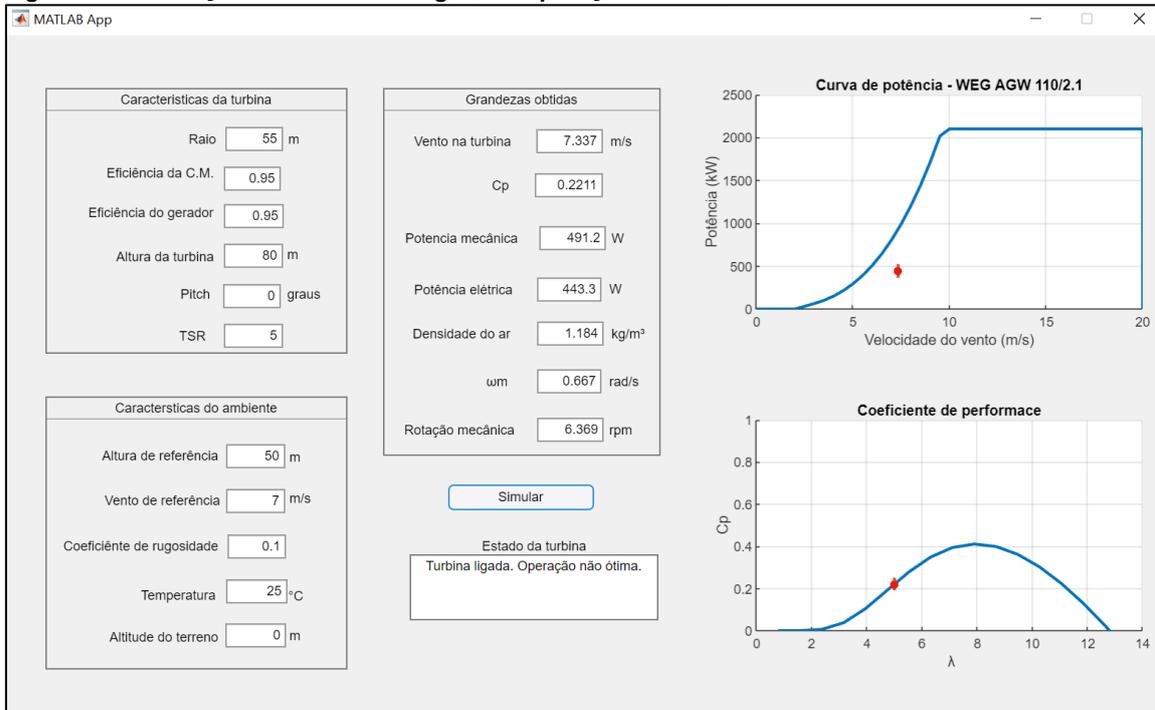
Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Operação da turbina na região II

Para simular a operação da turbina na região de operação II, o usuário deverá submeter a turbina a uma velocidade de vento superior ou igual a V_{in} e inferior ou igual a V_n . Como exemplo, informando-se a velocidade de referência de 7 m/s, conforme a Figura 16, verifica-se que a velocidade do vento no eixo da turbina será de 7,337 m/s.

Para essa velocidade, o algoritmo ajustará o ângulo de pitch em 0 graus e apresentará na seção “Grandezas obtidas” os parâmetros de operação calculados para a turbina. Na seção “Estado da turbina” é sugerido que o usuário realize o rastreamento do ponto de máxima potência a partir do ajuste do TSR para o seu valor ótimo, isto é, para o valor que maximiza o coeficiente de performance.

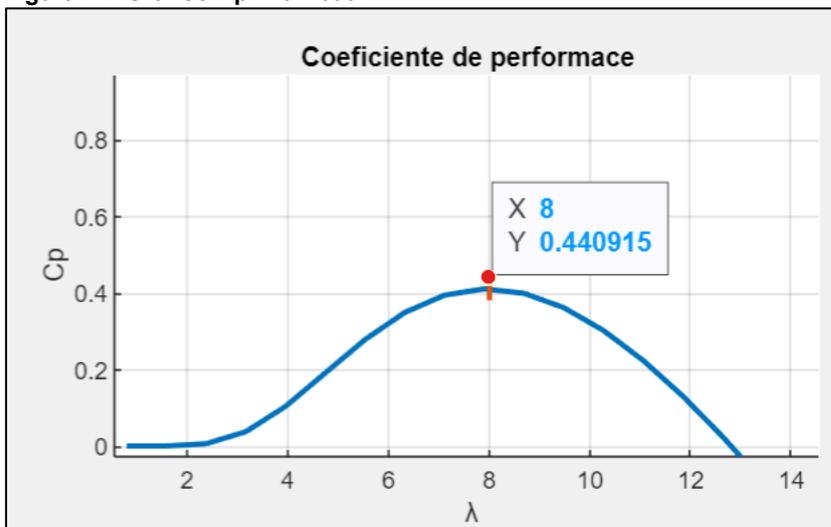
Figura 16: Simulação da turbina na região de operação I.



Fonte: Autoria própria.

Conforme o destacado na Figura 17, o valor ótimo aproximado para o TSR é 8 para a velocidade informada. Com esse ajuste, o ponto de operação da turbina coincide com a sua curva de potência, indicando que a turbina opera de acordo com suas características de projeto para a velocidade informada.

Figura 17: Gráfico C_p x λ .

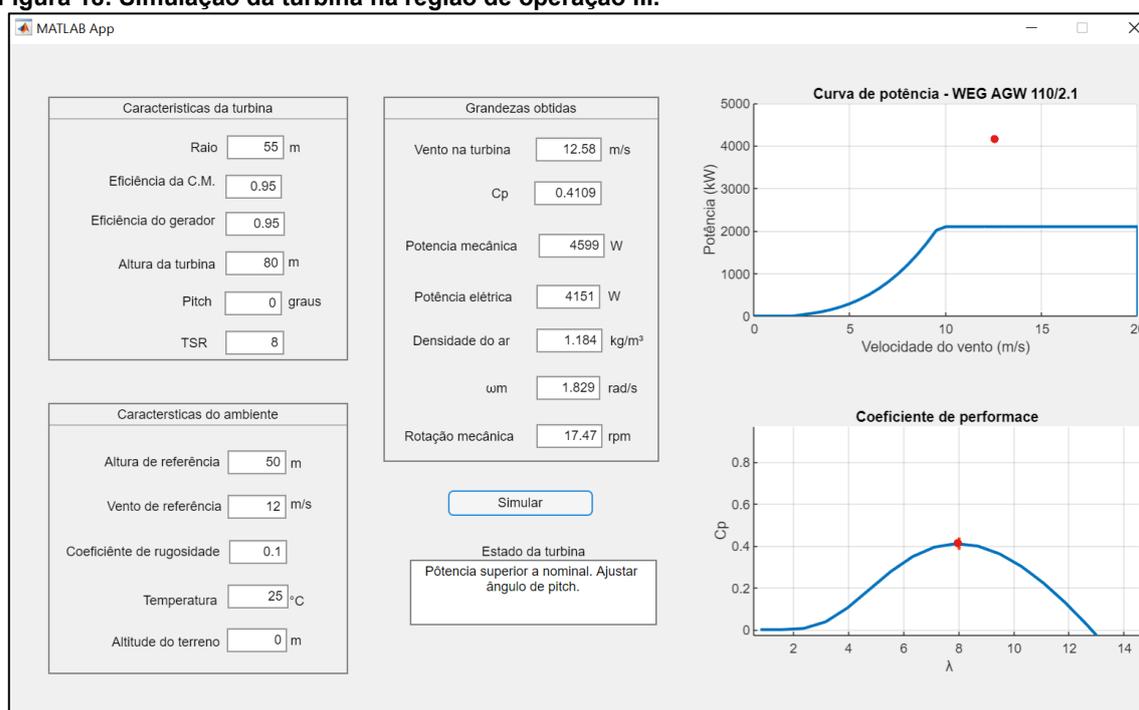


Fonte: Autoria própria.

4.2.3 Operação da turbina na região III

Para simular a operação da turbina na região III, o usuário submeter a turbina a uma velocidade de vento superior a V_n e inferior ou igual a V_{out} . Como exemplo, informando-se uma velocidade de referência de 12 m/s, verifica-se que a velocidade do vento no eixo da turbina será de 12,58 m/s, conforme apresentado na Figura 18. Para essa velocidade, verifica-se que o ponto de operação da turbina se encontra acima da curva de sua curva de potência. Por tratar-se de um ponto de operação não viável, o algoritmo sugere ao usuário que limite a potência capturada a partir do ajuste do ângulo de pitch.

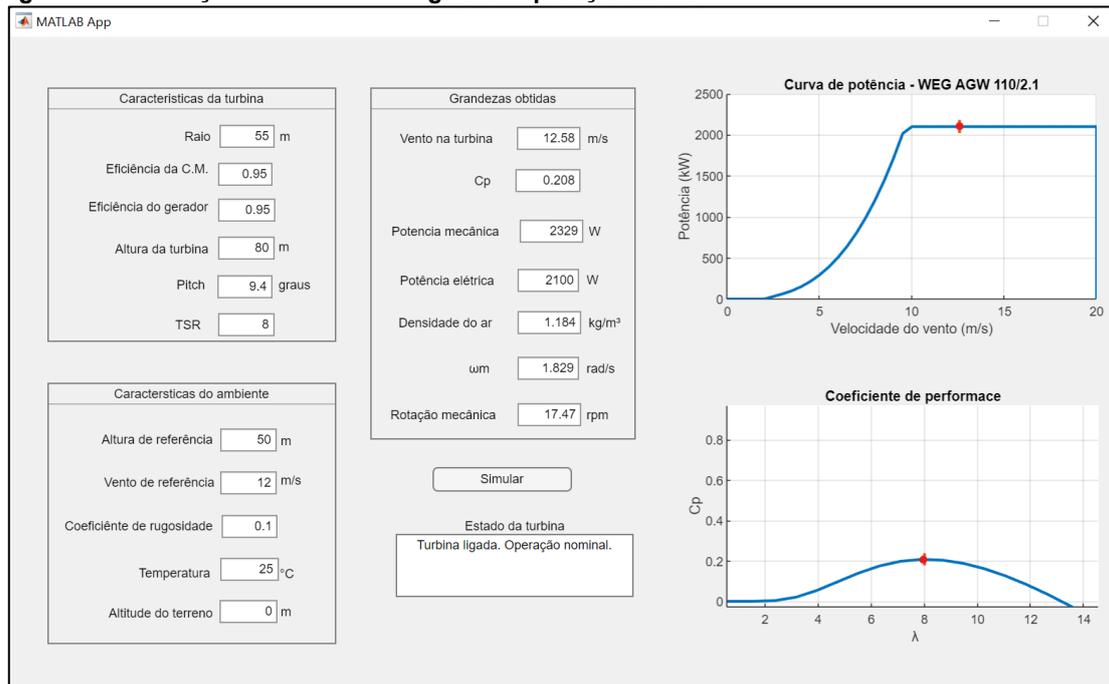
Figura 18: Simulação da turbina na região de operação III.



Fonte: Autoria própria.

Realizando-se o ajuste do ângulo de pitch para 9,4 graus, verifica-se que o ponto de operação é corrigido, limitando a potência injetada pelo gerador ao seu valor nominal 2.100 kW, conforme ilustrado na Figura 19. Após o ajuste, a seção “Estado da turbina” passou a indicar que a turbina opera em condições normais.

Figura 19: Simulação da turbina na região de operação III.

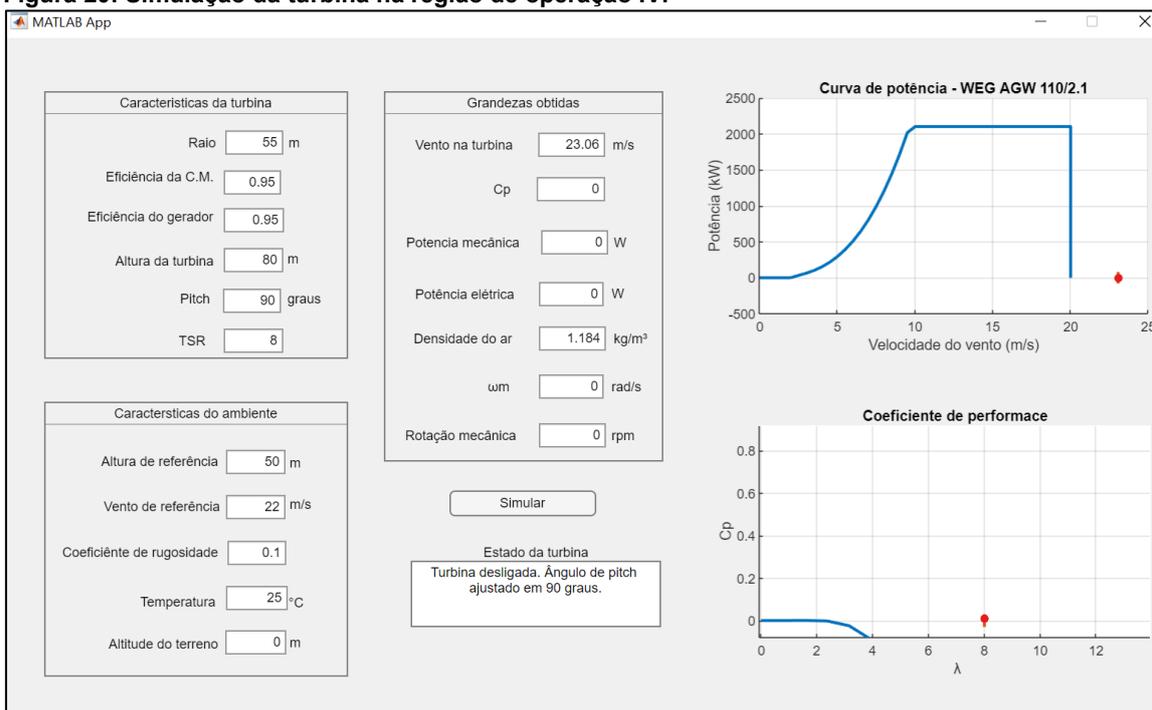


Fonte: Autoria própria.

4.2.4 Operação da turbina na região IV

Para simular a operação na região IV, o usuário deve informar uma velocidade de referência superior a V_{out} . Como exemplo, informando-se a velocidade de 22 m/s, verifica-se que a velocidade no eixo da turbina será de 23,06 m/s, conforme ilustrado na Figura 20. Uma vez que essa velocidade supera V_{out} , o algoritmo desliga o gerador e promove o ajuste do ângulo de pitch para 90 graus a fim de reduzir os esforços mecânicos aplicado na estrutura da turbina.

Figura 20: Simulação da turbina na região de operação IV.



Fonte: Autoria própria.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este presente trabalho desenvolveu um simulador didático com interface gráfica que visa facilitar o entendimento sobre o funcionamento e controle de potência das turbinas eólicas de eixo horizontal. O simulador foi desenvolvido a partir da ferramenta App Design do Matlab.

O simulador desenvolvido conta com um algoritmo interno que determina a condição de operação da turbina eólica, a partir dos dados informados pelo usuário, e fornece orientações acerca das ações de controle de potência necessárias para correta operação da turbina de acordo com a estratégia de controle usualmente utilizada em turbinas eólicas comerciais.

As funcionalidades do simulador desenvolvido foram demonstradas a partir de um estudo de caso com a turbina WEG AGW 110/2.1. Por meio de caso, pode-se explicar os procedimentos de uso do simulador e exemplificar a aplicação dos princípios de rastreamento do ponto de máxima potência e de limitação de potência via controle do ângulo de pitch, elucidando o potencial didático da ferramenta desenvolvida.

Em trabalhos futuros, sugere-se a implementação de um modo de controle automático da turbina, isto é, um algoritmo capaz de realizar, de forma automática, o desligamento da turbina, a função de MPPT ou à limitação via controle de pitch, para qualquer velocidade de vento informada pelo usuário. Adicionalmente, sugere-se a inclusão de simulação da turbina para uma série histórica de velocidades de vento e também a implementação para o sistema Android e IOS.

6 REFERENCIAS

Aerogeradores - AGW110 / 2.1 e AGW110 / 2.2. Catalogo de produtos – WEG. 2017. Disponível em: < <https://www.weg.net/catalog/weg/>> Acesso em: 29 jun. 2022.

ALMEIDA, Rafael de Queiroz. Modelagem de uma turbina eólica em escala reduzida e controle da velocidade de rotação via planicidade diferencial. UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, Faculdade de Tecnologia. 2016.

Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). (2020). Boletim anual de geração eólica 2020. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o_2020.pdf>. Acesso em: 21 Dez. 2021.

ANEEL. Atlas de Energia Eólica do Brasil. Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2002

BAZZO, Thiago D. P. M. Implementação de controle vetorial em geradores assíncronos.. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 90. 2007.

BETZ A. (D. G. Randall, Trans), Introduction to the Theory of Flow Machines, 1966.

CUSTÓDIO. Ronaldo dos Santos. Energia Eólica para a Produção de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 319p.

FADIGAS, E.A.F.A. Energia eólica - Série sustentabilidade. Rio Grande do Sul: Editora Antus, 2011.

GWEC, Global W. E. C.-. Global Wind Statistic 2011. [S.I.]. 2011.

MARTINELLO, Diana. ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM APLICATIVO EM AMBIENTE SIMULINK/MATLAB PARA SIMULAÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2013.

MORIM, Ricardo B. Controle individual de passo para turbinas eólicas utilizando controlador adaptativo. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, RS, 2019.

OLIVEIRA, José Rodrigo de. EMULADOR DE TURBINA EÓLICA: UMA FERRAMENTA PARA O ESTUDO EXPERIMENTAL E COMPUTACIONAL. Faculdade de Engenharia de Bauru (FEB) – UNESP. 2019.

PEREIRA, M.M. Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2004.

PAVINATTO, Eduardo F. Ferramenta para Auxílio à Análise de

Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica. 2005. [s.n.], Rio de Janeiro, 2005.

RASILA, Mika. Torque and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine. Charlmes University of Tecnology. Gotemburgo. 2003.

REIS, L. B. dos. Geração de Energia Elétrica. [S.l.]: Manole Ltda, 2011.

VILAVERDE, Jerônimo. Modelagem e Controle de um Sistema de Conversão de Energia Eólica com Gerador Síncrono de Íma Permanente. Universidade Federal do Pampa – Unipampa. Alegrete, RS. 2019.

YIN, Ming et al. Modeling of the Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator for Integration. IEEE, 2007.