

# Projeto de Aerogerador no Ceará

*UFPE, Engenharia de Energia*

Leonardo T. Peregrino

*Introdução à Engenharia Eólica*

---

## Resumo

O desenvolvimento de aerogeradores capazes de converter energia mecânica do vento em energia elétrica é bastante recente, tendo sido estudado a apenas aproximadamente um século e meio. Em 1888 foi construída a turbina eólica de Charles Brush: possuía 17 metros de altura e gerava incríveis, para a época, doze kilowatts de potência [1]. Ao longo do século XX, a tecnologia foi vertiginosamente aprimorada até o ponto de passar a ser economicamente viável. O emprego da aerogeração como investimento requer uma série de análises e previsões técnicas, tanto para a própria estimativa de geração, como também para a necessidade de conexão com a rede. O presente projeto tem como objetivo a investigação do regime de ventos em Paracuru, no Ceará, bem como a descrição de um único aerogerador modelo para a localização. Serão usadas ferramentas como: a distribuição probabilística de Weibull, a moderna teoria do elemento de pá dos aerogeradores, a plataforma do centro Europeu para previsão metereológica de médio alcance e auxílio computacional através do MATLAB e Python. Ao fim deste estudo, será possível apresentar um aerogerador ideal com suas diversas características, como curva de potência, velocidade de desenho e propriedades elementares de suas pás.

*Palavras Chaves:* Aerogerador, Eólica, Elemento de Pá, Ceará, Curva de Potência, MATLAB

---

## **1. Introdução**

### *1.1. Contexto Geral*

Segundo o Balanço Energético Nacional, a geração de energia eólica no Brasil, entre 2016 e 2017, saltou de 33.489 GWh para 42.373 GWh, um aumento de 26,5% [2]. Apesar de ainda ser um valor pequeno em comparação com a dimensão da matriz energética brasileira, o salto de oferta da fonte só ficou atrás da solar fotovoltaica. O crescimento demonstra claramente um forte interesse da sociedade no campo das renováveis provenientes do sol e do vento. Principalmente, dois fatores podem explicar a tendência: o aperfeiçoamento tecnológico que possibilitou rendimentos elétricos cada vez mais altos e a necessidade de fontes que impactassem menos a natureza e o convívio humano.

A crescente oferta de energia eólica é, também, produto de estudos de campo. As análises iniciais estimam a relevância econômica da aplicação em um determinado local. Por isso, parte vital do projeto de uma central é a investigação prévia do regime de ventos, que possibilita o desenho da pá ideal.

### *1.2. Objetivos*

Neste projeto, será avaliado a possibilidade de implantação de um aerogerador em Paracuru, Ceará. Tendo em vista a necessidade de estudos prévios, o recurso eólico disponível irá ser analisado no local, com dados provenientes de uma torre anemométrica e database internacional de meteorologia.

O objetivo principal é a modelagem de um rotor ideal para as determinadas coordenadas geográficas. Algumas condições de operação serão fixadas, como: rotação do eixo, perfil aerodinâmico da pá e a potência nominal. Através do método de *constant lift* e com a pá dividida em 40 seções, será possível uma aproximação inicial sobre o design do aerogerador.

## 2. Metodologia

### 2.1. Obtenção dos dados

O primeiro passo para a realização deste trabalho é a obtenção de dados, o qual será proveniente de dois tipos de fontes: um anemômetro posicionado na localização desejada e a plataforma *ECMWF* (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). Cada fonte caracterizará velocidade e hora de medição.

Os valores da torre anemométrica já são sabidos e disponíveis. Os dados possuem um *timestep* de 10min ao longo de cerca de dois anos.

O *ECMWF* possui um banco de informações de longa data. Entretanto, é permitido o download direto mensal, apenas. É necessário, então, requisitar da plataforma um período longo e suficiente para caracterizar o regime de ventos do local. A solicitação é feita através da biblioteca *ecmwfapi* em Python que baixa todo intervalo desejado pelo código feito. O código utilizado se encontra no Apêndice A.

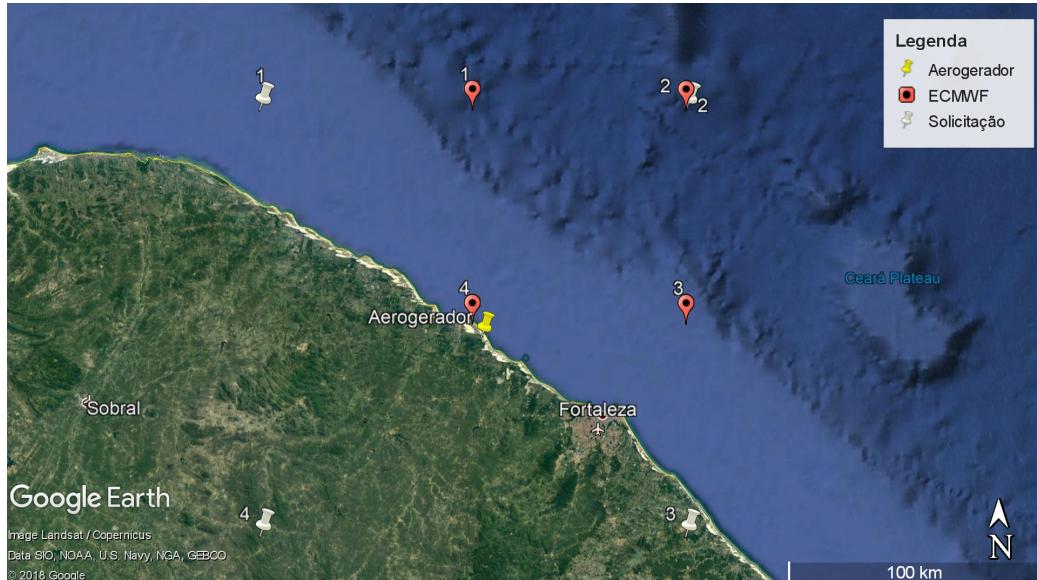


Figura 1: Visualização da torre, os pontos solicitados via Python e os retornados pela plataforma

Além da série horária de velocidades, estará previamente fixado a velocidade angular do rotor ( $\Omega$ ), o número de pás ( $B$ ), a potência nominal ( $P_{nom}$ ), o perfil aerodinâmico ( $C_l(\alpha), C_d(\alpha)$ ) e o número de seções.

## 2.2. Pré-processamento de dados

Os dados serão manipulados para extração de novos parâmetros através do MATLAB. O carregamento das informações no software será feito com a biblioteca nctoolbox.

Dentro do código será necessário fazer algumas alterações prévias. Como o *timestep* do anemômetro é de apenas 10min, será usado apenas as linhas múltiplas de 36, resultando em um novo de 6h. Os fusos horários das fontes estão defasadas e por isso deve-se compensar 3h de diferença.

As velocidades de cada ponto de malha do *GCM* (Global Circulation Model) possuem duas direções, norte/sul e leste/oeste. Será lidado apenas com os módulos das velocidades, ou seja: suas hipotenusas.

Apesar da torre anemométrica fornecer dados com mais confiabilidade, seu intervalo de operação é muito curto, faz-se indispensável realizar uma regressão linear de mesmo período com as hipotenusas do *GCM*. A reta de regressão pode ser representada [3] por:

$$\hat{\mathbf{Y}} = \sum_{i=0}^N \hat{\beta}_i \mathbf{X}_i + \hat{\epsilon}_i \quad (1)$$

Com a regressão, cria-se uma nova série temporal mais confiável do *GCM* e que será concatenada com a do anemômetro.

## 2.3. Estatística dos dados

Em posse da série devidamente concatenada, é possível ajustar um modelo probabilístico de velocidades ao longo de todo o tempo considerado. No que se refere ao padrão eólico, a distribuição de Weibull é muito usada pois costuma representar bem os dados. Ela se caracteriza por sua função cumulativa de probabilidade:

$$F(x; \lambda, k) = \begin{cases} 1 - \exp(-(x/\lambda)^k) & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (2)$$

A função será usada para calcular a potência gerada por bin de velocidade e, com o bin mais energético do local, poderá definir-se a velocidade de design ( $u_{EP_{max}}$ ). Inicialmente, será usada a densidade potência, já que ainda não se sabe o raio do aerogerador. A potência produzida por área de rotor pode ser calculada por:

$$\frac{P}{A} = (F_i - F_{i-1}) \times \frac{1}{2}(p_i + p_{i-1}) \quad (3)$$

Onde:

$$p_i = \frac{1}{2} \rho U_i^3$$

#### 2.4. Cálculo do Raio e Curva de Potência

A velocidade de design, por sua, vez será usada na equação de potência disponível para calcular o raio do rotor na potência pré-definida de 400kW. É preciso levar em conta que a potência em questão é nominal e elétrica, ajustada com dois fatores:  $\gamma_{des}$  e  $\gamma_{elet}$ , 0.35 e 0.44, respectivamente. Logo, calcula-se o raio do rotor através de:

$$\gamma_{des} \times P_{nom} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_{des}^3 \times \gamma_{elet} \quad (4)$$

Em sequência, resta o cálculo da curva de potência com todas velocidades, até a potência nominal. A partir da velocidade nominal até a velocidade de *cut-out*, a potência mantém-se constante e vai a zero depois de  $u_{cut-out}$ .

#### 2.5. Cálculo das propriedades da pá

É necessário consultar a tabela do perfil aerodinâmico para determinar qual será o ângulo de ataque das pás, o que maximiza a relação  $\frac{C_l}{C_d}$ . Neste trabalho, foi usado o perfil NACA 63-415 em que  $\alpha_{ideal} = 4^\circ$  e assim fornece em torno de cem vezes mais sustentação que arrasto. Como a diferença entre as forças é muito alta, uma boa aproximação à turbina ideal é considerar  $\alpha = 4^\circ$  e  $C_d = 0$ . Segundo a seção 3.9 de Manwell et al. [4], que trata da forma ideal das pás com  $C_d = 0$  e com rotação na esteira, os parâmetros de desenho podem ser descritos pelas seguintes relações:

$$\varphi = \frac{2}{3} \times (\tan^{-1} \frac{1}{\lambda_r}) \quad (5)$$

$$c = \frac{8\pi r}{BC_l} \times (1 - \cos \varphi) \quad (6)$$

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4(\sin \varphi)^2}{\sigma C_l \cos \varphi}} \quad (7)$$

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (8)$$

### 3. Resultados

A regressão linear (equação 1) resultou em um modelo razoável e com  $R^2 = 0.605$ . A qualidade do ajuste pode ser visualizada através do *scatter* entre as velocidades da regressão e de um ponto de malha do *GCM*.

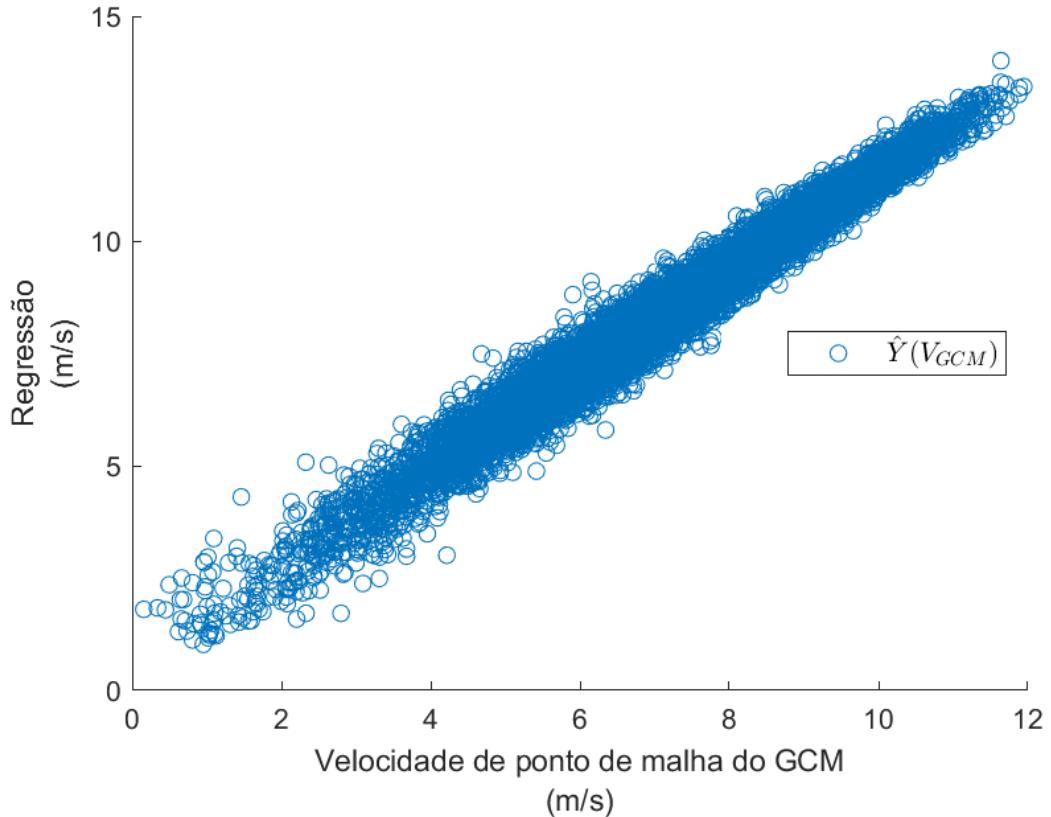


Figura 2: Linearidade visualizada entre  $\hat{Y}$  e  $V_{GCM}$

O ajuste da função de probabilidade de Weibull forneceu os parâmetros  $\lambda = 9.569$  e  $k = 4.595$ . Pelo gráfico seguinte pode-se perceber que a velocidade mais provável está um pouco abaixo dos 10 m/s, o que é esperado já que boa parte dos dados se encontrava nessa faixa.

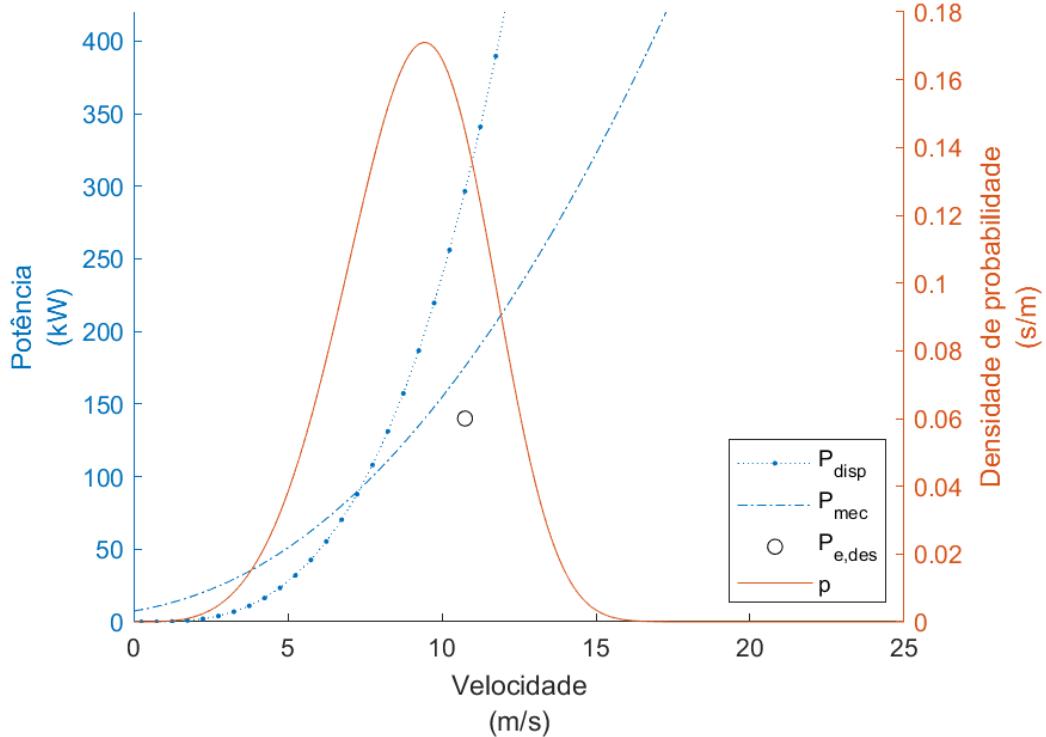


Figura 3: Potência mecânica, elétrica, de design e densidade de probabilidade

A potência mecânica cresce indefinidamente com o cubo do raio. A elétrica cresce mais devagar devido à eficiência de 44% da máquina e mantém-se constante na velocidade nominal, até o *cut-out* em 25 m/s. A velocidade de design do aerogerador é levemente deslocada para a direita dos 10 m/s - totalizando 10.25 m/s - devido ao crescimento cúbico da potência que ainda compensa a probabilidade decrescente dos ventos.

O raio calculado foi de 12.416 m. A pá foi discretizada em 40 seções. Nos gráficos seguintes, os círculos representam a resposta calculada para aquele ponto exato e uma curva foi ajustada por cima.

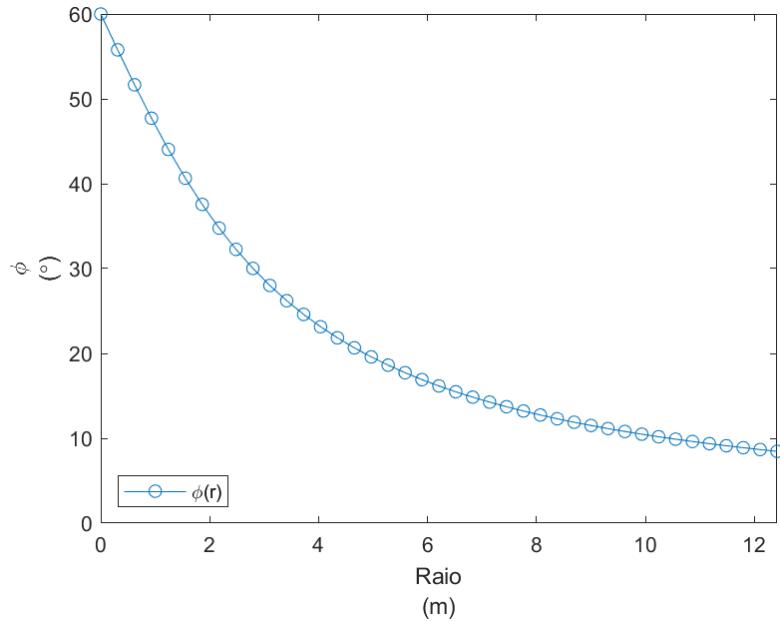


Figura 4: Ângulo de fluxo ao longo da pá

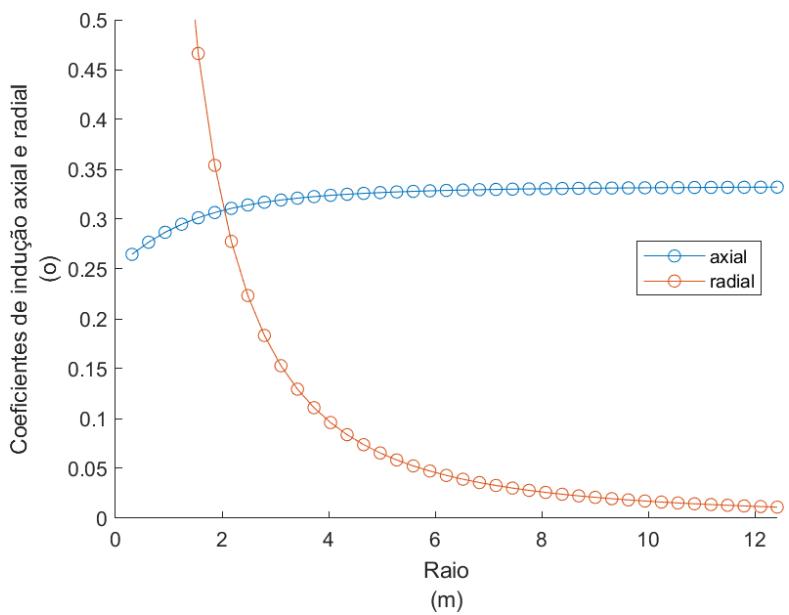


Figura 5: Coeficientes ao longo da pá

O desenho da corda pela função 6 começa do zero, cresce até o máximo de 4.2 m e, por fim, decresce até 1.46 m. Apesar da corda não ir para a  $y=0$ , como seria esperado em uma pá comum, o eixo x da representação pode ser transladado para que ela termine suavemente com  $c=0$ . O ajuste é representado pela linha preta tracejada e que faz que o máximo seja de 2.74 m.

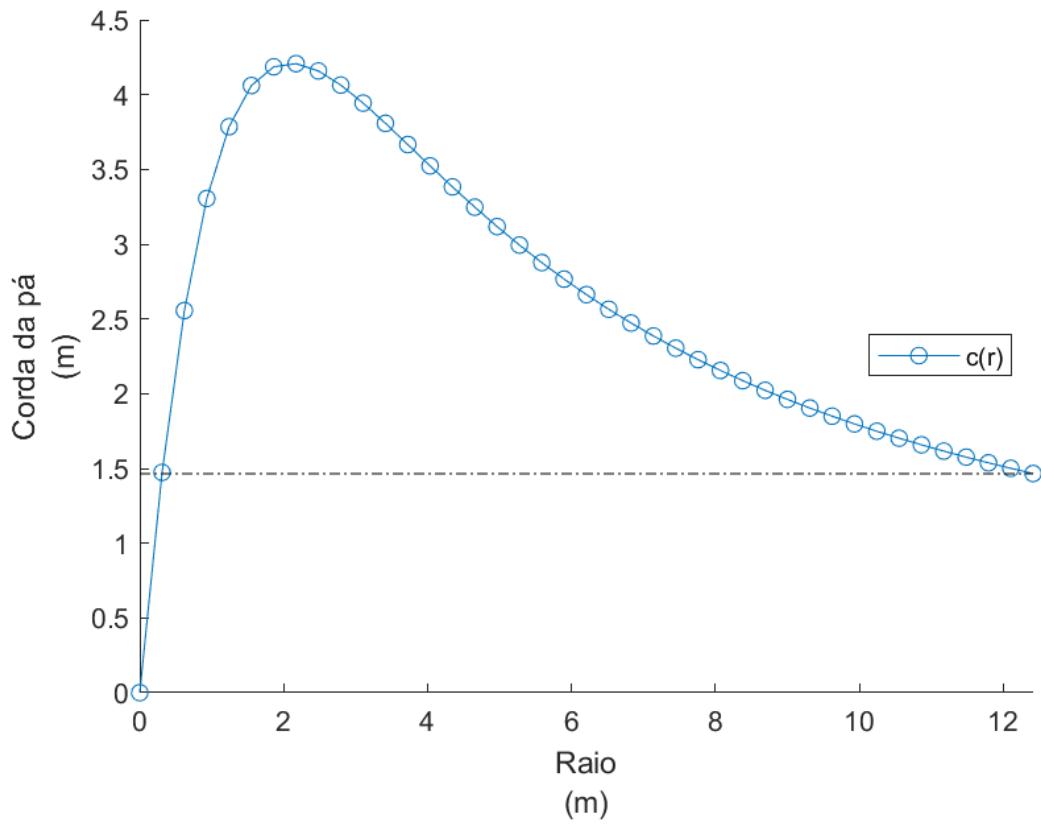


Figura 6: Corda ao longo da pá

#### **4. Conclusão**

O projeto de um aerogerador é extremamente sofisticado e faz uso de diversos conhecimentos de ponta, necessitando de estatística, física, medições e modelos. Apesar da metodologia usada ser avançada, ela ainda é rudimentar em comparação à disponível na literatura. Foram ignorados conceitos importantes como a correção de Prandtl-Glauert, o método iterativo de parâmetros, o coeficiente de arrasto e a direção dos ventos do *ECMWF*.

As principais deficiências da modelagem foram: o razoável ajuste multi-linear de  $R^2 = 0.605$  e a corda da pá, por começar do 0, não terminar em 0, necessitando correção. Os resultados foram bons para uma primeira aproximação mas fracos para a implantação real de um aerogerador. Entretanto, uma leve mudança teórica em alguns passos do método, como a aplicação dos conceitos não utilizados citados anteriormente, pode aumentar consideravelmente a confiabilidade do estudo.

## Apêndice A. Código Python

```
#!/usr/bin/env python
from ecmwfapi import ECMWFDataServer
server = ECMWFDataServer()
server.retrieve({
    "class": "ei",
    "dataset": "interim",
    "date": "1996-08-17/to/2007-08-17",
    "expver": "1",
    "grid": "0.75/0.75",
    "levtype": "sfc",
    "param": "165.128/166.128",
    "step": "0",
    "stream": "oper",
    "time": "00:00:00/06:00:00/12:00:00/18:00:00",
    "area": "-2.661778/-39.734110/-4.161778/-38.234110",
    "type": "an",
    "target": "dados_ecmwf.nc",
})
}
```

## Apêndice B. Código MatLab

```
%instalar nctoolbox
addpath('caminho.até.nctoolbox\nctoolbox');
setup_nctoolbox;

%%%%dados referentes ao ecmwf%%

ecmwf=ncgeodataset('dados_ecmwf.nc');

%carregar velocidade u
u=ecmwf.data{'10_metre_U_wind_component_surface'};
%retirar dados da longitude mais afastada
u(:,:,1)=[];
u=double(u);

%carregar velocidade v
v=ecmwf.data{'10_metre_V_wind_component_surface'};
%retirar dados da longitude mais afastada
v(:,:,1)=[];
v=double(v);

%variaveis em formato timetable
tempo=datetime(datevec(ecmwf.time('time')),'TimeZone','+00:00');
gcm=timetable(tempo,u,v);
gcm,tempo.TimeZone='-03:00';

clear u v tempo ecmwf

%%%%dados referentes ao anemômetro%%

v=load('T.mat');           %carregar velocidades
v=v.T;                      %atribuir velocidades a uma matriz

%tempo em formato datetime
tempo=load('DATA_torre.mat');
```

```

tempo = datetime(datevec(tempo.DATA_torre,'yyyymmddHHMM'),'TimeZone',
'-03:00');
anem=timetable(tempo,v);

clear tempo v

%%%regressão linear múltipla%%%

m=hypot(gcm.u,gcm.v); %tirar módulo de (u,v)
deltat_anem=(28:36:length(anem.v)).'; %criar contador de 6 em 6h

%contador T0=T0_anem
deltat_ecmwf=(11693:11692+length(deltat_anem)).';

clear f i

M=m(deltat_ecmwf,:,:);
Y=anem.v(deltat_anem); %definir vetor de variáveis e coef linear
X=[ones(length(deltat_anem),1) M(:,1,1) M(:,1,2) M(:,2,1) M(:,2,2)];

[coef,~,~,~,~]=regress(Y,X); %]regressão do
reg_anem=fitlm(X(:,2:5),Y); %]anem

%matriz de velocidades regredidas em relação ao anem
M=m(1:11692,:,:);
y_reg=coef(1) + coef(2) * M(:,1,1) + coef(3) * M(:,1,2) + coef(4)
* M(:,2,1) + coef(5) * M(:,2,2);

%conjunto de velocidades anem+ecmwf
v_final=[y_reg;Y];

wb=fitdist(v_final,'Weibull');

clear u v m v_final deltat_anem deltat_ecmwf y_reg Y X coef anem
gcm M

keyboard %pausa na operação

```

```

%] calcular EP
u=0:0.5:25; %|normalizada por R^2
dens_P_mec=[u; (1/2)*1.22*u(1:51).^3].'; %]de cada bin

dens_EP_mec = [u(1:50) + 0.25; ((cdf(wb,u(2:51)) - cdf(wb,u(1:50))).*
((dens_P_mec(1:50,2) + dens_P_mec(2:51,2)).'* (1/2)))].';

[~,I]=max(dens_EP_mec(:,2)); %]descobrir max produção normalizada
U_design=dens_EP_mec(I,1); %]e sua velocidade (Udesign)
clear I

syms R; %]
eq=(1/2)*1.22*pi*R^2*U_design^3==400000*0.35/0.44; %|calcular
R=double(solve(eq,R)); %|raio do rotor
R=R(R>0); %]

clear eq

%calcular EP de R de cada bin
P_R_e=[u; (1/2)*1.22*pi*R^2*u(1:51).^3*0.44].';

EP_R_e = [u(1:50) + 0.25; (( cdf(wb,u(2:51)) - cdf(wb,u(1:50) ) ).*
(( P_R_e(1:50,2) + P_R_e(2:51,2) ).'* (1/2)))].';

P_R_e(30:end,2)=P_R_e(30,2);

% calcular propriedades da pá com Cd=0 e alfa(Cl/Cd(max))
Cl=0.7725;

r=(0:R/40:R).';

```

```

phi=[r (2/3)*atan((1./r)*(U_design)/(35*2*pi/60))];

c=[r ((1/(3*Cl))*8*pi*r.* (1-cos(phi(:,2))))];

a=[r (1./ (1 + (((2*pi*r).* (4*sin(phi(:,2)).^2)./ (3*Cl*c(:,2).* cos(phi(:,2)))))))];

a_=[r ((1-3*a(:,2))./(4*a(:,2)-1))];

beta=[r phi(:,2)-0.0698];

clear Cl

keyboard %pausa na operação

scatter(M(:,1,1),y_reg)
ylabel({'Regressão', '(m/s)'});
xlabel({'Velocidade de malha do GCM', '(m/s)'});
legend({'$\hat{Y}(V_{GCM})$'}, 'Interpreter', 'latex', 'Location',
'east', 'FontSize', 10);

keyboard %pausa na operação

plot(r,rad2deg(phi(:,2)),'-o');
ylabel({'\phi', '(\circ)'});
xlabel({'Raio', '(m)'});
legend({'\phi(r)'}, 'Location', 'southwest');
xlim([0 R]);

keyboard %pausa na operação

plot(r,rad2deg(beta(:,2)),'-o');
ylabel({'\beta', '(\circ)'});
xlabel({'Raio', '(m)'});
xlim([0 R]);
legend({'\beta(r)'}, 'Location', 'southwest');

```

```

keyboard %pausa na operação

hold on
plot(r,c(:,2),'-o');
fplot(@(x) 1.465,'-.k')
ylabel({'Corda da pá','(m)'});
xlabel({'Raio','(m)'});
xlim([0 R]);
ylim([0 4.5]);
legend({'c(r)'}, 'Location', 'east');
hold off

```

```

keyboard %pausa na operação

hold on
plot(u,P_R_e(:,2)/1000,'-.');
scatter(10.25, 317.830*0.44);
ylabel({'Potência do Aerogerador','(kW_{e})'});
xlabel({'Velocidade','(m/s)'});
xlim([0 u(end)]);
ylim([0 420]);
legend({'P_{e}(v)'}, 'U_{des}', 'Location', 'southeast');
hold off

```

```

keyboard %pausa na operação

hold on
yyaxis left
plot(u(1:50)+0.25,dens_P_mec(1:50,2)*(pi*R^2)/1000,'--o');
plot(u,P_R_e(:,2)/1000,'-.');
scatter(10.25, 317.830*0.44,'*k');
ylim([0 420]);
ylabel({'Potência','(kW)'});

yyaxis right
plot(0:.001:25,pdf(wb,0:.001:25));
ylabel({'Densidade de probabilidade','(o)'});

```

```

xlabel({'Velocidade','(m/s)'});
xlim([0 u(end)]);

legend({'P_{mec}' , 'P_{e}' , 'P_{des}' , 'p'},'Location','southeast');
hold off

keyboard %pausa na operação

plot(0:.001:25,pdf(wb,0:.001:25));
ylabel({'Densidade de probabilidade','(s/m)'});
xlabel({'Velocidade','(m/s)'});
legend({'p(v)'},'Location','east');
xlim([0 u(end)]);

keyboard %pausa na operação
clf

hold on
plot(r,a(:,2),'-o');
plot(r,a_(:,2),'-o');
xlim([2 R]);
ylabel({'Coeficientes de indução axial e radial','(o)'});
xlabel({'Raio','(m)'});
legend({'axial','radial'},'Location','east');
hold off

```

## **Referências**

- [1] D. W. I. Association, A wind energy pioneer: Charles f. brush, <https://bit.ly/2Opc2FE>, Acessado: 2019-07-21, 2003.
- [2] E. d. P. E. , Balanço energético nacional 2018: ano base 2017, 2018, p. 51.
- [3] D. J. Olive, Multiple linear regression, in: Linear Regression, Springer, 2017, p. 28.
- [4] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, Wind energy explained: theory, design and application, John Wiley & Sons, 2nd edition, 2010, pp. 131–132.