

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA - CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANÁLISE DO EMPREGO DA VELOCIDADE EQUIVALENTE DE ROTOR PARA  
AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO

por

Antonio Alice Bonow

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro Mecânico.

Porto Alegre, maio de 2021

## DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO

## CIP - Catalogação na Publicação

Alice Bonow, Antonio  
Análise do Emprego da Velocidade Equivalente de  
Rotor para Avaliação de Potencial Eólico / Antonio  
Alice Bonow. -- 2021.  
32 f.  
Orientadora: Adriane Prisco Petry.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de  
Engenharia, Curso de Engenharia Mecânica, Porto  
Alegre, BR-RS, 2021.

1. Energia eólica. 2. Escoamento atmosférico. 3.  
Velocidade do vento. 4. Perfil vertical de velocidade  
do vento. 5. Velocidade equivalente de rotor. I.  
Prisco Petry, Adriane, orient. II. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os  
dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Antonio Alice Bonow

ANÁLISE DO EMPREGO DA VELOCIDADE EQUIVALENTE DE ROTOR PARA  
AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**ENGENHEIRO MECÂNICO**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO  
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Prof. Mário Roland Sobczyk Sobrinho  
Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica

Área de Concentração: Energia e Fenômenos de Transporte

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Adriane Prisco Petry

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de Paula

Prof. Dr. Diogo Elias da Vinha Andrade

Prof. Dr. Paulo Smith Schneider

Porto Alegre, maio de 2021

Às vítimas da pandemia do Coronavírus e seus familiares.

## AGRADECIMENTOS

À minha família, em especial minha mãe, Isabel Maria Ribeiro Alice, e meu pai, Stefan Chamorro Bonow, por terem tão fortemente contribuído com minha formação.

Aos meus amigos, especialmente André Corso, Caio Hannecker, Gabriel Dumont, Giovani Eckert, Guilherme Sant’Helena e Matheus Lima, sem os quais provavelmente teria enfrentado a pandemia de um jeito muito pior.

À minha amiga Nathaly Miranda, pela revisão e adequação do texto.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, por ter me acolhido e me ensinado a pesquisar.

À Professora Adriane Prisco Petry por ter me orientado além da academia. Não fosse por ela, certamente não teria chegado tão longe.

Agradeço à equipe da empresa DNV. Em especial ao Frederico Tilman, Leonardo Barriatto, João Silveira, Guilherme Gallon e Diogo Friggo pelas conversas que, direta ou indiretamente, contribuíram para este trabalho.

O autor agradece ao apoio dado pela empresa Hidropan pelo fornecimento das medições realizadas pela torre anemométrica de Panambi, ao *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), à *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) pelos dados fornecidos e à DNV pela disponibilidade do software *Wind Farmer: Analyst*.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA - CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO – 2020

ANÁLISE DO EMPREGO DA VELOCIDADE EQUIVALENTE DE ROTOR  
PARA AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO

**Bonow, Antonio Alice**

antoniobonow@hotmail.com

**Resumo.**

*Com o desenvolvimento de aerogeradores cada vez maiores, a velocidade equivalente de rotor tem sido proposta como alternativa à velocidade do vento medida apenas na altura do cubo do rotor, em especial para a determinação das curvas de desempenho dos aerogeradores e para a previsão de produção de energia nos projetos de parques eólicos. Esta proposta considera que a velocidade à altura do cubo se torna menos representativa de todo o recurso eólico escoando pela área varrida pelas pás dos aerogeradores de grandes dimensões. No presente trabalho, calcula-se a velocidade equivalente de rotor a partir de dados medidos por uma torre anemométrica localizada em Panambi, no estado do Rio Grande do Sul, e determina-se a produção de energia de um complexo eólico baseada nesta velocidade, utilizando os softwares comerciais WAsP e Wind Farmer: Analyst. A energia prevista com base na velocidade equivalente de rotor é 0,09% maior do que a energia prevista com base na velocidade à altura do cubo. No entanto, constata-se que as estimativas de produção de energia baseadas no método da velocidade equivalente de rotor sugerem mais produção de energia no período noturno, visto que este método capta com mais fidelidade a influência dos ciclos de estabilidade térmica sobre o escoamento atmosférico. Para quantificar isto, calculou-se o coeficiente de correlação entre a razão dos padrões de produção de energia e o coeficiente de cisalhamento do vento médios anuais, fornecendo um valor de 0,69, o que corrobora a hipótese de que a velocidade equivalente de rotor fornece estimativas de energia mais sensíveis à estabilidade atmosférica.*

**Palavras-chave:** *energia eólica, escoamento atmosférico, velocidade do vento, perfil vertical de velocidade do vento, velocidade equivalente de rotor.*

## ***Analysis of a Wind Farm Energy Assessment employing Rotor Equivalent Wind Speed***

### ***Abstract.***

*As wind turbines become increasingly larger, the rotor equivalent wind speed method is proposed as an alternative to using hub height wind speed for energy estimations. The wind speed measured solely at the rotor hub height represents less accurately the wind resource flowing through the entire span of the rotor blades. In the present study, the rotor equivalent wind speed is calculated using anemometric data measured in Panambi, Rio Grande do Sul, Brazil, employing commercial softwares WAsP and Wind Farmer: Analyst. Energy production levels for a wind farm are also calculated. The energy yield based on the rotor equivalent wind speed is 0.09% higher than the energy yield based on hub height wind speed. Energy yield based on the rotor equivalent wind speed method provides, however, perceivable higher energy production during the nocturnal period. This method is better in capturing the effects of the atmospheric stability cycles over the wind flow. To approach this hypothesis, the correlation coefficient between yearly averaged energy yield pattern and wind shear coefficient provides a value of 0.69, emphasizing the hypothesis the rotor equivalent wind speed provides energy yield assessments more sensitive to atmospheric stability.*

***Keywords:*** *wind energy, atmospheric wind flow, wind speed, wind speed vertical profile, rotor equivalent wind speed.*



## NOMENCLATURA

### Símbolos

$A$	Área total varrida pelas pás de um aerogerador	[m <sup>2</sup> ]
$A_i$	Área associada ao índice $i$ , em que se assume a velocidade $U_i$	[m <sup>2</sup> ]
$a$	Coeficiente de ajuste proposto por regressão linear	
$B$	Conjunto de valores de variável hipotética $B$	
$B_i$	Valor de índice $i$ da variável hipotética $B$	
$\bar{B}$	Valor médio de variável hipotética $B$	
$b$	Coeficiente de ajuste proposto por regressão linear	[m/s]
$C$	Conjunto de valores de variável hipotética $C$	
$C_i$	Valor de índice $i$ da variável hipotética $C$	
$\bar{C}$	Valor médio de variável hipotética $C$	
$C_p$	Coeficiente de Potência	
$c$	Fator de Escala de Weibull	[m/s]
$c_p$	Calor específico do ar	[J/kg K]
$d$	Deslocamento do perfil vertical	[m]
$E$	Energia total convertida	[MWh]
$E_{M,T}$	Energia Máxima Teórica Convertida	[MWh]
$FC$	Fator de Capacidade	
$F(U)$	Função densidade de probabilidade acumulada da variável $U$	
$f(u)$	Função densidade de probabilidade de um parâmetro $u$	
$H$	Altura do cubo de um aerogerador	[m]
$I$	Índice referente às alturas de medição de uma torre anemométrica	
$K$	Fator de Forma de Weibull	
$N$	Total de valores de uma variável hipotética	
$P$	Potência de um aerogerador	[W]
$P(u_i)$	Potência do aerogerador associada à velocidade $u_i$	[W]
$p$	Pressão de uma parcela de ar	[Pa]

## Símbolos

$p_0$	Pressão de referência	[Pa]
$R^2$	Coefficiente de correlação entre duas variáveis	
$R_{ar}$	Constante dos gases ideais para o ar	[J/kg K]
$P_d$	Potência disponível no escoamento do ar	[W]
$R_T$	Raio varrido pelas pás de um aerogerador	[m]
$T$	Temperatura de uma parcela de ar	[K]
$T_{ref}$	Período de tempo para cálculo de energia	[s]
$U$	Velocidade do vento	[m/s]
$U_\infty$	Velocidade de corrente livre	[m/s]
$U_{REWS}$	Velocidade equivalente de rotor	[m/s]
$U_i$	Velocidade do vento medida na altura de índice $i$	[m/s]
$\bar{U}$	Velocidade média do vento	[m/s]
$v_1$	Velocidade do vento na altura inferior	[m/s]
$v_2$	Velocidade do vento na altura superior	[m/s]
$X$	Velocidades do vento da série de referência	[m/s]
$\bar{Y}$	Velocidades do vento da série alvo ajustadas	[m/s]
$z$	Altura	[m]
$z_i$	Altura do segmento $i$ de separação entre duas áreas consecutivas	[m]
$z_1$	Altura inferior	[m]
$z_2$	Altura superior	[m]

Símbolos  
gregos

$\alpha$	Expoente da Lei das Potências que descreve o perfil vertical da velocidade do vento	
$\Gamma(x)$	Função Gama de um parâmetro $x$	
$\rho$	Massa específica do ar	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma_B$	Desvio padrão de variável hipotética B	
$\sigma_C$	Desvio padrão de variável hipotética C	
$\theta$	Temperatura potencial de uma parcela de ar	[K]

Abreviaturas e  
acrônimos

CFD	Computational Fluids Dynamic
CLA	Camada Limite Atmosférica
DTU	Technical University of Denmark
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
HHWS	Hub Height Wind Speed
MCP	Medir Correlacionar Prever
REWS	Rotor Equivalent Wind Speed
RIX	Ruggedness Index
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program

## SUMÁRIO

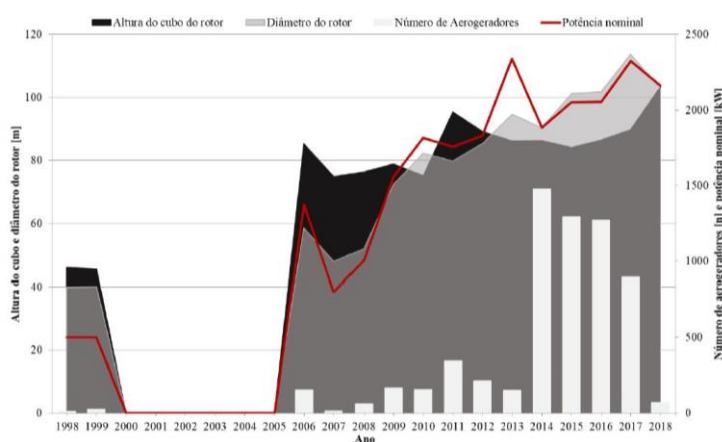
<b>INTRODUÇÃO</b> .....	xiii
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO</b> .....	xv
2.1. O vento .....	xv
2.1.1. Camada limite atmosférica .....	xv
2.1.2. Perfil vertical de velocidade do vento .....	xv
2.1.3. Estratificação térmica e estabilidade atmosférica.....	xv
2.2. Campanha de medição e método MCP.....	xvi
2.3. Velocidade equivalente de rotor .....	xvii
2.4. Distribuição de frequências do vento .....	xviii
2.5. Aerogeradores.....	xviii
2.6. Energia eólica .....	xviii
2.6.1. Esteira aerodinâmica .....	xix
<b>3. METODOLOGIA</b> .....	xix
3.1. Torre anemométrica de Panambi.....	xix
3.2. Obtenção da velocidade equivalente de rotor.....	xx
3.2.1. Correlação com a estabilidade atmosférica .....	xxi
3.3. Método MCP .....	xxi
3.4. Modelagem do escoamento .....	xxii
3.4.1. Restrição do uso do WAsP .....	xxii
3.5. Modelo de aerogerador.....	xxiii
3.5.1. Ajuste da curva de potência à velocidade equivalente de rotor.....	xxiii
3.6. Cálculos de Energia.....	xxiv
<b>4. RESULTADOS</b> .....	xxiv
4.1. Velocidades médias nas posições dos aerogeradores .....	xxiv
4.2. Resultados de energia .....	xxv
4.3. Associação entre estratificação térmica e cisalhamento de vento e velocidades .....	xxv
<b>5. CONCLUSÃO</b> .....	xxvii
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	xxviii
<b>APÊNDICE I</b> – Modelo de Esteira Eddy Viscosity.....	xxx
<b>APÊNDICE II</b> – Parâmetros dos Aerogeradores .....	
<b>APÊNDICE III</b> – Variação sazonal do perfil diário de coeficiente de cisalhamento .....	
<b>APÊNDICE IV</b> – Padrões Horário-Mensal.....	

## INTRODUÇÃO

Com o intuito de minimizar os impactos das ações antrópicas e de retardar as mudanças climáticas, urge que se tomem medidas para a redução das emissões de gases de efeito estufa e a readequação da matriz energética mundial, exigindo que as fontes de energia renováveis predominem nesta matriz. Para tal, usinas devem ser devidamente projetadas e a energia deve ser devidamente avaliada. Neste sentido, as avaliações de potencial energético devem se manter precisas, à medida que novos desafios surgem associados ao desenvolvimento tecnológico.

Dentro do setor da energia eólica, conforme se desenvolvem aerogeradores de maiores dimensões e potência nominal, exige-se maior rigor nas hipóteses empregadas, para não incorrer em erros de simplificação ao avaliar a produção de energia. Há duas décadas, Frandsen et al. (2000) já destacavam a necessidade de se considerarem outros fatores, além da massa específica do ar e da velocidade média do vento à altura do cubo do rotor dos aerogeradores, e questionavam se esta velocidade seria representativa do recurso eólico escoando pela área varrida pelas pás dos aerogeradores. Ainda assim, Van Sark et al. (2019) afirmam que esta suposição não implica grandes erros no cálculo da produção de energia, contanto que os aerogeradores apresentem dimensões reduzidas. Como está ilustrado na Figura 1, constata-se um aumento gradual das dimensões e potência nominal dos aerogeradores instalados e presume-se que esse tipo de suposição acarrete erros cada vez maiores, à medida que maiores aerogeradores são desenvolvidos.

Figura 1 – Evolução da altura do cubo, do diâmetro e da potência nominal, ponderados pelo número de aerogeradores implantados no Brasil



Fonte: Gallon (2019).

Em virtude do aumento das dimensões dos aerogeradores e da questão da representatividade da velocidade à altura do cubo, a segunda edição da norma internacional IEC 61400-12-1 descreve os procedimentos necessários para a obtenção de uma nova velocidade de referência, a velocidade equivalente de rotor, em inglês *Rotor Equivalent Wind Speed (REWS)*. Distintamente da metodologia convencional, para a qual a velocidade de referência da curva de potência dos aerogeradores e de estudos de produção de energia é a velocidade à altura do cubo, a velocidade equivalente de rotor corresponde à velocidade que fornece o fluxo de energia cinética do vento escoando pela área varrida pelas pás do aerogerador. Em termos práticos, isto significa que esta velocidade é ponderada pelas velocidades medidas em distintas alturas e dependerá da quantidade e das alturas de medição, do diâmetro e da altura de cubo do aerogerador a ser analisado, implicando que, para dois modelos de aerogeradores de diâmetros diferentes, obtêm-se velocidades equivalentes de rotor diferentes. Esta velocidade pode ser determinada segundo a Equação 1.

$$U_{REWS} = \left( \frac{\sum_{i=1}^N U_i^3 A_i}{A} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (1)$$

Ao ponderar velocidades em distintas alturas para determinação da velocidade equivalente de rotor, considera-se a variação do perfil vertical de velocidade do vento. Estima-se, pois, que esta velocidade representa com mais fidelidade o recurso eólico de uma região. A relevância da determinação precisa da velocidade do vento pode ser explanada, quando se analisa a expressão da potência disponível no escoamento do ar na Equação 2. Dado que a potência varia com a 3ª potência da velocidade do ar, percebe-se que é essencial determinar com precisão a velocidade do vento incidente nos aerogeradores.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^3 A \quad (2)$$

Supõe-se que a velocidade equivalente de rotor seja mais representativa do recurso eólico escoando através do rotor e se espera que contribua para estimativas mais precisas de avaliação de produção de energia. Ainda assim, não houve consenso na quantificação da influência da velocidade equivalente de rotor. No exercício comparativo descrito em Wagner et al. (2014), solicitou-se que os participantes determinassem a velocidade equivalente de rotor a partir de um conjunto de dados. Não houve consenso na metodologia aplicada, e obtiveram-se três resultados distintos. O maior problema observado foi a interpretação da metodologia, cada participante compreendeu à sua maneira como ponderar cada altura de medição. Apesar destas discrepâncias, todos os grupos encontraram velocidades equivalentes de rotor superiores à velocidade de cubo. Também se percebeu que quanto maior for a intensidade do cisalhamento no perfil vertical do vento e menor a intensidade de turbulência, tanto maior será a diferença entre as velocidades equivalentes de rotor e a velocidade de cubo. Isto exemplifica o quanto as condições atmosféricas influenciam o recurso eólico.

Em Scheurich et al. (2016), comparou-se a estimativa anual de energia baseada na velocidade à altura de cubo e na velocidade equivalente de rotor. Mostrou-se que as diferenças entre as estimativas empregando as duas metodologias variam ao longo do ano. Associam-se estas discrepâncias à incapacidade da velocidade à altura de cubo de considerar os fenômenos atmosféricos, que contribuem para a modificação do perfil vertical de velocidade. Afirma-se que a velocidade equivalente de rotor é mais adequada para a estimativa de produção de energia.

Segundo Wagner et al. (2009), é essencial medir velocidades de vento em alturas superiores às de cubo, uma vez que fenômenos atmosféricos verificados em alturas superiores podem não ocorrem em alturas inferiores. Extrapolar a velocidade de uma altura inferior e posteriormente calcular a velocidade equivalente de rotor não seria recomendável. Isto implica a necessidade de instalação de torres anemométricas consideravelmente maiores, e/ou uso de sensoriamento remoto, tendo em vista possibilitar a medição de velocidades em alturas mais elevadas.

Percebe-se que há um esforço em quantificar devidamente o impacto de diversos fatores na estimativa do potencial eólico. Isto se deve ao aumento das dimensões dos aerogeradores, pois o pressuposto de que a velocidade de vento à altura de cubo é representativa do recurso eólico torna-se menos plausível. Em virtude disto, estima-se que as avaliações de produção energética de parques eólicos podem se tornar imprecisas. A fim de abordar esta questão, a nova edição da norma IEC61400-12 contempla a metodologia necessária para determinar a velocidade equivalente de rotor e a curva de potência de um aerogerador baseada nesta velocidade

Neste trabalho, almeja-se obter o recurso eólico a partir dos dados medidos em uma torre anemométrica pela metodologia convencional e pela velocidade equivalente de rotor, e estimar a produção de energia de um parque eólico, dado um modelo específico de aerogerador. Por

meio da comparação dos resultados, pretende-se entender como a variação do perfil vertical do vento pode influenciar na produção de energia dos aerogeradores. Por fim, este entendimento contribui para a compreensão da influência das condições atmosféricas sobre o recurso eólico disponível para geração de energia elétrica.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO

No presente estudo, propõe-se comparar duas velocidades de referência para realização de uma avaliação de produção de energia de um complexo eólico. É essencial definir alguns conceitos relevantes para a análise, como vento e estabilidade atmosférica, além dos procedimentos de obtenção da distribuição de frequência do recurso eólico e da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. Neste capítulo, estes assuntos serão abordados.

### 2.1. O vento

O vento é o movimento das massas de ar. Graças ao aquecimento desigual da superfície da Terra pelo Sol, há gradientes de pressão atmosférica, os quais determinam a ocorrência dos ventos. Além disto, há outros fenômenos que contribuem para a dinâmica dos ventos, tais como a Força de Coriolis, devido à rotação da Terra, a Força Centrífuga e a força de atrito, associada à interação do escoamento com a superfície terrestre (ACKERMAN; KNOX, 2003).

#### 2.1.1. Camada limite atmosférica

A atmosfera é composta por massas de ar de distintas temperaturas e se encontra subdividida em camadas. A troposfera é a camada mais próxima da superfície terrestre, se estende até aproximadamente 10.000 m de altitude e pode ser dividida em duas subcamadas distintas, a CLA e a atmosfera livre.

Stull (1998) define a CLA como a parte da troposfera que se encontra diretamente sob influência da presença da superfície terrestre e responde às forças de superfície em uma escala de tempo de uma hora ou menos. Embora sua espessura varie geograficamente, a CLA se estende em média, desde o solo até 1-2 km de altitude. Como os aerogeradores estão instalados dentro da CLA, almeja-se estudar a influência da estabilidade atmosférica sobre a produção de energia.

#### 2.1.2. Perfil vertical de velocidade do vento

A rugosidade superficial de uma região é determinante na formação do perfil vertical de velocidade do vento. A topografia e a estabilidade atmosférica também são relevantes (ZHANG, 2015). Um parâmetro empregado para determinar este perfil é o coeficiente de cisalhamento, isto é, o expoente da Lei das Potências, que descreve o perfil vertical da velocidade do vento, como mostra a Equação 3.

$$\frac{v_2}{v_1} = \left( \frac{z_2-d}{z_1-d} \right)^\alpha \quad (3)$$

#### 2.1.3. Estratificação térmica e estabilidade atmosférica

A camada limite atmosférica é composta por parcelas de ar a distintas densidades, as quais podem ascender ou descender adiabaticamente. A fim de avaliar a estratificação térmica, pode-se analisar o perfil vertical da temperatura potencial de uma determinada região. A temperatura

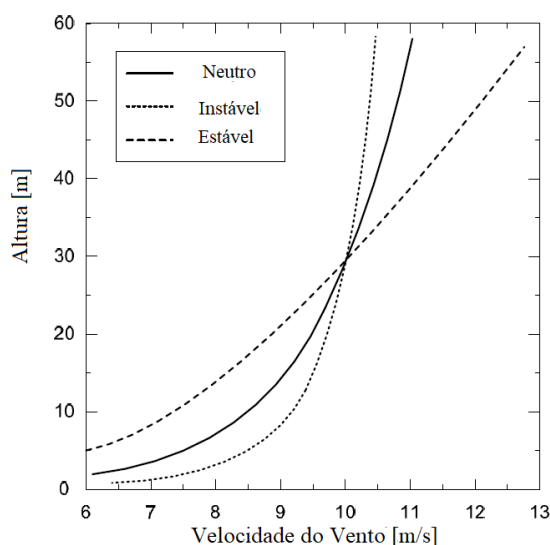
potencial é definida como a temperatura que uma parcela de ar teria caso fosse trazida do seu estado atual de temperatura e pressão para uma pressão de referência. A temperatura potencial é determinada segundo a Equação 4.

$$\theta = T \left( \frac{p_0}{p} \right)^{\frac{R_{ar}}{c_p}} \quad (4)$$

Os perfis verticais de velocidade do vento ilustrativos das condições de estabilidade atmosférica são apresentados na Figura 2. Quando a variação vertical da temperatura potencial dentro da CLA é positiva, diz-se que a atmosfera é estável. Nesta situação, a velocidade do vento é tipicamente elevada às alturas dos aerogeradores atuais, superiores a 80 metros, enquanto o coeficiente de cisalhamento e a intensidade de turbulência, baixos. Este caso ocorre tipicamente à noite. Quando a variação vertical da temperatura potencial é negativa, diz-se que a atmosfera é instável. Neste caso, a velocidade do vento é geralmente menor, enquanto o coeficiente de cisalhamento e a intensidade de turbulência são maiores,

e é tipicamente um fenômeno diurno. Por fim, quando a temperatura potencial é constante com relação à altitude, diz-se que a atmosfera é neutra. Esta situação é típica de dias nublados e ventosos.

Figura 2 – Perfis característicos de velocidade do vento em função da estabilidade atmosférica



Fonte: Adaptado de Gasch e Twele (2012).

## 2.2. Campanha de medição e método MCP

Quando se almeja explorar o potencial eólico de uma região, é necessário medir diversas variáveis atmosféricas em locais representativos da posição dos aerogeradores. A campanha de medição é realizada normalmente com torres anemométricas. Em virtude da variabilidade natural do recurso eólico, deve-se medir por períodos da ordem de alguns anos.

A maioria das campanhas de medição não é longa o suficiente para se obter um recurso eólico representativo do período total de operação de um parque eólico, que é, normalmente, de 20 anos. Por isto, utilizam-se os métodos MCP (Medir-Correlacionar-Prever) para se ajustar o recurso eólico mensurado e obter uma distribuição de frequência de velocidades representativa do longo prazo (CARTA; VELÁZQUEZ; CABRERA, 2013). Em um método



MCP, a série de dados medida, denominada série alvo, é relacionada estatisticamente com uma série de dados de longo prazo, denominada de série de referência, e a relação obtida é considerada válida para todo o período de dados de longo prazo (ZHANG, 2015).

No método MCP, os dados das séries são divididos em 12 setores de 30° cada em função da direção do vento e se realiza um ajuste através de uma regressão linear, conforme a Equação 5.

$$\bar{Y} = aX + b \quad (5)$$

A qualidade da correlação é quantificada através do coeficiente de correlação de Pearson na potência 2, conforme a Equação 6, exemplificado aqui para duas variáveis hipotéticas  $B$  e  $C$ .

$$R^2 = \left[ \frac{\left( \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (B_i - \bar{B})(C_i - \bar{C}) \right)}{\sigma_B \sigma_C} \right]^2 \quad (6)$$

Este coeficiente é obtido através da razão da covariância das variáveis  $B$  e  $C$  pelo produto dos seus respectivos desvios padrão. Este coeficiente de correlação varia de 0, para variáveis perfeitamente não-correlatas, até 1, para variáveis perfeitamente correlatas. Quanto maior o valor de  $R^2$ , mais correlatas são as séries de dados comparadas.

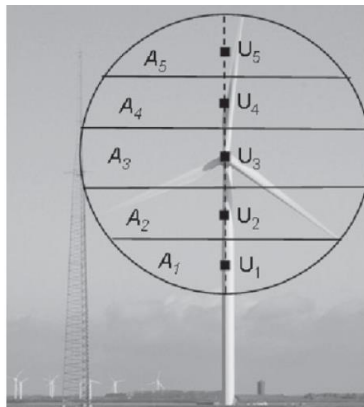
### 2.3. Velocidade equivalente de rotor

O uso da velocidade equivalente de rotor como velocidade de referência pressupõe que esta velocidade é mais representativa do recurso eólico escoando ao longo da área varrida pelas pás dos aerogeradores. Para obter a velocidade equivalente de rotor, as medições de velocidades a distintas alturas são ponderadas, levando em consideração a altura de cubo do modelo do aerogerador e seu diâmetro, segundo a Equação 1.

Para a velocidade equivalente de rotor, cada velocidade medida é representativa do segmento limitado pelo ponto médio entre duas alturas de medição consecutivas, tanto inferiores quanto superiores, como ilustra a Figura 3. O segmento de área associado a cada uma das alturas é determinado de acordo com a Equação 7. Desta forma, cada altura de medição é ponderada na contribuição da velocidade equivalente de rotor, com base na razão da área de cada sessão pela área total do rotor do aerogerador.

$$A_i = \int_{z_i}^{z_{i+1}} 2\sqrt{R_T^2 - (z - H)^2} dz \quad (7)$$

Figura 3 – Ilustração do princípio da velocidade equivalente de rotor



Fonte: Adaptado de Wagner et al. (2009).

## 2.4. Distribuição de frequências do vento

Dotado de dados atmosféricos medidos e representativos do recurso eólico de longo prazo de uma região, é possível determinar a distribuição de frequências de velocidade do vento. Uma vez que a velocidade do vento é uma variável aleatória, uma análise estatística é necessária. Assumindo que a distribuição de Weibull (BURTON et al., 2011) é adequada para determinar a distribuição da velocidade do vento em uma região, obtém-se função densidade de probabilidade, a qual informa a frequência  $f$  de ocorrência de uma determinada velocidade  $u$ , conforme a Equação 8.

$$f(u) = k \left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k u^{k-1} e^{-\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k} \quad (8)$$

O fator de escala,  $c$ , relacionado à velocidade média da região, é dado pela Equação 9.

$$c = \frac{\bar{u}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (9)$$

## 2.5. Aerogeradores

Aerogerador é uma máquina capaz de converter a energia cinética do movimento das massas de ar em trabalho mecânico. À medida que o vento escoar através da área varrida pelas pás, as forças aerodinâmicas resultantes impulsionam o movimento de rotação. Através de um gerador elétrico, acoplado ao eixo do rotor, este trabalho mecânico é convertido em energia elétrica (BURTON et al., 2011). Deduzida por Betz, a potência que pode ser convertida por um aerogerador é dada pela Equação 10.

$$P = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^3 C_p A \quad (10)$$

A diferença entre as Equações 1 e 10 consiste no termo  $C_p$ , chamado de coeficiente de potência do aerogerador, o qual constitui a razão entre a potência convertida e a potência disponível no ar. O máximo teórico deste coeficiente determinado pelo Betz vale 16/27. Isto significa que, teoricamente, um aerogerador consegue aproveitar, no máximo, 59,3% da potência disponível na massa de ar.

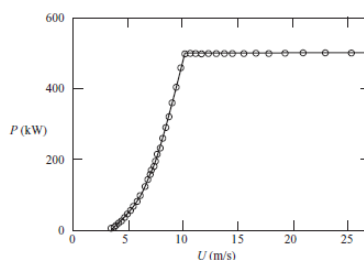
Na prática, a potência de um aerogerador é dada pela curva de potência, e é função de uma velocidade de referência, normalmente a velocidade à altura de cubo do aerogerador. Uma curva de potência típica é apresentada na Figura 4. Observam-se três valores relevantes. O primeiro é a velocidade de *cut-in*,  $u_{ci}$ , valendo 4 m/s, a velocidade do vento a partir da qual o aerogerador produz energia. O segundo valor é o da velocidade nominal, a partir da qual o aerogerador opera a uma potência constante. O terceiro é o da velocidade de *cut-out*,  $u_{co}$ , valendo 26 m/s, a velocidade a partir da qual cessa a produção de energia, a fim de não submeter o aerogerador a cargas excessivas.

## 2.6. Energia eólica

Dotado das distribuições de frequências de velocidade do vento extrapoladas para as posições propostas dos aerogeradores e de uma curva de potência de aerogerador, é possível calcular a energia elétrica produzida. Em um intervalo de tempo  $T_{ref}$ , a energia elétrica produzida é dada pela Equação 11.

$$E = T_{ref} \sum_{i=0}^{Nu} P(u_i) f(u_i) \quad (11)$$

Figura 4 – Típica curva de potência de um aerogerador



Fonte: Burton et al. (2011).

Na Equação 11, tanto a potência do aerogerador quanto a distribuição de frequência foram divididas em um número  $Nu$  de partes, sendo que cada parte é identificada pelo índice  $i$ . Por fim, determina-se o fator de capacidade do complexo eólico, um importante parâmetro para estimativa da viabilidade econômica (WOOD, 2011), definido como a razão entre a energia produzida,  $E$ , e a energia que seria produzida, caso os aerogeradores operassem sempre à potência nominal,  $E_{M,T}$ , conforme a Equação 12.

$$FC = \frac{E}{E_{M,T}} \quad (12)$$

### 2.6.1. Esteira aerodinâmica

Segundo Burton et al. (2011), à medida que o aerogerador extrai energia do vento, desenvolve-se atrás do mesmo uma região de baixas velocidades e altos níveis de turbulência, chamada de esteira aerodinâmica. Um outro aerogerador operando nesta região produzirá menos energia do que se operasse isoladamente. Em um complexo eólico, há uma região de esteira resultante da operação simultânea de diversos aerogeradores, e isto implica uma perda, uma vez que os aerogeradores operando em simultâneo não extraem a mesma energia que extrairiam operando isoladamente. A explanação do modelo de esteira Eddy Viscosity, segundo Ainslie (1988), utilizado neste trabalho, encontra-se no Apêndice I.

## 3. METODOLOGIA

Neste capítulo, são descritas as etapas para a obtenção dos resultados de produção de energia do complexo eólico. A análise do recurso eólico foi realizada com o emprego do software comercial *Wind Farmer: Analyst*, bem estabelecido dentro da indústria eólica. Iniciou-se com a análise dos dados medidos pela torre anemométrica de Panambi, obtidos no formato de série temporal. Analisaram-se os dados e, quando necessário, eliminaram-se dados julgados espúrios. Na sequência, descreve-se o método MCP, com o qual foi determinado o recurso eólico de longo prazo na posição da torre anemométrica, o qual serviu de variável de entrada para modelar o escoamento e obter as velocidades nas posições dos aerogeradores, cujos diâmetro de rotor e altura de cubo medem 80 metros e cujas coordenadas constam no Apêndice II. Por fim, obtiveram-se os resultados de produção de energia do complexo eólico.

### 3.1. Torre anemométrica de Panambi

Os dados atmosféricos utilizados para determinação do recurso eólico empregado na análise são provenientes de uma torre anemométrica localizada nos arredores do município de

Panambi, conforme descrito em Roca (2015), no estado do Rio Grande do Sul, no Brasil. Os dados anemométricos foram obtidos no formato de série temporal, o intervalo entre cada conjunto de dados consecutivos é de 10 minutos. Cada conjunto de dados corresponde à média dos dados medidos a cada 10 minutos. As séries temporais foram carregadas no software *Wind Farmer: Analyst*, e procedeu-se à análise. As informações sobre campanha de medição, com duração de 1,25 anos, se encontram na Tabela 1.

Tabela 1 – Informações sobre a campanha de medição de Panambi

Torre Anemométrica Panambi		
Limites da Campanha de Medição	Início	Fim
		01/08/2013 00:10
Alturas dos Sensores [m]		
Anemômetros	100, 80, 60	
Direção	98, 78	
Temperatura, umidade e pressão	95	
Coberturas de medição		
Anemômetros		
Altura / Orientação [m / Norte ou Sul]	Cobertura [%]	Velocidade média [m/s]
100 / Sul	99,96	7,32
100 / Norte	95,07	7,32
80 / Norte	99,96	6,97
60 / Norte	99,96	6,48
Sensores de Direção		
Altura [m]	Cobertura [%]	
98	97,61	
78	100,00	

Fonte: o autor (2021).

### 3.2. Obtenção da velocidade equivalente de rotor

Dadas as séries temporais de velocidade, altura do cubo do rotor e diâmetro do modelo do aerogerador a ser utilizado, desenvolveu-se um *script* em Python, linguagem de alto nível com módulos apropriados para análise de dados (DUMONT, 2019). Aplicando as Equações 1, 6 e 7, obteve-se a velocidade equivalente de rotor para cada instante de tempo das séries temporais. Dadas as alturas de medição dos anemômetros da torre de Panambi e a altura de cubo e o diâmetro do modelo de aerogerador utilizado, obtiveram-se os coeficientes da Tabela 2 para determinar a velocidade equivalente de rotor.

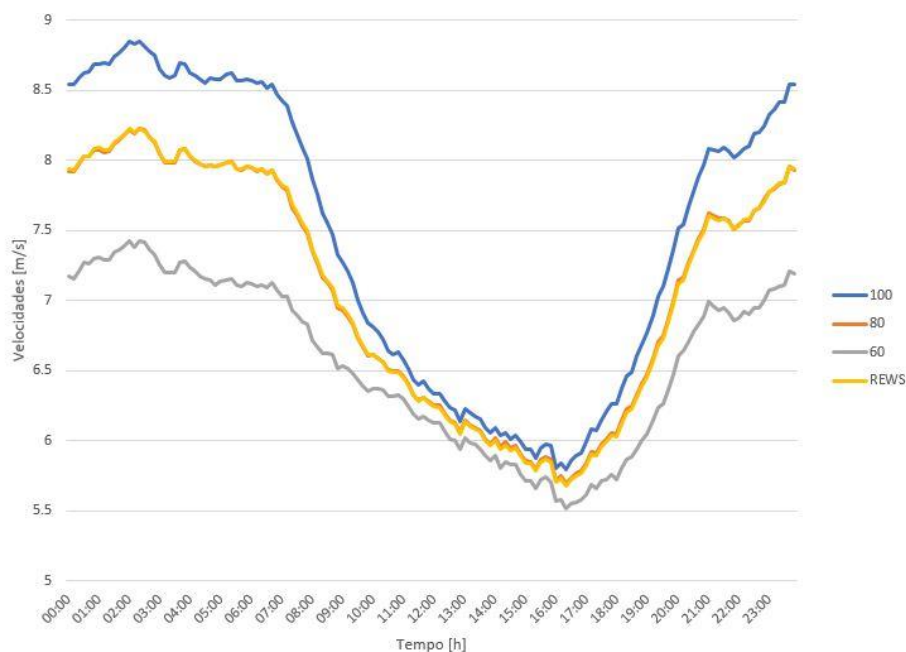
Tabela 2 – Coeficientes de ponderação da velocidade equivalente de rotor

Anemômetro	Limite Inferior [m]	Limite Superior [m]	$A_i/A$ [%]
N60	40	70	34,25
N80	70	90	31,50
N100	90	120	34,25

Fonte: o autor (2021).

O perfil diário médio de cada um dos sensores de medição e da velocidade equivalente de rotor está na Figura 5. Nota-se que a velocidade equivalente de rotor se encontra praticamente sobreposta à velocidade à altura de 80 metros.

Figura 5 – Perfil diário médio das velocidades medidas e equivalente de rotor – média anual



Fonte: o autor (2021).

### 3.2.1. Correlação com a estabilidade atmosférica

Estima-se que a velocidade equivalente de rotor destoe mais da velocidade à altura do cubo, quanto maior for o coeficiente de cisalhamento do perfil vertical de velocidade do vento. Em condições de estabilidade atmosférica tipicamente instáveis, características do período diurno, o coeficiente de cisalhamento apresenta um valor menor, implicando que a velocidade equivalente de rotor seja próxima da velocidade à altura do cubo. Em condições de estabilidade atmosférica tipicamente estáveis, características do período noturno, o coeficiente de cisalhamento apresenta valores maiores. Por conta disto, espera-se que, durante este período, a velocidade equivalente de rotor divirja da velocidade à altura do cubo.

A fim de analisar esta associação entre a estabilidade atmosférica, representada pelo coeficiente de cisalhamento do vento, e a divergência entre a velocidade equivalente de rotor e a velocidade à altura do cubo, calcula-se o coeficiente de correlação de Pearson, da Equação 6, entre o coeficiente de cisalhamento do perfil vertical do vento e a razão entre a velocidade equivalente de rotor e a velocidade à altura do cubo, uma vez que este coeficiente indica o grau de correlação entre duas variáveis, extraída a raiz quadrada.

### 3.3. Método MCP

Para realização do método MCP, utilizou-se como série de referência os dados de reanálise da série ERA-5, providenciados por ECMWF. Dados de reanálise são obtidos através da combinação de modelos atmosféricos com observações, gerando séries temporais de longo prazo. A série de dados ERA-5 fornece dados horários de velocidade e direção do vento, constituindo uma rede de 6,25°, datando de 1979 em diante.

Procedendo ao ajuste, optou-se por descartar os dados de referência anteriores ao ano 2000. Realizada a regressão linear, conforme descrito na seção 2.2, obtiveram-se correlações com coeficiente  $R^2$  da ordem de 94% e coeficientes de ajuste da ordem de -2,2%. Desta forma, ajustaram-se as médias de velocidades, conforme a Tabela 3. Este ajuste na velocidade média medida na torre anemométrica de Panambi implica que o recurso eólico, apesar da medição de poucos anos de duração, torna-se representativo de um período maior, como em Gallon (2015).

Tabela 3 – Resultados do Método MCP

Série Alvo	Período final [anos]	Coeficiente de Correlação $R^2$	Magnitude do Ajuste [%]	Velocidade Média de Longo Prazo [m/s]
Medição a 80 m	20,3	0,94	-2,2	6,82
REWS	20,3	0,94	-2,2	6,81

Fonte: o autor (2021).

### 3.4. Modelagem do escoamento

Após determinação do recurso eólico, utiliza-se alguma ferramenta computacional para determinar o recurso eólico nas posições dos aerogeradores. Uma bem estabelecida é a WAsP, desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Risø, na Dinamarca, baseado no modelo de Jackson e Hunt (1975), em que as equações de Navier-Stokes são simplificadas por linearização. Neste modelo, o escoamento é dividido em duas camadas. Na camada interna, os efeitos orográficos são relevantes e a turbulência prevalece, ao passo que, na camada externa, os efeitos orográficos praticamente desaparecem (ZHANG, 2015).

Segundo Gasch e Twele (2012), é possível determinar a velocidade do vento em um ponto alvo  $B$  a partir de um ponto de referência  $A$  empregando o WAsP. Inicialmente, os efeitos causados por orografia, rugosidade e obstáculos são removidos, obtendo-se assim uma representação do vento geostrófico. Assume-se que este vento é uniforme em uma área suficientemente grande. Na sequência, aplicam-se ao vento geostrófico as condições locais do ponto  $B$ , obtendo-se assim o recurso eólico local deste ponto.

#### 3.4.1. Restrição do uso do WAsP

Dadas as premissas empregadas, o modelo do WAsP não é tão computacionalmente custoso quanto outras metodologias, como CFD. No entanto, exigem-se alguns pressupostos, segundo Mortensen e Petersen (1998), para a validação dos resultados obtidos com o WAsP, pois o ponto de referência e os pontos alvos da modelagem do escoamento devem estar sujeitos ao mesmo regime climático; as condições climáticas predominantes devem ser de atmosfera aproximadamente neutra; os dados de entrada do ponto de referência devem ser confiáveis; o terreno ao redor do ponto de referência e dos pontos alvos deve ser suficientemente simples e liso, para evitar descolamento do escoamento; os modelos topográficos devem ter extensão adequada e ser verossímeis.

Enquanto é possível assegurar os pressupostos da maior parte dos itens, pode haver complicações com relação à simplicidade do terreno circundante. Quando a topografia é complexa e a declividade, elevada, aproximadamente  $17^\circ$  com relação à horizontal, ocorre o descolamento do escoamento, provocando regiões de recirculação. O WAsP não modela adequadamente este caso, podendo sub ou superdimensionar os resultados (ZHANG, 2015). Ainda assim, pode-se abordar este problema através do uso do índice de aspereza, RIX. Este

índice é definido como a fração do terreno mais íngreme que uma inclinação crítica (MORTENSEN; PETERSEN, 1998).

Ainda segundo Mortensen e Petersen (1998), mesmo que o terreno seja complexo, caso o ponto de referência e o ponto alvo apresentem índices RIX aproximadamente iguais, estima-se que o erro de previsão não seja considerável. Caso contrário, o WAsP deve sobre ou subdimensionar os resultados. Os valores do índice de RIX para a posição da torre anemométrica de Panambi e para as posições propostas dos aerogeradores encontram-se no Apêndice II.

### 3.5. Modelo de aerogerador

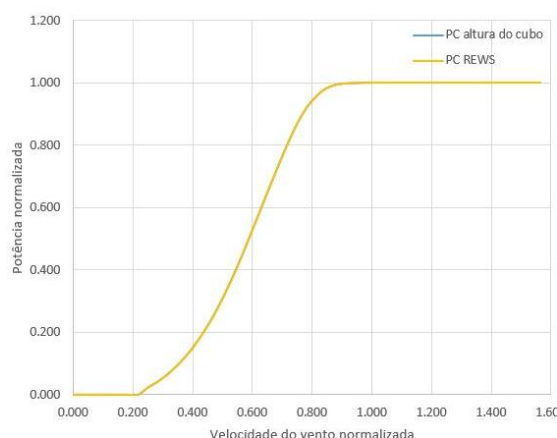
Para realizar o estudo comparativo de produção de energia, necessitou-se selecionar um modelo de aerogerador cuja altura de nacele coincidissem com a altura de medição de 80 metros da torre de Panambi. Esta restrição se deve à necessidade de determinar o recurso eólico à altura de 80 metros utilizando a velocidade à altura do cubo e a velocidade equivalente de rotor como velocidade de referência. A fim de preservar a informação do modelo do aerogerador, esta informação não é disponibilizada, assim como sua potência nominal. Ressalta-se, no entanto, que a altura de cubo do aerogerador e o diâmetro do rotor medem 80 metros.

#### 3.5.1. Ajuste da curva de potência à velocidade equivalente de rotor

Tradicionalmente, a velocidade à altura da nacele do aerogerador é a velocidade de referência da curva de potência dos aerogeradores comerciais. Por conta disto, não é verossímil determinar a energia produzida em um estudo de avaliação de energia utilizando uma curva de potência comercial e a distribuição de frequências do recurso eólico da velocidade equivalente de rotor. Para contornar este problema, ajustou-se a curva de potência comercial à massa específica média do ar de  $1,10 \text{ kg/m}^3$ , para que correspondesse a o recurso eólico equivalente de rotor.

A curva de potência de um aerogerador comercial é válida para um envelope de condições ambientais específicas. Uma destas condições corresponde ao coeficiente de cisalhamento do vento. Para o aerogerador em questão, a curva de potência é válida para um coeficiente de cisalhamento de 0,3. Desta forma, ajustou-se a curva de potência, determinando a velocidade equivalente de rotor a partir da velocidade à altura do cubo e deste coeficiente de cisalhamento. As curvas de potência estão normalizadas, na Figura 6, para a potência nominal e as velocidades em que a potência nominal é atingida.

Figura 6 - Curvas de potência comercial e ajustada à velocidade equivalente de rotor



Fonte: o autor (2021).

### 3.6. Cálculos de Energia

Dadas as distribuições de frequência de velocidades do vento nas posições propostas dos aerogeradores e as curvas de potência tradicional e de velocidade equivalente de rotor, pode-se calcular a energia prevista para o complexo eólico. Como se estima que o recurso eólico baseado na velocidade equivalente de rotor destoe do baseado na velocidade à altura de cubo, supõe-se que os resultados em termos de energia destoem, bem como os fatores de capacidade resultantes. Além disso, como as perdas por efeito de esteira aerodinâmica dependem tanto do recurso eólico quanto da curva de potência, considera-se também que o fator de perda por esteira aerodinâmica pode variar de um cenário para o outro.

## 4. RESULTADOS

Nesta sessão, apresentam-se os resultados do estudo comparativo de energia. Inicialmente, calculam-se as velocidades nas posições dos aerogeradores com emprego do software WAsP. Posteriormente, são analisados os resultados de energia e fatores de perda do complexo eólico proposto para cada cenário. Por fim, discute-se a associação entre o coeficiente de cisalhamento do vento e a variação da velocidade equivalente de rotor com relação à velocidade à altura de cubo de aerogerador para a torre anemométrica de Panambi.

### 4.1. Velocidades médias nas posições dos aerogeradores

Tendo obtido a distribuição de frequências de velocidade do vento para cada velocidade de referência, conforme seção 3.4, determinam-se as velocidades às alturas de cubo de cada aerogerador. Dado que há apenas um layout, comparam-se as velocidades médias obtidas por cada metodologia, conforme ilustra a Tabela 4.

Tabela 4 – Velocidades médias à posição de cada aerogerador

Aerogerador	Velocidades na posição dos aerogeradores		Diferença relativa de velocidades [%]
	80 m HHWS[m/s]	REWS[m/s]	
T1	6,23	6,23	-0,07%
T2	6,70	6,71	0,16%
T3	6,63	6,62	-0,08%
T4	6,68	6,69	0,17%
T5	6,69	6,68	-0,21%
T6	6,81	6,80	-0,13%
T7	6,93	6,92	-0,08%
T8	6,76	6,75	-0,14%
T9	6,58	6,59	0,12%
T10	6,60	6,59	-0,12%
T11	6,58	6,58	-0,08%
T12	6,86	6,85	-0,08%
T13	6,87	6,86	-0,07%
T14	6,70	6,70	-0,14%
T15	6,64	6,63	-0,18%
Média	6,68	6,68	-0,06%

Fonte: o autor (2021).



## 4.2. Resultados de energia

Dotado das distribuições de frequências de velocidades nas posições dos aerogeradores e das curvas de potência do modelo de aerogerador, os resultados em termos de produção de energia foram obtidos. Na Tabela 5 constam a produção de energia normalizada pela potência nominal do modelo do aerogerador, o fator de perda associado ao impacto da esteira aerodinâmica e o fator de capacidade resultante do complexo eólico.

Tabela 5 – Resultados de produção de Energia para cada cenário

Resultados de Energia	Velocidade de Referência		Diferença relativa [%]
	HHWS	REWS	
Fator de Perda por Esteira [%]	94,53	94,54	0,01
Energia Normalizada [MWh/ (MW ano)]	30,78	30,81	0,09
Fator de Capacidade [%]	23,41	23,43	0,09

Fonte: o autor (2021).

Analisando os resultados expostos na Tabela 5, não há uma variação relevante das perdas de esteira de um cenário para o outro. Em termos de energia e Fator de Capacidade, ainda que a produção efetiva de energia baseada na velocidade equivalente de rotor seja superior, não houve diferença significativa na energia gerada pelo complexo eólico, conforme Wagner et al. (2014), Scheurich et al. (2016) e Van Sark et al. (2019), uma vez que a altura de cubo de 80 metros é baixa. Estes resultados sugerem que a energia gerada pelo complexo eólico pode ser levemente subdimensionada, ao utilizar a velocidade à altura de cubo. Estima-se, portanto, que o perfil vertical de velocidade contribui em geral positivamente para o fluxo de energia cinética escoando pela área varrida pelo rotor do aerogerador.

## 4.3. Associação entre estratificação térmica e cisalhamento de vento e velocidades

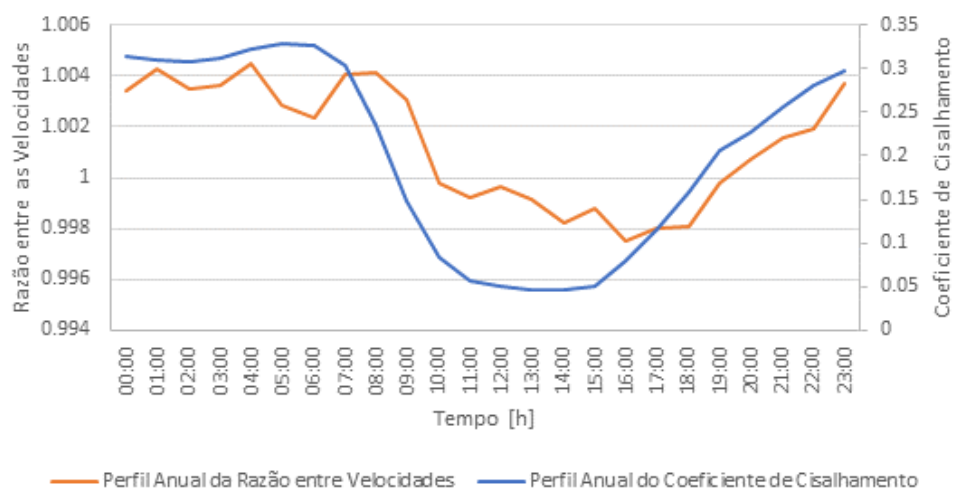
A hipótese de que o perfil vertical de velocidade contribui positivamente na obtenção da velocidade equivalente de rotor é analisada. Uma vez que não se dispõe na torre de Panambi de duas medições de temperatura a alturas distintas, não é possível identificar a estabilidade atmosférica diretamente na série temporal. A fim de contornar esta situação, calcula-se o coeficiente de cisalhamento na torre em cada instante, constatando que o coeficiente de cisalhamento apresenta valores mais baixos e constantes durante o período diurno, e valores mais altos à noite. Os perfis mensais de coeficiente de cisalhamento constam no Apêndice III.

Em função da variação do coeficiente de cisalhamento do perfil vertical de vento, estima-se que a velocidade equivalente de rotor destoe com mais frequência e intensidade da velocidade à altura de cubo durante o período noturno. Obtendo-se o perfil médio anual do coeficiente de cisalhamento e da razão entre as velocidades equivalente de rotor e à altura de cubo, como consta na Figura 8, percebe-se que ambos tendem a variar conforme e que a velocidade equivalente de rotor é tipicamente maior que a velocidade à altura de cubo durante o período noturno, quando a atmosfera é tipicamente estável.

A fim de quantificar o grau de covariação da razão entre a velocidade equivalente de rotor e a velocidade à altura do cubo com o coeficiente de cisalhamento, determinou-se o coeficiente de correlação de Pearson entre estas variáveis, como consta na Tabela 6. Com base nos resultados, percebe-se que a razão entre as velocidades tende a variar conforme o coeficiente de cisalhamento, implicando que, durante o período noturno, caracterizado por um cisalhamento maior, a velocidade equivalente de rotor tende a ser maior que a velocidade à

altura do cubo, e durante o período diurno a velocidade equivalente de rotor tende a igualar a velocidade à altura de cubo. Em termos de energia, ainda que os resultados de produção total de energia sejam próximos, estima-se que o uso da velocidade equivalente de rotor resulte em um padrão distinto de produção de energia. Avaliando o caso de que um aerogerador fosse instalado na posição da torre anemométrica de Panambi, a velocidade equivalente de rotor forneceria 0,5% a mais de energia nas madrugadas de fevereiro, conforme Apêndice III, um mês cujo coeficiente de cisalhamento é alto. Esta análise demonstra que a hipótese de que a velocidade equivalente de rotor fornece uma energia mais sensível à estabilidade atmosférica.

Figura 8 – Perfil diário médio anual do coeficiente de cisalhamento e da razão de velocidades



Fonte: o autor (2021).

Tabela 6 – Correlação entre o cisalhamento e razão de velocidades, e entre coeficiente de cisalhamento e razão das energias previstas

Mês	Correlação: cisalhamento e razão de velocidades	Correlação: cisalhamento e razão das energias previstas
Janeiro	0,32	0,57
Fevereiro	0,37	0,69
Março	0,52	0,68
Abril	0,13	0,08
Mai	0,38	-0,56
Junho	0,16	0,50
Julho	0,71	0,70
Agosto	0,43	0,48
Setembro	0,69	0,54
Outubro	0,87	0,85
Novembro	0,82	0,84
Dezembro	0,61	0,82
Média anual	0,85	0,69

Fonte: o autor (2021).

Analisando o complexo eólico, determinou-se o perfil horário-mensal de produção de energia, baseado nas velocidades à altura de cubo e equivalente de rotor, como consta no Apêndice IV. Também foi determinado o coeficiente de correlação entre a razão das produções de energia e o coeficiente de cisalhamento, presentes também na Tabela 6. Ainda que em termos globais, não haja variação significativa na quantidade de energia produzida, uma vez que a velocidade equivalente de rotor tende a ser maior que a velocidade à altura de cubo durante o período noturno, estima-se que a energia prevista com a velocidade equivalente de rotor seja superior à noite, comparada com a produção de energia prevista com a velocidade à altura de cubo. Entende-se que a velocidade equivalente de rotor capta os efeitos da estabilidade atmosférica e seus impactos no padrão de produção de energia.

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho almejou comparar a produção prevista de energia de um complexo eólico, utilizando como velocidade de referência tanto a velocidade à altura de cubo, quanto a velocidade equivalente de rotor para obtenção da distribuição de frequência da velocidade do vento na torre anemométrica de Panambi. Estas distribuições de frequência serviram de variável de entrada no modelo computacional WAsP, para obter as distribuições de velocidade nas posições dos aerogeradores e, na sequência, determinar a produção de energia em cada cenário. O objetivo deste procedimento era verificar o quão distintos os resultados de produção de energia seriam e identificar as causas disto.

Os resultados de produção de energia não apresentaram diferenças significativas entre si, ainda que a produção de energia baseada na velocidade equivalente de rotor seja levemente superior. Analisando-se a razão da velocidade equivalente de rotor pela velocidade à altura de cubo, associada ao coeficiente de cisalhamento, percebe-se que ambas as variáveis tendem a variar conforme. Dado que o coeficiente de cisalhamento apresenta valores superiores no período noturno, cuja atmosfera é tipicamente estável, prevê-se que a velocidade equivalente de rotor apresentará valores maiores durante o período noturno. Isto implica que o padrão anual de produção de energia baseada na velocidade equivalente de rotor é distinto do padrão baseado na velocidade à altura de cubo, na medida em que naquele o percentual de produção de energia durante a noite deve ser maior. O emprego da velocidade equivalente de rotor resulta, portanto, em um padrão distinto de produção de energia, influenciado pela estabilidade atmosférica.

Em trabalhos futuros sobre o mesmo tema, sugere-se considerar a intensidade de turbulência medida na torre, uma vez que esta também está associada à estratificação térmica e à estabilidade atmosférica. Outro fator não analisado é a variação vertical da direção de incidência do vento, a qual pode contribuir para alteração da magnitude da velocidade equivalente de rotor. Caso se disponha de uma torre anemométrica mais alta e de sensores de medição remota, tais como *Sodar* e *Lidar*, pode-se avaliar a produção de energia de um complexo eólico com aerogeradores de maiores dimensões, e identificar se a produção de energia resultantes sofre alterações mais pronunciadas. Por fim, também sugere-se repetir este estudo, empregando modelagem CFD para determinar as velocidades nas posições dos aerogeradores, uma vez que o relevo ao redor de Panambi apresenta alta declividade, contribuindo para a complexidade do escoamento nesta região.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMAN, Steven A.; KNOX, John A.; **Meteorology: Understanding the Atmosphere**. Brooks/Cole, [s.l.], 2003.
- AINSLIE, J.F. Calculating the flow field in the wake of wind turbines. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 27, n. 1-3, p. 213–224, 1988. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0167-6105\(88\)90037-2](https://doi.org/10.1016/0167-6105(88)90037-2). Acesso em: 20 mar. 2021.
- BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2011. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119992714>. Acesso em: 15 nov. 2020.
- CARTA, José A.; VELÁZQUEZ, Sergio ; CABRERA, Pedro. A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 362–400, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.004>. Acesso em: 13 jan. 2021.
- DUMONT, Gabriel Barbieri. **Análise do potencial eólico de um terreno complexo empregando modelagem numérica da camada limite atmosférica via OpenFOAM**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/200099>. Acesso em: 26 jan. 2021.
- ERA5**. ECMWF. Disponível em: <<https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>>. Acesso em: 13 mar. 2021.
- FRANDSEN, S. et al. Redefinition power curve for more accurate performance assessment of wind farms. **Wind Energy**, v. 3, n. 2, p. 81–111, 2000. Disponível em: [https://doi.org/10.1002/1099-1824\(200004/06\)3:2<81::AID-WE31>3.0.CO;2-4](https://doi.org/10.1002/1099-1824(200004/06)3:2<81::AID-WE31>3.0.CO;2-4). Acesso em: 15 out. 2020.
- GALLON, Guilherme Pasqualli. **Análise comparativa entre o potencial eólico previsto e a energia produzida pelo complexo eólico Rio do Fogo**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia, Porto Alegre, 2015. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/127949>. Acesso em: 26 jan. 2021.
- GALLON, Guilherme Pasqualli. **Análise numérica da influência das características do vento em diferentes regiões do Brasil no desempenho aerodinâmico e potência média de um aerogerador**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/215315>. Acesso em: 26 jan. 2021.
- GASCH, Robert; TWELE, Jochen. (Orgs.). **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Berlin: Springer Berlin Heidelberg, 2012.

JACKSON, P. S.; HUNT, J. C. R. Turbulent wind flow over a low hill. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 101, n. 430, p. 929–955, 1975. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/qj.49710143015>. Acesso em: 01 mar. 2021.

KIM, H. et al. Wind Turbine Wake Characterization for Improvement of the Ainslie Eddy Viscosity Wake Model. **Energies**, v. 11, n. 10, p. 2823, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en11102823>. Acesso em: 20 mar. 2021.

MORTENSEN, N. G.; PETERSEN, E.L. **Influence of topographical input data on the accuracy of wind flow modelling in complex terrain**. Dublin, Ireland: European wind energy conference Proceedings, p. 317–320, 1998. Disponível em: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/influence-of-topographical-input-data-on-the-accuracy-of-wind-flo>. Acesso em: 28 fev. 2021.

ROCA, William Bellinazo. **Dimensionamento de um parque eólico e sua subestação comparando ferramentas de CFD e atlas eólicos**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia, Porto Alegre, 2015. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/134614>. Acesso em: 19 mar. 2021.

SCHEURICH, F. et al. Improving the Accuracy of Wind Turbine Power Curve Validation by the Rotor Equivalent Wind Speed Concept. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 753, p. 072029, 2016. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/753/7/072029>. Acesso em: 11 jan. 2021.

STULL, Roland B. **An Introduction to Boundary Layer Meteorology**. Kluwer Academic Publishers, [s.l.], 1998.

VAN SARK, W. et al. Do we really need rotor equivalent wind speed? **Wind Energy**, v. 22, n. 6, p. 745–763, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/we.2319>. Acesso em: 12 abr. 2020.

WAGNER, R. et al. The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements. **Wind Energy**, v. 12, n. 4, p. 348–362, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/we.297>. Acesso em: 25 jan. 2021.

WAGNER, R. et al. Rotor equivalent wind speed for power curve measurement – comparative exercise for IEA Wind Annex 32. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 524, p. 012108, 2014. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/524/1/012108>. Acesso em: 17 dez. 2020.

WOOD, David. **Small Wind Turbines**. London: Springer London, 2011.

ZHANG, M. H. **Wind Resource Assessment and Micro-siting: Science and Engineering**. Hoboken: Wiley, 2015. Disponível em: <https://www.wiley.com/en-us/Wind+Resource+Assessment+and+Micro+siting%3A+Science+and+Engineering-p-9781118900109>. Acesso em: 17 fev. 2021.

## APÊNDICE I – Modelo de Esteira Eddy Viscosity

O modelo de esteira Eddy Viscosity, desenvolvido por Ainslie (1988), consiste na resolução das equações diferenciais de Navier Stokes por diferenças finitas. Para isto, a viscosidade turbilhonar (*eddy viscosity*) é composta de duas parcelas: a primeira devido à mistura turbulenta devido à turbulência gerada na região de esteira, a segunda devido à turbulência ambiente.

A rapidez com que a velocidade se recupera à jusante do aerogerador, na região de esteira, depende tanto da turbulência ambiente, quanto da turbulência gerada na própria esteira. Esta depende dos parâmetros de operação do próprio aerogerador, enquanto aquela é função da área onde este aerogerador está instalado, devido à rugosidade ambiente, da altura do cubo e da estabilidade atmosférica.

Para modelagem matemática, Ainslie considerou que o perfil de velocidade do vento era axissimétrico na região da esteira turbulenta, sem velocidades circunferenciais, e o escoamento em regime permanente. Gradientes de pressão foram desconsiderados. A equação governante consta na Equação I.1.

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = -\frac{1}{r} \left[ \frac{\partial (r \overline{u'v'})}{\partial r} \right] \quad \text{Eq.(I.1)}$$

Em que a componente tensão de Reynolds,  $\overline{u'v'}$ , é definida segundo a Equação I.2. Enquanto isto, a viscosidade turbilhonar,  $\varepsilon$ , é decomposta em duas parcelas, uma associada à turbulência ambiente, a outra, à turbulência gerada na esteira, conforme a Equação I.3.

$$-\overline{u'v'} = \varepsilon \frac{\partial U}{\partial r} \quad \text{Eq.(I.2)}$$

$$\varepsilon = l_w(x) U_w(x) + \varepsilon_a \quad \text{Eq.(I.3)}$$

Na região de esteira aerodinâmica imediatamente após o aerogerador, até aproximadamente 5 diâmetros de rotor à jusante do aerogerador, é necessário ajustar a equação da viscosidade turbilhonar, segundo Ainslie. Desta forma, propôs-se o uso de uma função filtro, de modo que a viscosidade turbilhonar seja obtida através da Equação I.4.

$$\varepsilon = F [k_1 b (U_0 - U_w) + K_M] \quad \text{Eq.(I.4)}$$

Ao passo que a função filtro,  $F$  é determinada em função da distância ao rotor do aerogerador, medida em termos de diâmetro do mesmo, conforme a Equação I.5.

$$F = \begin{cases} 0,65 + \left( \frac{x-4,5}{23,32} \right)^{\frac{1}{3}}, & x < 5,5 \\ 1, & x \geq 5,5 \end{cases} \quad \text{Eq.(I.5)}$$

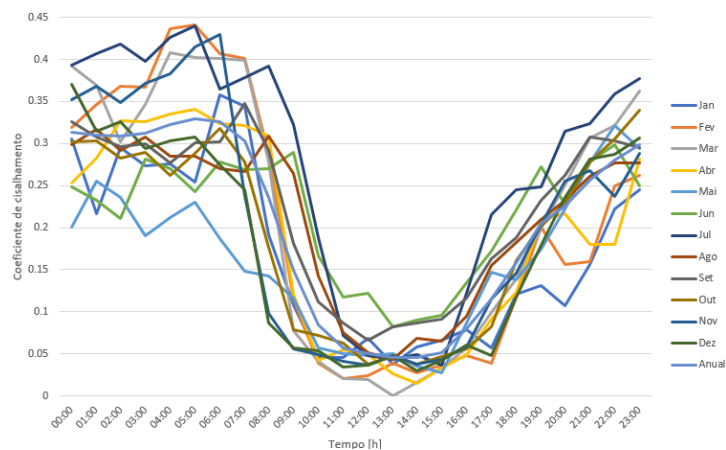
Segundo Kim et al (2018), se a distância a jusante for menor que 5,5 vezes o diâmetro do rotor, apenas parte do momento turbilhonar é recuperado pelo escoamento.

### APÊNDICE II – Parâmetros dos Aerogeradores

Torre Anemométrica	Latitude [°]	Longitude [°]	Altitude [m]	RIX [%]	ΔRix [%]
Panambi	-28,0556	-53,5226	563	0,05	-

Aerogerador	Latitude [°]	Longitude [°]	Altitude [m]	RIX [%]	Δ Rix [%]
T1	-28,0437	-53,5351	519	0,03	20,00
T2	-28,0461	-53,5304	548	0,03	-40,00
T3	-28,0458	-53,5218	541	0,05	0,00
T4	-28,0474	-53,5168	550	0,05	0,00
T5	-28,0485	-53,5123	550	0,05	0,00
T6	-28,0503	-53,5374	554	0,06	20,00
T7	-28,0522	-53,5311	564	0,06	20,00
T8	-28,0535	-53,5315	558	0,05	0,00
T9	-28,0545	-53,5150	540	0,07	40,00
T10	-28,0587	-53,5073	533	0,03	-40,00
T11	-28,0590	-53,5399	534	0,05	0,00
T12	-28,0597	-53,5305	559	0,05	0,00
T13	-28,0613	-53,5219	565	0,04	-20,00
T14	-28,0633	-53,5149	553	0,05	0,00
T15	-28,0652	-53,5082	543	0,05	0,00

### APÊNDICE III – Variação sazonal do perfil diário de coeficiente de cisalhamento



### APÊNDICE IV – Padrões Horário-Mensal

#### Padrão Horário-Mensal do Coeficiente de Cisalhamento

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total [%]
00:00	0.305	0.320	0.392	0.253	0.201	0.248	0.393	0.299	0.326	0.302	0.353	0.370	0.313
01:00	0.217	0.346	0.369	0.282	0.255	0.232	0.407	0.317	0.308	0.303	0.369	0.315	0.310
02:00	0.295	0.369	0.302	0.328	0.236	0.211	0.419	0.292	0.296	0.282	0.348	0.326	0.309
03:00	0.274	0.367	0.346	0.326	0.190	0.281	0.397	0.308	0.300	0.289	0.372	0.294	0.312
04:00	0.276	0.437	0.408	0.335	0.212	0.270	0.426	0.285	0.277	0.262	0.383	0.303	0.323
05:00	0.255	0.441	0.402	0.341	0.231	0.243	0.440	0.285	0.300	0.288	0.415	0.308	0.329
06:00	0.357	0.407	0.401	0.324	0.188	0.278	0.365	0.270	0.302	0.318	0.430	0.275	0.326
07:00	0.344	0.402	0.399	0.321	0.148	0.269	0.378	0.267	0.348	0.278	0.239	0.245	0.303
08:00	0.192	0.288	0.278	0.309	0.143	0.270	0.392	0.309	0.292	0.176	0.098	0.087	0.236
09:00	0.108	0.116	0.078	0.121	0.116	0.290	0.322	0.264	0.182	0.078	0.056	0.058	0.149
10:00	0.046	0.039	0.041	0.042	0.057	0.166	0.188	0.142	0.111	0.072	0.050	0.054	0.084
11:00	0.046	0.021	0.020	0.055	0.050	0.118	0.072	0.075	0.087	0.063	0.041	0.034	0.057
12:00	0.069	0.024	0.020	0.049	0.049	0.122	0.048	0.052	0.067	0.038	0.036	0.037	0.051
13:00	0.038	0.039	0.000	0.026	0.050	0.082	0.043	0.044	0.082	0.047	0.048	0.047	0.045
14:00	0.059	0.028	0.016	0.015	0.035	0.090	0.050	0.069	0.086	0.038	0.038	0.030	0.046
15:00	0.066	0.037	0.033	0.033	0.027	0.096	0.036	0.065	0.091	0.047	0.043	0.043	0.051
16:00	0.078	0.048	0.057	0.049	0.086	0.135	0.122	0.095	0.116	0.056	0.059	0.061	0.080
17:00	0.057	0.039	0.100	0.091	0.147	0.172	0.216	0.155	0.163	0.082	0.115	0.048	0.115
18:00	0.121	0.118	0.139	0.124	0.138	0.222	0.245	0.183	0.189	0.160	0.146	0.117	0.158
19:00	0.131	0.201	0.199	0.210	0.175	0.273	0.249	0.210	0.233	0.202	0.204	0.179	0.205
20:00	0.108	0.156	0.251	0.216	0.222	0.228	0.315	0.233	0.262	0.230	0.255	0.237	0.226
21:00	0.156	0.160	0.306	0.180	0.277	0.278	0.323	0.261	0.307	0.278	0.268	0.282	0.256
22:00	0.222	0.250	0.322	0.180	0.321	0.298	0.359	0.278	0.303	0.306	0.237	0.287	0.280
23:00	0.245	0.262	0.362	0.281	0.294	0.249	0.377	0.277	0.295	0.339	0.289	0.307	0.298

#### Padrão de Produção Horário-Mensal baseado na velocidade à altura do cubo

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total (%)
00:00	0.34	0.30	0.36	0.35	0.49	0.47	0.60	0.63	0.56	0.54	0.45	0.40	5.49
01:00	0.36	0.31	0.36	0.37	0.52	0.50	0.57	0.64	0.58	0.55	0.47	0.43	5.67
02:00	0.34	0.34	0.38	0.39	0.53	0.51	0.57	0.65	0.59	0.57	0.48	0.43	5.79
03:00	0.35	0.36	0.38	0.39	0.48	0.50	0.55	0.63	0.56	0.55	0.45	0.41	5.61
04:00	0.34	0.36	0.39	0.39	0.46	0.48	0.54	0.61	0.55	0.55	0.45	0.40	5.51
05:00	0.36	0.39	0.40	0.40	0.44	0.46	0.53	0.61	0.54	0.53	0.45	0.39	5.50
06:00	0.38	0.39	0.40	0.38	0.41	0.45	0.52	0.62	0.55	0.51	0.41	0.35	5.35
07:00	0.31	0.33	0.35	0.35	0.38	0.45	0.53	0.61	0.52	0.44	0.34	0.27	4.90
08:00	0.26	0.26	0.28	0.30	0.36	0.42	0.46	0.54	0.47	0.38	0.30	0.22	4.24
09:00	0.26	0.23	0.23	0.25	0.31	0.35	0.38	0.45	0.42	0.34	0.29	0.20	3.71
10:00	0.27	0.22	0.22	0.22	0.30	0.33	0.32	0.40	0.38	0.30	0.27	0.18	3.40
11:00	0.26	0.20	0.20	0.19	0.27	0.28	0.28	0.38	0.36	0.27	0.25	0.14	3.08
12:00	0.25	0.19	0.18	0.16	0.25	0.26	0.27	0.36	0.33	0.26	0.23	0.13	2.87
13:00	0.22	0.16	0.15	0.14	0.24	0.27	0.29	0.33	0.32	0.26	0.22	0.15	2.75
14:00	0.20	0.16	0.15	0.13	0.22	0.26	0.28	0.29	0.30	0.26	0.24	0.18	2.65
15:00	0.17	0.15	0.14	0.14	0.21	0.27	0.25	0.25	0.27	0.26	0.24	0.17	2.51
16:00	0.15	0.13	0.13	0.15	0.21	0.27	0.22	0.23	0.25	0.24	0.23	0.19	2.39
17:00	0.16	0.13	0.13	0.17	0.23	0.30	0.26	0.26	0.27	0.25	0.24	0.22	2.61
18:00	0.17	0.12	0.15	0.20	0.26	0.33	0.35	0.33	0.30	0.27	0.25	0.26	2.99
19:00	0.20	0.16	0.23	0.24	0.31	0.37	0.44	0.39	0.36	0.35	0.30	0.31	3.67
20:00	0.24	0.21	0.28	0.27	0.37	0.42	0.50	0.46	0.44	0.45	0.38	0.37	4.39
21:00	0.26	0.24	0.31	0.30	0.43	0.44	0.54	0.52	0.46	0.48	0.39	0.38	4.76
22:00	0.28	0.26	0.33	0.31	0.45	0.45	0.57	0.56	0.48	0.49	0.38	0.36	4.92
23:00	0.31	0.29	0.35	0.34	0.48	0.46	0.60	0.61	0.53	0.52	0.41	0.38	5.26
Total (%)	6,43	5,88	6,45	6,52	8,59	9,27	10,41	11,37	10,40	9,64	8,10	6,93	100,00

## Padrão de Produção Horário-Mensal baseado na velocidade equivalente de rotor

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total (%)
00:00	0,34	0,31	0,36	0,35	0,49	0,47	0,60	0,63	0,56	0,54	0,46	0,40	5,52
01:00	0,36	0,32	0,36	0,37	0,52	0,50	0,58	0,65	0,59	0,55	0,47	0,44	5,70
02:00	0,34	0,34	0,38	0,39	0,53	0,52	0,58	0,66	0,59	0,57	0,48	0,44	5,82
03:00	0,35	0,36	0,38	0,39	0,48	0,50	0,56	0,63	0,56	0,56	0,45	0,42	5,63
04:00	0,34	0,36	0,39	0,39	0,46	0,48	0,54	0,61	0,55	0,55	0,45	0,40	5,52
05:00	0,36	0,39	0,40	0,40	0,43	0,46	0,53	0,61	0,54	0,54	0,45	0,39	5,51
06:00	0,38	0,39	0,39	0,38	0,41	0,45	0,52	0,62	0,55	0,51	0,41	0,35	5,36
07:00	0,32	0,33	0,36	0,35	0,38	0,45	0,53	0,62	0,53	0,45	0,34	0,28	4,92
08:00	0,26	0,26	0,28	0,30	0,36	0,42	0,46	0,55	0,48	0,38	0,30	0,22	4,26
09:00	0,26	0,23	0,23	0,25	0,31	0,36	0,38	0,46	0,43	0,34	0,28	0,20	3,73
10:00	0,27	0,22	0,21	0,23	0,30	0,33	0,33	0,40	0,38	0,30	0,27	0,18	3,40
11:00	0,26	0,20	0,20	0,19	0,27	0,29	0,28	0,38	0,36	0,27	0,24	0,14	3,07
12:00	0,25	0,18	0,17	0,16	0,25	0,26	0,27	0,36	0,33	0,25	0,22	0,13	2,86
13:00	0,22	0,16	0,15	0,14	0,24	0,26	0,28	0,33	0,32	0,26	0,22	0,14	2,73
14:00	0,20	0,15	0,15	0,13	0,22	0,25	0,27	0,29	0,30	0,26	0,24	0,17	2,63
15:00	0,17	0,15	0,14	0,14	0,21	0,26	0,24	0,25	0,26	0,25	0,23	0,17	2,49
16:00	0,14	0,13	0,13	0,15	0,21	0,27	0,22	0,22	0,25	0,24	0,23	0,18	2,36
17:00	0,15	0,13	0,12	0,17	0,23	0,29	0,26	0,26	0,27	0,25	0,24	0,22	2,58
18:00	0,17	0,12	0,15	0,20	0,26	0,32	0,35	0,32	0,30	0,27	0,24	0,26	2,96
19:00	0,20	0,16	0,22	0,24	0,30	0,37	0,44	0,39	0,36	0,35	0,29	0,31	3,64
20:00	0,24	0,21	0,28	0,27	0,37	0,41	0,50	0,46	0,43	0,45	0,38	0,37	4,36
21:00	0,26	0,24	0,31	0,30	0,42	0,44	0,54	0,52	0,46	0,48	0,39	0,38	4,75
22:00	0,28	0,26	0,33	0,31	0,44	0,45	0,57	0,56	0,48	0,50	0,38	0,36	4,93
23:00	0,31	0,29	0,35	0,34	0,48	0,46	0,60	0,61	0,53	0,52	0,42	0,38	5,28
Total (%)	6,41	5,88	6,45	6,52	8,57	9,27	10,43	11,38	10,41	9,65	8,10	6,93	100,00

## Razão entre os padrões de produção de energia

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total (%)
00:00	1.007	1.011	1.010	1.005	0.998	0.999	1.004	1.003	1.003	1.005	1.007	1.012	1.005
01:00	1.006	1.009	1.008	1.004	0.995	1.001	1.010	1.005	1.005	1.006	1.010	1.012	1.006
02:00	1.002	1.004	1.005	1.002	0.995	1.006	1.012	1.005	1.002	1.004	1.005	1.010	1.004
03:00	1.001	1.005	1.001	0.999	0.996	1.004	1.011	1.004	0.999	1.005	1.004	1.010	1.003
04:00	0.999	1.004	1.000	1.000	1.001	1.004	1.010	1.000	0.998	1.004	1.006	1.010	1.003
05:00	0.995	0.998	0.992	0.993	0.998	1.006	1.006	1.001	1.002	1.006	1.011	1.009	1.002
06:00	0.990	0.992	0.996	0.995	0.995	1.004	1.003	1.002	1.004	1.011	1.017	1.005	1.002
07:00	1.004	1.003	1.008	1.002	0.996	1.002	1.007	1.005	1.010	1.010	1.010	1.006	1.005
08:00	1.011	1.006	1.007	1.006	0.999	1.002	1.011	1.007	1.009	1.005	1.000	1.001	1.006
09:00	1.002	0.999	0.998	1.006	1.006	1.009	1.016	1.012	1.007	1.000	0.995	0.994	1.005
10:00	0.996	0.993	0.995	1.003	1.004	1.006	1.007	1.007	1.002	0.996	0.993	0.990	1.000
11:00	0.994	0.993	0.994	1.002	1.002	1.001	0.999	1.002	1.000	0.996	0.994	0.991	0.998
12:00	0.993	0.993	0.993	1.002	1.002	0.996	0.994	0.999	0.998	0.995	0.993	0.991	0.996
13:00	0.990	0.992	0.993	1.000	1.000	0.993	0.994	0.998	0.995	0.991	0.989	0.987	0.994
14:00	0.991	0.991	0.991	1.000	1.001	0.991	0.986	0.991	0.993	0.989	0.989	0.989	0.991
15:00	0.991	0.988	0.990	1.000	1.000	0.991	0.985	0.991	0.993	0.990	0.990	0.990	0.991
16:00	0.989	0.989	0.991	0.997	0.997	0.992	0.985	0.990	0.992	0.990	0.990	0.985	0.991
17:00	0.985	0.988	0.989	0.990	0.992	0.996	0.993	0.994	0.993	0.990	0.989	0.983	0.991
18:00	0.987	0.988	0.984	0.987	0.990	0.994	0.989	0.994	0.995	0.991	0.986	0.983	0.990
19:00	0.992	0.993	0.989	0.993	0.998	0.994	0.989	0.991	0.991	0.992	0.987	0.985	0.991
20:00	0.991	0.995	0.998	0.998	0.996	0.993	0.990	0.990	0.992	1.000	0.997	0.991	0.994
21:00	0.997	1.000	1.005	1.000	0.993	0.995	0.994	0.994	0.998	1.005	1.001	0.995	0.998
22:00	1.002	1.007	1.007	1.004	0.994	0.998	1.000	0.998	1.002	1.005	1.002	0.999	1.001
23:00	1.004	1.009	1.008	1.004	0.996	0.995	1.001	1.001	1.003	1.006	1.006	1.008	1.003
Total (%)	0.998	1.000	1.000	1.000	0.997	0.999	1.001	1.000	1.000	1.002	1.001	1.000	1.000