



## **Título: Caracterização dos Ventos**

---

**Autor: Danilo Lima**

---

### **CONTEÚDO**

<b>A. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>B. MEDIÇÃO DE VELOCIDADE E DIREÇÃO .....</b>	<b>2</b>
<b>C. DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DA VELOCIDADE.....</b>	<b>6</b>
<b>D. DISTRIBUIÇÃO DE DIREÇÃO .....</b>	<b>9</b>
<b>E. PERFIL VERTICAL DE VELOCIDADE .....</b>	<b>10</b>
<b>F. POTÊNCIA EÓLICA.....</b>	<b>14</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>15</b>

### **A. Introdução**

Como toda e qualquer decisão de investimento, a instalação de um equipamento que utilize fontes renováveis de energia deve ser baseada em dados de boa qualidade. No que diz respeito à Energia Eólica, não é diferente.

O desenvolvimento de um projeto eólico depende, antes de mais nada, da quantidade de energia que pode ser extraída do vento em um determinado local. Assim, será possível avaliar se o investimento, em tempo, energia e dinheiro, serão devolvidos e em quanto tempo.

Já vimos que o regime de vento, apesar de obedecer a padrões continentais, também é extremamente variável segundo o relevo e condições locais. Devido tal fato, é de suma importância que campanhas de medição da velocidade e da direção dos ventos sejam feitas para o local exato onde se pretende desenvolver um projeto eólico.

## B. Medição de Velocidade e Direção

Diferentemente da maioria das grandezas medidas, o vento deve ser medido como uma grandeza vetorial, isto é, devem ser medidos tanto a velocidade do vento como sua direção.

Em se tratando de aplicação para aerogeradores, somente são de interesse as componentes horizontais de velocidade e direção do vento.

### ***Instrumentos de Medição***

O instrumento utilizado para se medir a velocidade do vento é chamado de anemômetro. Existem diferentes tipos anemômetro, cada um baseado em um princípio físico distinto.

O anemômetro mais utilizado, e inclusive recomendado pelo IEC (*International Electrotechnical Commission*), é o anemômetro de copo (Figura 1). Nele, a velocidade rotacional dos copos é proporcional à velocidade do vento.

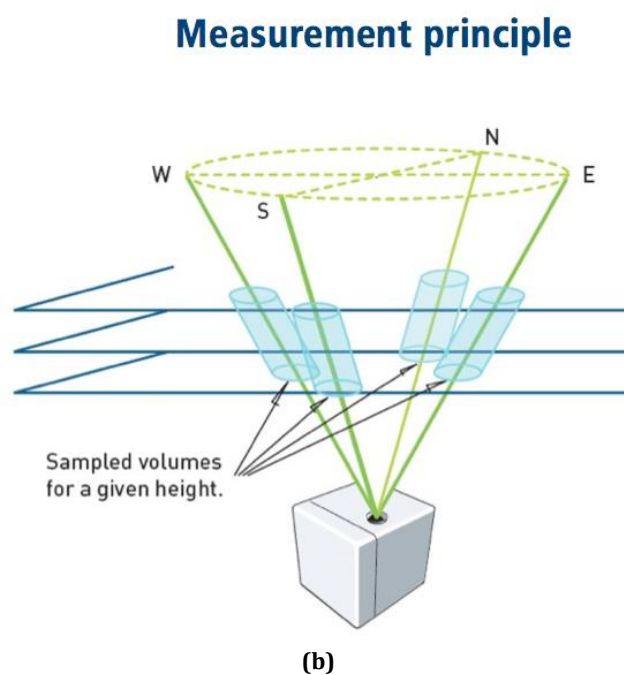
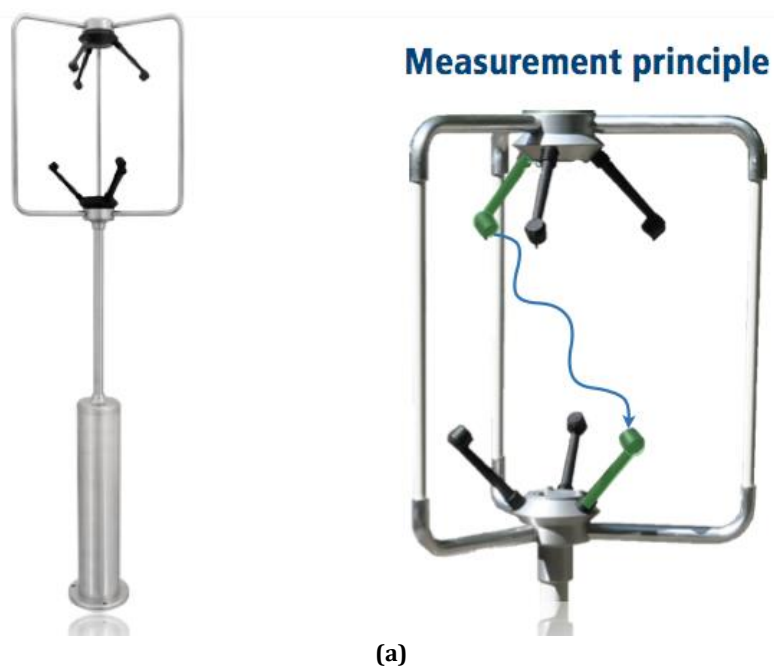


**Figura 1 – Diferentes modelos de anemômetro de copo. Fonte: (Hölling, 2010)**

Os anemômetros de copo são os mais utilizados na indústria de energia eólica pelos seus custos relativamente baixos, se comparados aos demais, sua exatidão e confiabilidade.

Outros tipos de anemômetros são (Figura 2):

- Anemômetro ultrassônico: pulsos de ultrassom (som a uma frequência superior ao ouvido por seres humanos, de aproximadamente 20.000 Hz) são emitidos e recebidos por sensores especiais que medem o tempo de viagem do pulso entre o emissor e o receptor;
- LIDAR ( *Light Detection and Ranging*): Utiliza o efeito Doppler a partir do uso de lasers para a determinação da velocidade do vento.



**Figura 2 – Outros tipos de anemômetro. (a) Anemômetro ultrassônico. (b) LIDAR. Fonte: (Hölling, 2010)**

Para a medição da direção do vento, utiliza-se um instrumento chamado de anemoscópio (Figura 3).



(a)



(b)

Figura 3 – Exemplos de anemoscópio. Fonte: (Loureiro, 2011); Wikipedia (Windrichtungsgeber)

### ***Torre de Medição***

A medição efetiva da velocidade e direção do vento no local de interesse se dá pelo uso de torres anemométricas. Estas torres trazem uma série de instrumentos capazes de medir as grandezas de interesse para a avaliação do potencial eólico. Um exemplo esquemático de uma torre anemométrica é apresentado na Figura 4.

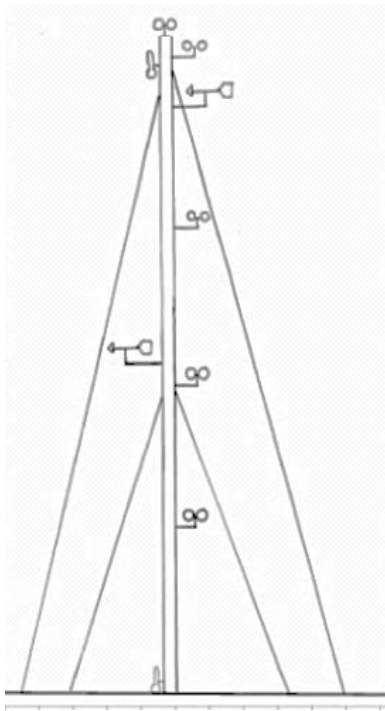
Para a medição de velocidade, são utilizados anemômetros de copo a diferentes alturas, de modo a determinar a velocidade média em cada uma. Desta forma é possível estimar a energia a ser gerada pelo aerogerador. Adicionalmente, é possível determinar o perfil vertical de velocidade do vento do local.

Para a medição da direção dos ventos, são utilizados dois anemoscópios: um no topo e outro próximo ao solo. Assim, é possível verificar e validar a aproximação feita para o atrito constante da camada-limite superficial e também para a verificação do limite entre a camada-limite superficial e a camada de Ekman.

Além das medidas de velocidade e direção do vento, é necessário medir outras grandezas importantes na determinação da potência eólica. São elas a temperatura, a pressão atmosférica e a humidade do ar.

A temperatura deve ser medida para se determinar a densidade do ar. A densidade do ar, como iremos ver, é necessária para se determinar a potência que pode ser extraída do vento. Além disso, deve-se medir a temperatura no topo da torre e também próximo ao solo, para que se possa verificar a estabilidade térmica.

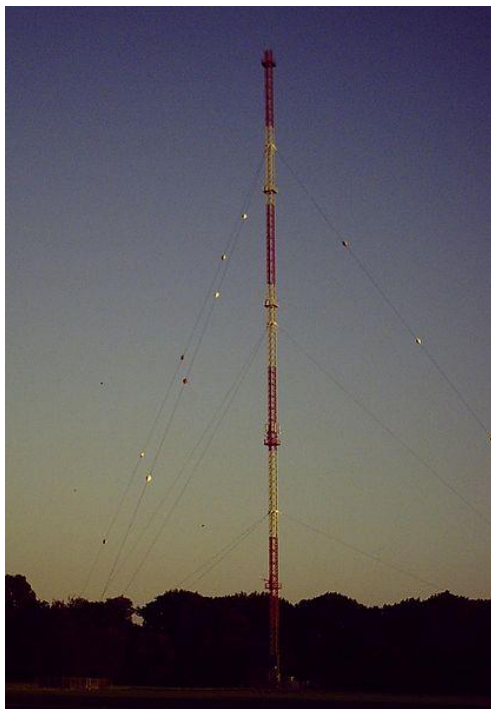
A pressão atmosférica e a humidade também devem ser medidos, preferencialmente no topo, devido sua influência na densidade do ar.



(a)



(b)



(c)



(d)

**Figura 4 – Torres anemométrica. (a) Representação de uma torre. (b) Torre com 200 m de altura em Karlsruhe, Alemanha. (c) Torre de 164 m de altura em Grafenrheinfeld, Alemanha. (d) Torre de 65 m de altura em Gussenstadt, Alemanha. Fonte: (Waldl, 2011); Wikipedia (Messturm)**

### C. Distribuição Estatística da Velocidade

Após a medição das grandezas realizada na torre anemométrica, passa-se à avaliação dos dados. A Figura 5 apresenta um exemplo de medição de velocidade do vento para um período de 20 dias.

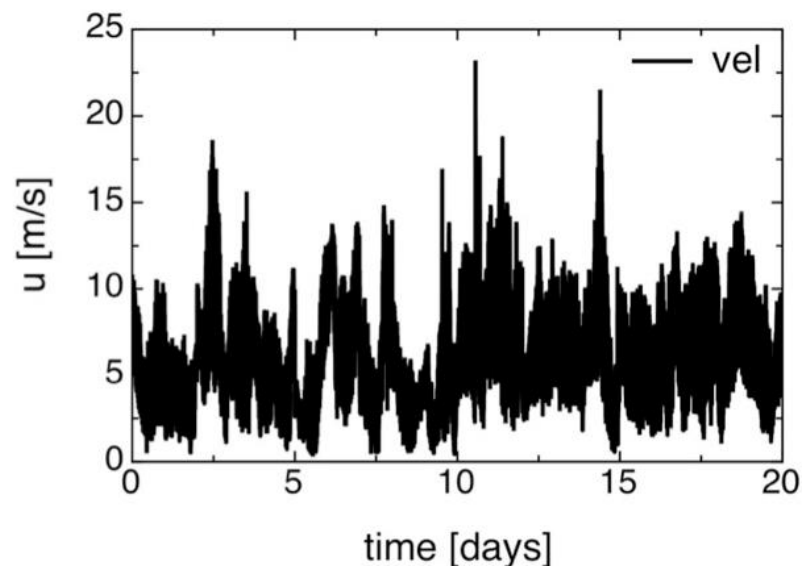


Figura 5 – Série temporal de velocidade do vento para 20 dias. Fonte: (Hölling, 2010)

A frequência de medição dos anemômetros pode ser ajustada, podendo variar entre medições a cada 1 segundo, 30 segundos ou ainda 1 minuto. Como o volume de dados coletados é bastante grande, costuma-se trabalhar, durante a fase de análise das medições, com a média de 10 minutos destes dados. Um exemplo desta prática é apresentado na Figura 6.

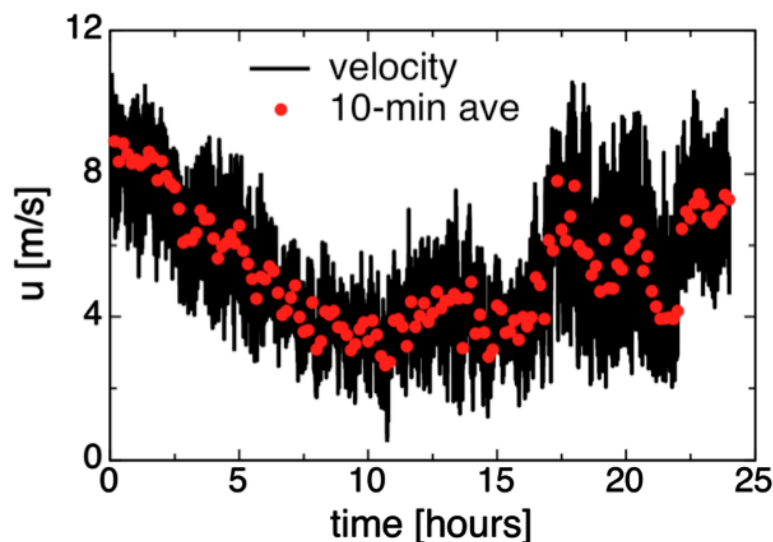


Figura 6 – Cálculo da média de 10 minutos para as primeiras 24 horas. Fonte: (Hölling, 2010)

Após o cálculo das médias de 10 minutos, passa-se a um processo de contagem da frequência das medidas de velocidade que ocorrem dentro de um determinado intervalo. Por exemplo, durante os 20 dias de medição, ocorreram 200 medições de velocidade do vento entre os valores de 4 m/s a

4,5 m/s. Repetindo esse processo para todas as faixas de velocidade medidas (costuma-se utilizar intervalos de 0,5 m/s), obtém-se um gráfico similar ao da Figura 7.

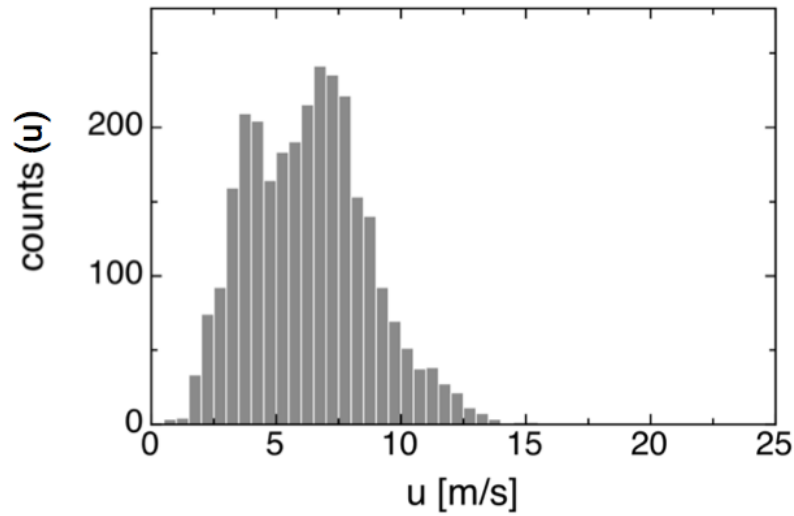


Figura 7 – Distribuição das médias de 10 minutos das velocidades do vento. Fonte: (Hölling, 2010)

Dividindo o número de ocorrências de cada intervalo pelo total de ocorrências, obtém-se uma densidade de probabilidade (Figura 8).

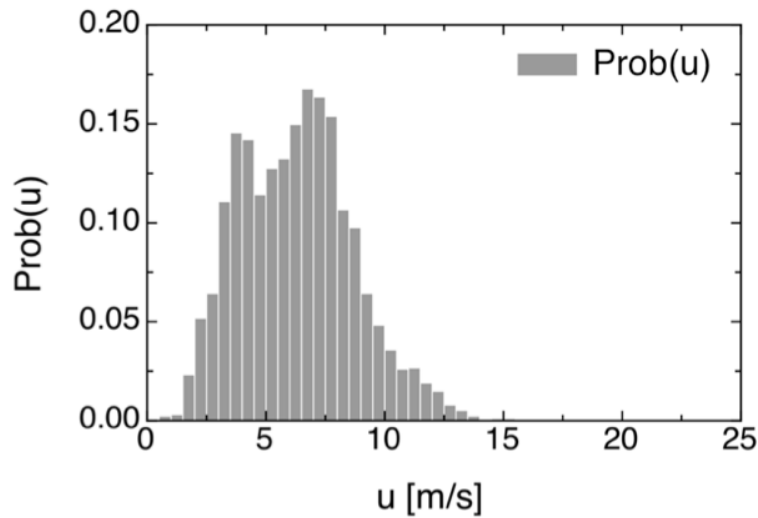


Figura 8 – Densidade de probabilidade das velocidades do vento. Fonte: (Hölling, 2010)

A densidade de probabilidade apresentada na Figura 8 é típica para as medições de velocidade de vento de maneira geral. Por isso, costuma-se aproximar essa densidade pela função de densidade de probabilidade de Weibull. A descrição matemática desta função é:

$$f_d(u) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

A Figura 9 apresenta como a densidade de probabilidade das velocidades medidas e apresentadas anteriormente pode ser aproximada por uma função de densidade de probabilidade de Weibull. Dessa forma é possível comparar locais distintos de maneira mais objetiva.

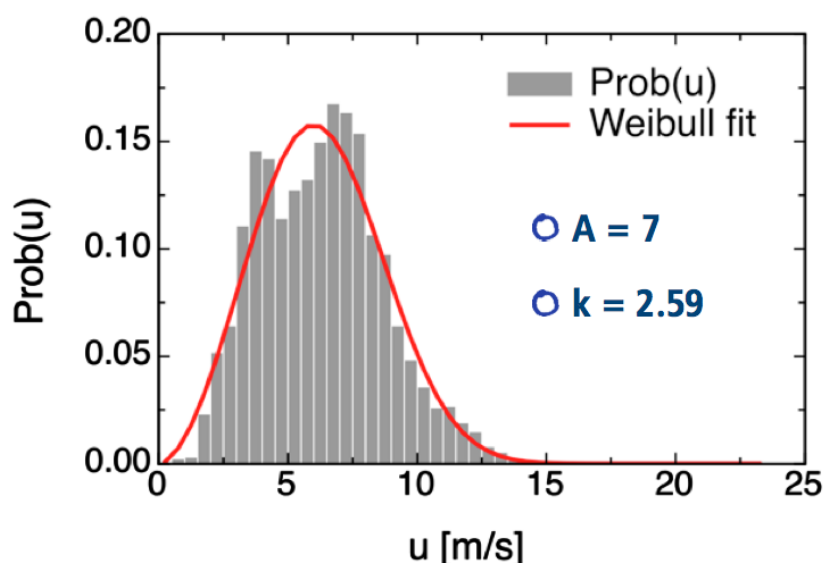


Figura 9 – Aproximação da densidade de probabilidade pela distribuição de Weibull. Fonte: (Hölling, 2010)

A função de Weibull apresenta dois parâmetros em sua equação:  $A$  é o parâmetro de escala e  $k$  é o parâmetro de forma. Na prática, todas as distribuições de velocidade de vento podem ser aproximadas pela distribuição de Weibull, bastando apenas alterar os dois parâmetros acima, como mostra a Figura 10.

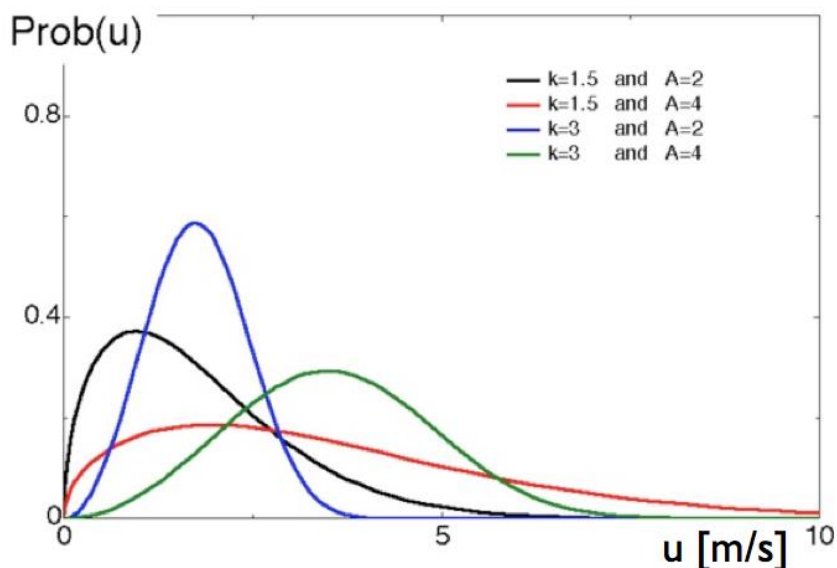


Figura 10 – Distribuição de Weibull



## D. Distribuição de Direção

As medições de direção de vento são realizadas para se conhecer a direção predominante dos ventos em uma determinada localidade. Este parâmetro é importante, pois quanto maior o tempo que o vento ocorrer em uma direção predominante, maior será a eficiência do processo de conversão de energia pelo aerogerador.

Ao se projetar parques eólicos, a direção predominante do vento também irá influenciar a disposição dos aerogeradores para que os efeitos mútuos possam ser minimizados.

Vale ressaltar que a direção do vento depende sempre dos efeitos locais, por isso a importância de medi-los no local a ser analisado.

A representação da distribuição da direção do vento é realizada através da rosa dos ventos, como apresentada pela Figura 11. Nela são descritas as direções predominantes das origens do vento (de onde o vento sopra).

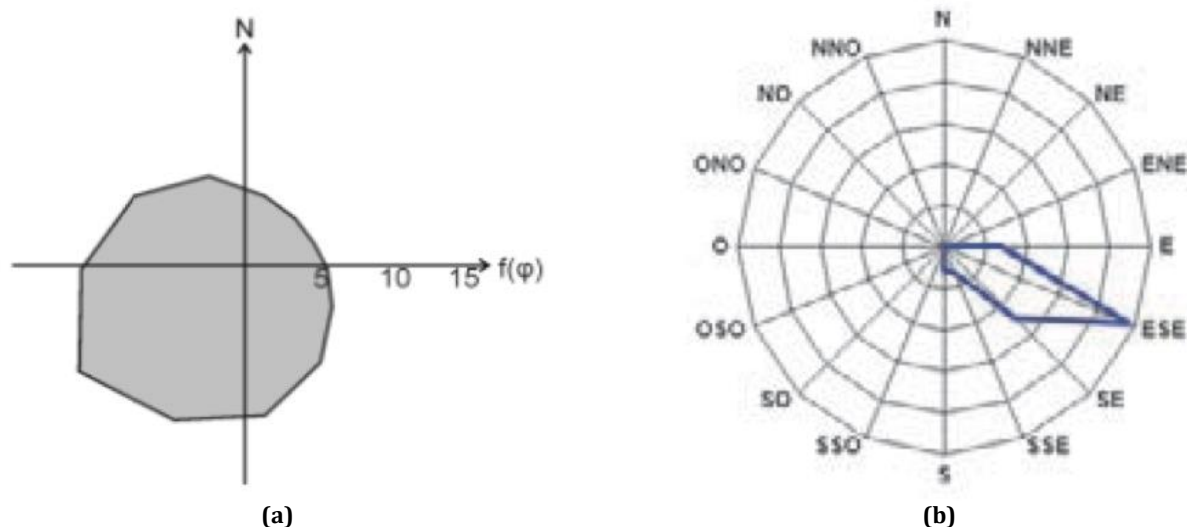


Figura 11 – Exemplos de rosa dos ventos. (a) Ventos em todas as direções com predominância da direção oeste e sudoeste. Fonte: (Waldl, 2011). (b) Ventos com grande predominância da direção sudeste. Fonte: (Barreto, 2008)

## E. Perfil Vertical de Velocidade

De maneira geral, a influência da estabilidade térmica da atmosfera no perfil vertical do vento pode ser vista na Figura 12. Para condições estáveis, há menos turbulência na atmosfera e consequentemente menor mistura entre as camadas de ar. Isto leva a menores velocidades de vento próximo ao solo.

Já para condições instáveis, a turbulência na atmosfera é maior, causando uma maior mistura entre as camadas. Isto leva a maiores velocidades de vento próximo ao solo. Estes efeitos podem ser vistos na Figura 12.

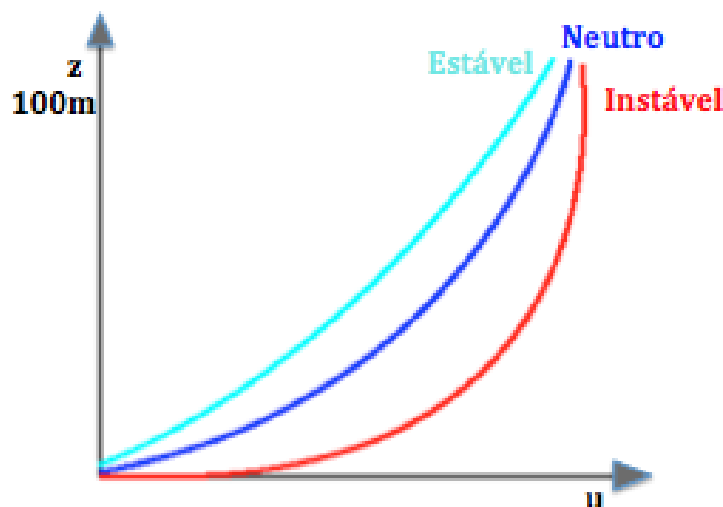


Figura 12 – Efeito da estabilidade térmica no perfil vertical de velocidade do vento

Existem diferentes formas de se modelar o perfil vertical de velocidades dos ventos. Na prática, duas abordagens são mais utilizadas nessa modelagem, com diferentes graus de complexidade.

A abordagem meteorológica aproxima o perfil vertical de velocidades por uma função logarítmica:

$$u(z) = \frac{u^*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Onde

- $u^*$ : velocidade de fricção, representa as forças de atrito no solo. Tem valores típicos entre 0,1 m/s e 0,5 m/s;
- $k$ : constante de von Karman, com valor aproximado de 0,4;
- $z_0$ : comprimento de rugosidade da superfície, descreve a cobertura do terreno local.

A Figura 13 apresenta a representação do perfil logarítmico de velocidade.

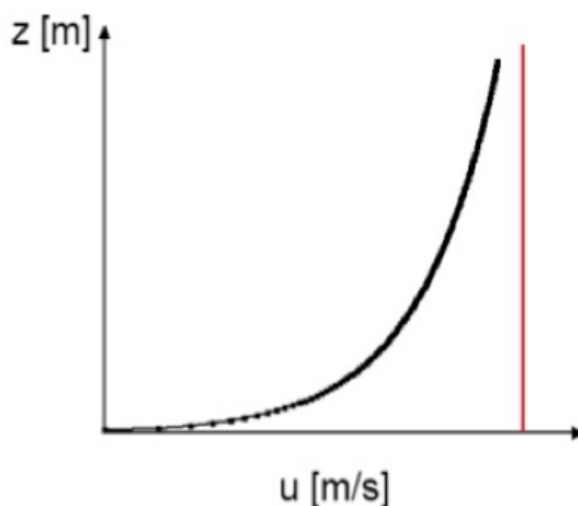


Figura 13 – Perfil logarítmico de velocidade

A Tabela 1 apresenta alguns valores para o comprimento de rugosidade alguns tipos de terreno. O comprimento de rugosidade para um determinado terreno pode ser entendido como a altura do solo até onde a velocidade do vento é zero.

Tabela 1 – Valores para o comprimento de rugosidade de diferentes tipos de terreno.

<b>Tipos de terreno</b>	<b>Comprimento de rugosidade <math>z_0</math> (m)</b>
Cidades, florestas	0,7
Subúrbios, área rural arborizada	0,3
Vilarejos, campos com árvores	0,1
Fazendas com poucas árvores e construções	0,03
Planícies gramadas	0,01
Deserto plano, mar aberto	0,001

Uma abordagem mais prática para este perfil de velocidades, e comumente utilizada na avaliação do potencial eólico, é a aproximação do perfil vertical de velocidade pela Lei da Potência. Através da medição da velocidade do vento a duas alturas distintas, é possível aproximar o perfil de velocidade pela seguinte equação (Figura 14):

$$\frac{u(z_2)}{u(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

Onde  $\alpha$  deve ser ajustado a partir das medições feitas nas duas alturas consideradas, como mostra a equação:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{u(z_2)}{u(z_1)}\right)}{\ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right)}$$

Uma vez determinado o parâmetro  $\alpha$ , a velocidade a uma altura qualquer pode então ser determinada pela equação:

$$u(z) = u(z_1) \left(\frac{z}{z_1}\right)^\alpha$$

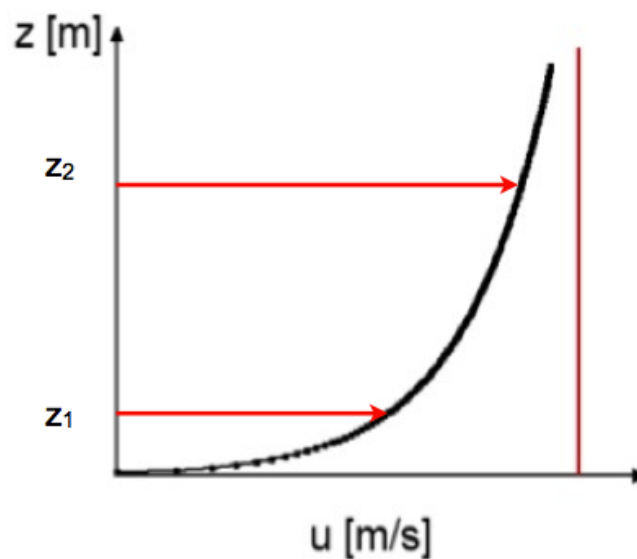


Figura 14 – Perfil da Lei da Potência

O perfil logarítmico é geralmente considerado como mais confiável para se estimar velocidades do vento até aproximadamente 20 metros de altura. Entre 20 e 100 metros, ambos perfis produzem resultados semelhantes na previsão de velocidades. Para alturas superiores a 100 metros, o perfil da Lei da Potência produz resultados mais precisos.

A diferença entre as duas abordagens na representação do perfil vertical do vento pode ser verificada na Figura 15.

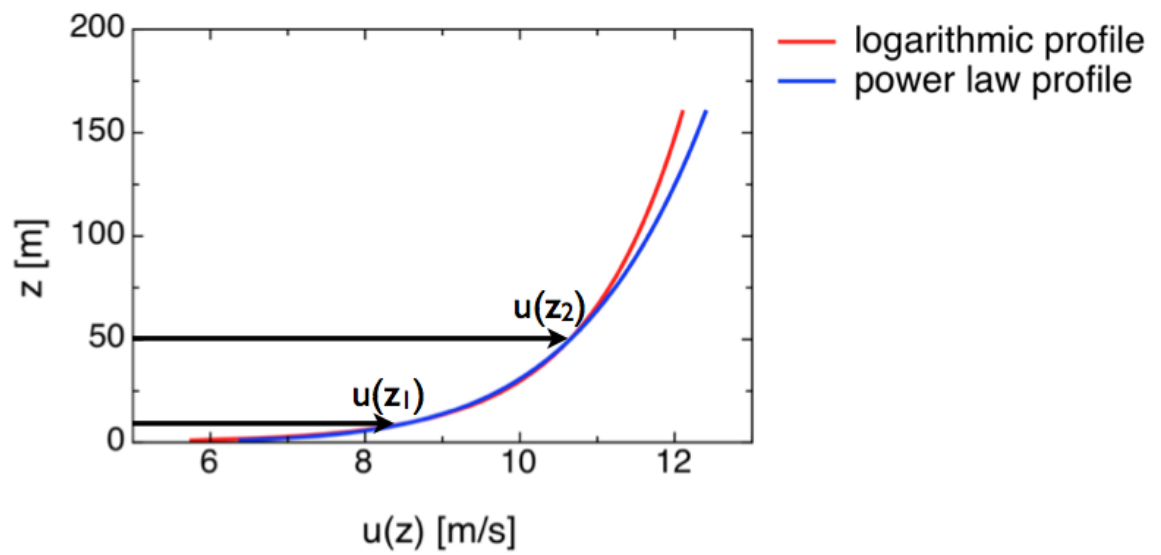


Figura 15 - Comparação entre o perfil logarítmico e o perfil da Lei da Potência

## F. Potência Eólica

A energia cinética contida no vento pode ser expressa por:

$$E = \frac{m}{2} u^2 = \frac{\rho V}{2} u^2 = \frac{\rho A x}{2} u^2$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  é a área de uma seção perpendicular à direção do vento,  $x$  é a distância percorrida pelo vento e  $u$  sua velocidade.

Tomando-se a derivada da energia no tempo, chega-se a potência correspondente para uma velocidade constante  $u$ :

$$\begin{aligned} P_{ar} &= \frac{d}{dt} E = \frac{d}{dt} \left( \frac{\rho A x}{2} u^2 \right) \\ &= \frac{1}{2} \rho A u^2 \frac{dx}{dt} \\ &= \frac{1}{2} \rho A u^3 \end{aligned}$$

Chegamos a conclusão de que a potência que pode ser extraída do vento varia com o cubo de sua velocidade.

Essa conclusão resume a importância de se encontrar lugares com altas velocidades de vento. E o porquê do constante desenvolvimento de aerogeradores cada vez mais altos.

Entretanto, sabemos que nenhum processo de conversão de energia é totalmente eficiente. Logo, um aerogerador não será capaz de extrair toda a potência contida no vento. Consequentemente, a potência gerada pelo aerogerador é sempre menor que a potência eólica. Para representar essa limitação, inserimos o coeficiente  $c_p$  na equação acima.

$$P_{aero} = c_p \frac{1}{2} \rho A u^3 = c_p P_{ar}$$

Veremos na próxima Unidade que o coeficiente de potência  $c_p$  possui um valor teórico máximo (Limite de Betz) e que os valores reais que ele pode alcançar durante o funcionamento de uma turbina eólica dependem de uma série de fatores construtivos e operativos em questão.

## **BIBLIOGRAFIA**

BARRETO, E. J. F. (ED.). **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

HÖLLING, M. **Wind Energy Lecture Notes**. University of Oldenburg, Germany, 2010.

LOUREIRO, B. DE A. **Avaliação de Ferramentas e Métodos para a Elaboração de Mapas Eólicos**. UFPE: [s.n.].

WALDL, I. H.-P. **Wind Energy Lecture Notes**. University of Oldenburg, Germany, 2011.