

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

SETOR DE TECNOLOGIA

CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL

LEON FERNANDO MIECOANSKI

**ESTUDO DO ARRANJO ESQUEMÁTICO DO POSICIONAMENTO DE
AEROGERADORES EM ÁREA FINALIZADA DE ATERRO INDUSTRIAL NA
REGIÃO DE CURITIBA.**

CURITIBA

2014

LEON FERNANDO MIECOANSKI

**ESTUDO DO ARRANJO ESQUEMÁTICO DO POSICIONAMENTO DE
AEROGERADORES EM ÁREA FINALIZADA DE ATERRO INDUSTRIAL NA
REGIÃO DE CURITIBA.**

Trabalho de conclusão de curso
apresentado à disciplina Projeto Final de
Engenharia Ambiental II, do Curso de
Engenharia Ambiental da Universidade
Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Risso Errera.

CURITIBA

2014

AGRADECIMENTOS

O maior agradecimento a Deus, simples e complexamente por tudo.

Aos meus pais, os guias desta jornada. Agradeço a formação sólida. Mãe pela fé e compreensão. Pai pelos sonhos e força.

Ao meu irmão e eterno parceiro, que me acompanhou desde o colo da mãe até os corredores da Universidade. Meu espelho e exemplo, parte fundamental deste trabalho.

À minha irmã pela doçura e esperança. Sempre mostrando o caminho com uma vontade incondicional de ajudar.

A Kamila por completar a minha vida.

Aos amigos e companheiros, os quais garantiram a alegria durante o caminho. Em especial ao meu amigo e irmão Paulo.

Ao Em Ação pelo espírito de transformação.

À Universidade Federal do Paraná, pelos desafios e formação.

“O primeiro dever da inteligência é
desconfiar dela mesma”

(Albert Einstein)

RESUMO

Este projeto trata da otimização do posicionamento de turbinas eólicas para captação do maior potencial energético em área finalizada de aterro industrial em Curitiba. Com o objetivo de apresentar o melhor arranjo esquemático para o posicionamento de aerogeradores, busca na literatura as diversas metodologias existentes para a configuração dos parques eólicos e propõe um algoritmo em *Matlab* que considera os múltiplos efeitos de esteira e calcula a potência instalada total. De forma a analisar os arranjos, foram variados o diâmetro e espaçamento entre as turbinas, para um campo hipotético delimitado, sendo comparados os valores de potência instalada e eficiência. O projeto se propõe, ainda, a realizar um estudo de caso no aterro da unidade paranaense da empresa Essencis Soluções Ambientais, aplicando o modelo proposto com base em dados bibliográficos. Através do modelo, pode-se observar que a potência total instalada no campo aumenta conforme o diâmetro selecionado no arranjo seja maior. Além disso, conforme foi reduzido o espaçamento entre os aerogeradores, a potência instalada aumentou em contrapartida a uma redução de eficiência.

Palavras-chave: Energia eólica. Aterro industrial. Curitiba. Efeito Esteira

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. REVISÃO DE LITERATURA.....	9
2.1 POTÊNCIA DO VENTO.....	12
2.2 TURBINAS EÓLICAS.....	14
2.3 EFEITO ESTEIRA.....	17
2.3.1 MODELO PARK.....	18
2.3.2 MODELO VISCOSIDADE.....	19
2.3.3 MODELO WERLE.....	20
2.4 ESPAÇAMENTO ENTRE TURBINAS.....	22
2.5 CONTROLES DE SEGURANÇA.....	22
3. ARRANJO DE TURBINAS.....	24
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	27
5. RESULTADOS.....	33
6. ESTUDO DE CASO.....	38
7. CONCLUSÕES.....	44
REFERÊNCIAS.....	46
APÊNDICES.....	48

1. INTRODUÇÃO

O presente projeto possui como tema o estudo da otimização do posicionamento de turbinas eólicas objetivando a captação do maior potencial energético. Busca-se dessa forma, analisar as principais variáveis envolvidas na configuração de parques eólicos, discutindo os dados da literatura através de um modelo simulado.

Para tanto, serão apresentados os fenômenos físicos relacionados à mecânica dos fluidos e os modelos utilizados para descrevê-los. Com estas informações é proposto um algoritmo de cálculo da potência de aerogeradores, sobre o qual serão discutidas as variações de parâmetros em um local hipotético.

Como estudo de caso, este modelo é aplicado em área de aterro industrial, da empresa Essencis Soluções Ambientais, situado em Curitiba-PR. Com isto, os dados serão comparados aos resultados obtidos no modelo hipotético.

Inerente aos aterros industriais, a geração de subprodutos da degradação dos resíduos exigem tratamentos que os tornem menos nocivos ao meio ambiente. Dessa forma, existe uma demanda contínua por energia que se mantém por décadas após o encerramento do aterro a qual poderia ser gerada no próprio local por meio de fontes renováveis (Machado *apud* Mandelli *et al*, Finkler, 2005).

As fontes de energia limpa embasam o desenvolvimento sustentável, proporcionando o crescimento econômico com ganhos sociais e ambientais (Goldemberg, 1998).

A crescente demanda por energia aliada a não dependência de combustíveis fósseis e aos problemas que o consumo destes acarretam, impulsionaram a busca e o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, as quais sejam menos poluentes (Simas e Pacas, 2013).

Dessa forma, pode-se observar um crescimento nos investimentos e incentivos à estas fontes, ganhando destaque a energia eólica (Simas e Pacas,

2013). No Brasil ações governamentais estimulam o segmento de grande porte, possuindo assim o maior mercado de energia eólica na América Latina (Silva *et al*, 2013).

Dentre as vantagens desta fonte Muechen *et al* (2008) elencam a facilidade de instalação e desmobilização dos equipamentos e a possibilidade de utilização da área no entorno das turbinas. Além disso, entre as fontes de energia renovável, a eólica é a que produz os menores impactos ambientais, principalmente no tocante às emissões de gases do efeito estufa (Araújo, 2013).

Entretanto, esta fonte não está isenta de impactos ambientais, sendo passível de impacto visual, geração de ruído, interferência eletromagnética, ofuscamento e danos à fauna, os quais podem ser minimizados no planejamento do empreendimento eólico e no desenvolvimento de novas tecnologias (Dutra, 2007).

Segundo Dutra os sistemas eólicos podem ser classificados conforme sua utilização em: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. Os aerogeradores de pequeno porte, em geral, utilizam sistemas isolados, onde a energia elétrica gerada é consumida diretamente por equipamentos, por exemplo, o bombeamento de água em sistemas de irrigação, ou então armazenada em baterias para posterior utilização (Dutra, 2007).

Em maior ou menor escala, a geração de energia eólica pode ser aplicada no setor industrial, em zonas rurais e residenciais urbanas (Simas e Pacas, 2013). Além das metas de redução de gases do efeito estufa, empresas e organizações enxergam a aplicação desta fonte energética com ganhos de imagem e visibilidade, entre outros ganhos intangíveis (Dias, 2009).

No Brasil existe um potencial para aproveitamento eólico de grande e pequeno porte ainda desconhecido e inexplorado (Giannini *et al*, 2013). Martins *et al* (2008) assinala que para a maior exploração deste potencial, torna-se necessário a formação de recursos humanos e o desenvolvimento de pesquisas científicas em território nacional, para que sejam disponibilizadas

informações confiáveis para o embasamento de empreendimentos eólicos no país.

Neste sentido, este trabalho propõe um estudo de caso com a implantação de aerogeradores em área finalizada de aterro industrial, como alternativa energética para suprir as demandas em tratamentos de líquidos percolados e demais processos intrínsecos a esta atividade.

2. REVISÃO DE LITERATURA

As turbinas eólicas são equipamentos desenvolvidos para transformar a energia cinética do vento em energia mecânica e conseqüentemente em energia elétrica (Dias, 2009).

A quantidade de energia que o vento transfere para o rotor dependerá da densidade do ar (varia com a pressão, temperatura e umidade relativa) e do campo de velocidades próximo às pás do rotor (Araújo, 2013).

Segundo Martins *et al* (2008) o escoamento do ar próximo à superfície terrestre é influenciado pelo atrito com a superfície e seus obstáculos. Esse atrito causa turbulência no fluxo e produz uma variação na velocidade do vento. Essa faixa de ar sob influência da rugosidade da superfície é denominada camada limite, e o perfil de velocidade do vento varia com a altura numa função logarítmica, como na figura 1 abaixo:

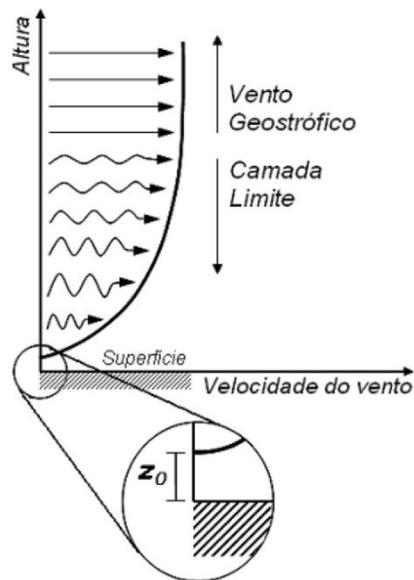


Figura 1: Perfil de velocidade do vento.

A figura acima demonstra a forma da camada limite, o vento acima da camada limite, chamado de vento geostrófico, e o comprimento de rugosidade do terreno (z_0) onde a velocidade é nula.

Como a rugosidade do terreno (z_0) afeta o fluxo de ar, ela é um fator importante na determinação do perfil de vento (Caldas, 2010). E seu valor pode ser obtido por equações empíricas, mas também é tabelado de acordo com o terreno, como apresentado na tabela 1 a seguir:

Tabela 1

Classificação	Característica do terreno	Rugosidade z_0 (m)
Classe 0 Superfícies Suaves	Superfícies suaves como lagos e mares	0,00001
	Áreas desérticas	0,0003
	Superfícies nevadas suaves	0,001
Classe 1 Terreno levemente ondulado	Solos descobertos (suaves)	0,005
	Áreas gramadas, vegetação rasteira	0,01
	Fazendas com poucas construções, árvores	0,03
	Áreas de aeroporto com construções e árvores	
Classe 2 Terreno Ondulado	Fazendas com aparência aberta	0,05
	Fazendas com aparência fechada	0,1
Classe 3 Terreno bastante ondulado	Muitas árvores e/ou arbustos	0,2
	Florestas, obstáculos próximos	0,3
	Subúrbios, cidades pequenas	0,4

Fonte: Ludwig, 2011 *apud* Villa e Pereira, 2002.

Segundo Ludwig (2011), a velocidade do vento está relacionada com a altura do solo, e é dada pela função logarítmica apresentada a seguir:

$$v(z) = \frac{u^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (1)$$

Onde a velocidade, em dada altura z , é função da velocidade de fricção u^* , da constante de Von Karmán κ e do comprimento de rugosidade do solo z_0 .

A velocidade de fricção u^* representa a tensão de cisalhamento junto ao solo, e pode ser obtida através de um valor conhecido de velocidade do vento em certa altura, como na equação a seguir:

$$\frac{u^*}{\kappa} = \frac{V_\infty}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (2)$$

Sendo V_∞ a velocidade conhecida de referência em certa altura h .

E também, conhecendo-se a rugosidade do terreno, e a velocidade do vento (v_1) em uma dada altura (h_1), pode-se determinar qual a velocidade do vento em outra altura (h_2) através da relação:

$$\frac{V_{(1)}}{V_{(2)}} = \frac{\ln\left(\frac{h_{(1)}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{(2)}}{z_0}\right)} \quad (3)$$

Ainda de acordo com Ludwig (2011), em alternativa à modelagem logarítmica do perfil de velocidades se tem a lei da potência de Hellman, que estima a camada limite como um perfil exponencial pela equação:

$$\frac{V_{(2)}}{V_{(1)}} = \left(\frac{h_{(2)}}{h_{(1)}}\right)^\alpha \quad (4)$$

Onde o expoente α adimensional varia em função da rugosidade do terreno, de 0,06 para locais lisos até 0,6 para locais rugosos (LUDWIG, 2011; apud Custódio 2009).

O parâmetro α não tem relação com o comprimento de rugosidade do solo z_0 , utilizado no perfil logarítmico. A tabela 2 a seguir, compara esses fatores:

Tabela 2

Terreno	z_0 (m)	α
Subúrbios	1,5	0,32
Plantações	0,05	0,19
Campos	0,03	0,13
Áreas com neve	0,003	0,1

Fonte: Ludwig 2011apud Villar e Pereira 2002.

Ainda deve ser analisada a influência do relevo nos ventos. Pois um relevo acentuado ou obstáculos influenciam as linhas de corrente do vento. E o efeito causado é de difícil determinação, pois o comportamento do vento após passar por um obstáculo é influenciado por diversas variáveis. (Trajano e Barros, 2009). Esse comportamento é ilustrado na figura a seguir:

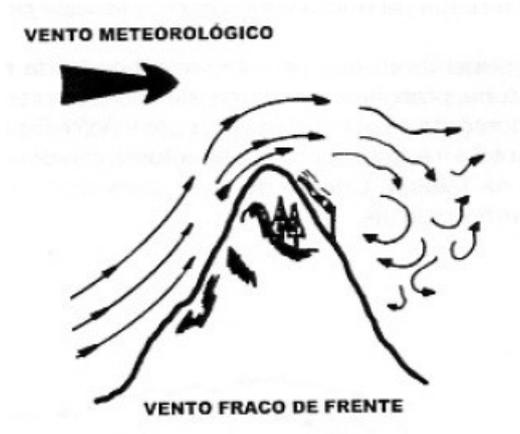


Figura 3: Comportamento do vento sobre obstáculo.

Fonte: Trajano e Barros, 2009.

2.1 Potência do Vento

A energia cinética contida no vento é função da sua velocidade e massa, conforme a equação:

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (5)$$

Onde E é a energia (J), m é a massa (kg) e v a velocidade do vento (m/s). A potência disponível no vento é obtida a partir dessa equação, através da potência da massa de ar e do fluxo de ar, o que resulta em:

$$P = \frac{\rho \cdot A_t \cdot v^3}{2} \quad (6)$$

Onde P é a potência (W) do vento fluindo em uma área A_t (m²) com velocidade média v (m/s) e densidade do ar ρ (kg/m³).

Pode-se observar que a velocidade do vento é um fator significativo na quantificação da potência. Além disso, sendo a densidade do ar variável com a pressão atmosférica e temperatura do ar, averigua-se uma relação entre altitude e potência, dado que ambos os parâmetros (v , ρ) são funções da altitude. (Trajano e Barros, 2009).

Porém, nem toda a energia do vento pode ser aproveitada. Pois quanto maior a energia que se extrai do vento menor é a sua velocidade após a turbina. Quando essa velocidade é muito baixa o ar tende a desviar as pás da turbina, ao invés de atravessá-las. Desse modo a máxima potência é extraída quando a velocidade na saída da turbina atinge um terço da velocidade do vento incidente, e vale 16/27 da potência disponível, aproximadamente 59,3%, valor este conhecido como limite de Betz. (LUDWIG, 2011).

Somam-se ainda as perdas mecânicas na turbina, como o atrito e perdas aerodinâmicas. O total é avaliado pelo coeficiente de potência C_p , que é a razão entre a energia extraída e a energia disponibilizada, conforme a equação a seguir:

$$C_p = \frac{P_t}{\left(\frac{\rho \cdot A_t \cdot v^3}{2}\right)} \quad (7)$$

Onde P_t é a potência extraída pela turbina, e o termo do denominador é a potência disponível no vento. Esse coeficiente C_p varia em função da

velocidade incidente do vento, conforme a eficiência aerodinâmica da turbina (LUDWIG, 2011).

2.2 Turbinas eólicas

O aquecimento desigual do planeta gera diferenças de densidade do ar que originam os ventos. E a energia cinética dos ventos, ou energia cinética do ar em movimento, é a energia eólica (Nowaczyk, 2013 apud Custódio 2009).

A conversão da energia eólica em energia elétrica é feita a partir da transformação da energia cinética do vento em energia mecânica, e dessa em energia elétrica (Nowaczyk, 2013). Esse processo é feito por aerogeradores, que se constituem basicamente de turbina ou rotor, sistemas integrados e o gerador elétrico.

Os aerogeradores são diferenciados principalmente pela configuração do eixo do rotor, que pode ser horizontal ou vertical. Os rotores, ou turbinas, de eixo horizontal para maior captação de energia devem estar perpendiculares à direção do vento. E as turbinas de eixo vertical estão permanentemente alinhadas ao vento, por isso não precisam de mecanismos direcionais. (Nowaczyk, 2013). Para exemplificar essas configurações são apresentadas imagens, de uma turbina de eixo horizontal (figura 4), e de uma turbina de eixo vertical (figura 5):



Figura 4: Turbina eólica de eixo horizontal

Fonte: Catálogo de tecnologia e assistência técnica da Enercon. <www.enercon.de>
Acesso em 15/11/14.



Figura 5: Aero gerador de eixo vertical.

(Fonte: www.sasenergia.pt) {acessado em 15/11/14.*}

A seguir na figura 6 são mostrados os componentes principais das turbinas de eixo horizontal:

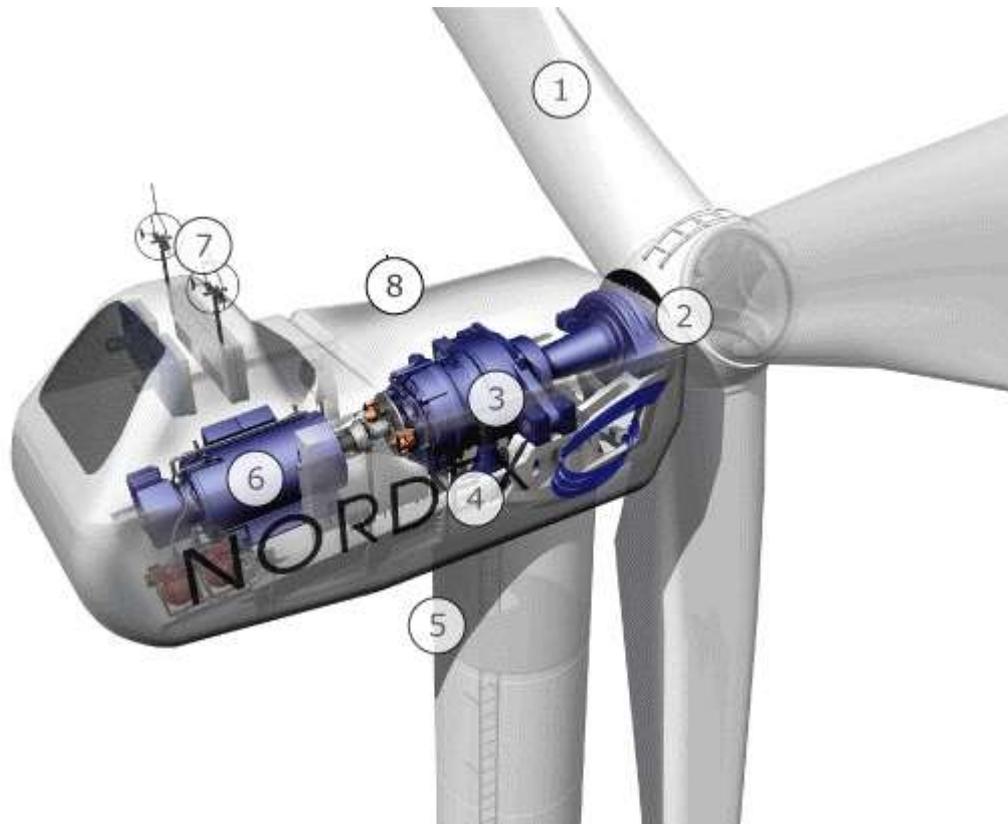


Figura 6: Componentes da turbina de eixo horizontal

Fonte: www.coriolis-energy.com {acesso em 17/11/14*}

Onde se tem, especificamente:

- 1- Rotor: conjunto de pás montadas no cubo.
- 2- Cubo: acopla as pás ao eixo principal, que é conectado à transmissão e muda o ângulo de ataque das pás e controla a velocidade rotacional e o torque.
- 3- Transmissão: converte a velocidade rotacional do rotor para uma velocidade adequada para o gerador.
- 4- Sistema de giro: gira continuamente o nacele para que o rotor fique perpendicular à direção do vento.
- 5- Torre: suporta o rotor e nacele. Contém cabos para transmissão de eletricidade e escadas de acesso.
- 6- Gerador: converte o torque gerado pelo rotor em energia elétrica.
- 7- Anemômetros: medem a velocidade e direção do vento, para o controle da turbina.
- 8- Nacele: aloja os componentes. [fonte: www.coriolis-energy.com]

2.3 Efeito Esteira

Na concepção de empreendimentos eólicos, no tocante ao posicionamento dos aerogeradores deve ser considerada a redução da velocidade do vento causada pelo efeito esteira (*wake effect*). Este efeito ocorre quando o vento passa pela turbina, onde parte da energia é absorvida pelo movimento das pás a qual aumenta a turbulência do vento (Wang, Liu, Zeng, 2009).

A esteira, ou sombra, é a região atrás da turbina onde há perda de velocidade, causada pela diminuição da energia cinética do vento quando parte dela é transformada em energia mecânica no aerogerador e também pela turbulência devido à turbina ser um obstáculo ao fluxo de vento. Com a perda de velocidade há por consequência redução na potência disponível (Trajano e Barros, 2009).

Em parques eólicos turbinas que são sombreadas pela esteira de turbinas a montante tem sua eficiência reduzida (González-Longatt *et al*, 2011). A figura a seguir ilustra como se desenvolvem as esteiras de turbinas:

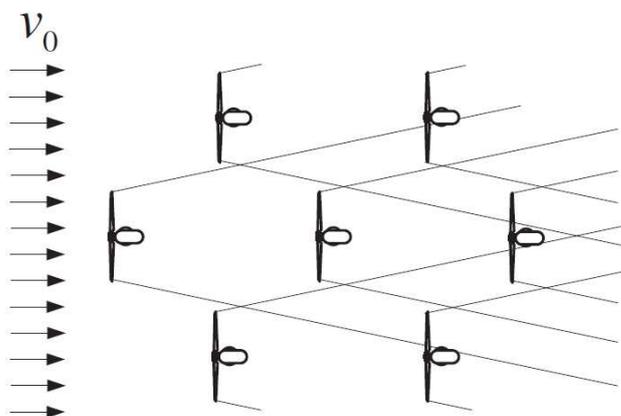


Figura 7: Exemplo de múltiplas esteiras.

Fonte: González-Longatt *et al*, 2011.

Diversos modelos foram propostos com o intuito de descrever este efeito, entre estes podemos citar: o modelo Park, de Viscosidade Turbulenta e o modelo de Werle.

2.3.1 Modelo Park

Segundo Wenzel (2010), o Modelo Park, também conhecido como modelo de Jensen, considera linear a expansão na esteira, simplificando os dados de entrada e respeitando a equação de quantidade de movimento. Na figura 8 a seguir se tem uma representação do perfil da esteira no Modelo Park:

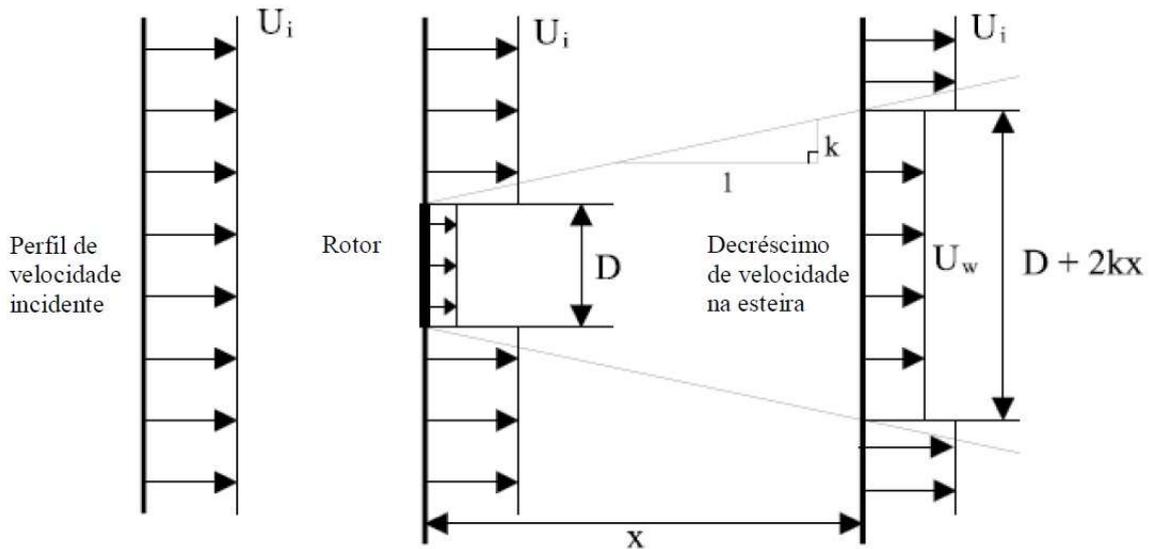


Figura 8: Perfil da esteira.

Fonte: Wenzel (2010).

Como mostrado na figura, a velocidade numa seção após a turbina é função da constante de decaimento k , que considera a rugosidade do terreno e é calculada como:

$$k = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (8)$$

Sendo h a altura do centro da turbina e z_0 a rugosidade da superfície.

E então, a partir de uma velocidade incidente U_i e do seu coeficiente de empuxo C_T correspondente, calcula-se a velocidade na esteira em função da distância x :

$$U_w = U_i \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left(\frac{D}{D + 2kx} \right)^2 \right] \quad (9)$$

Onde D é o diâmetro do rotor.

E o formato da esteira é cônico, com diâmetro em função do comprimento x em metros, dado pela equação:

$$D_w = D + 2kx \quad (10)$$

2.3.2 Modelo de Viscosidade Turbulenta

É um modelo para esteira distante, também conhecido como modelo de Ainslie, onde um cálculo numérico, utilizando solução de diferenças finitas para a equação de cisalhamento de Navier-Stokes, descreve a perda de velocidade. Nesse modelo são respeitadas a conservação da massa e a quantidade de movimento na esteira. A relação entre a tensão de cisalhamento e o gradiente de déficit de velocidade é dada pela média de viscosidade turbulenta de cada seção à jusante na esteira (Wenzel, 2010).

A tensão de cisalhamento é descrita como uma viscosidade turbulenta, e a equação diferencial governante resulta:

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = \frac{\varepsilon}{r} \frac{\partial (r \partial U / \partial r)}{\partial r} \quad (11)$$

Onde : U – velocidade em x , sendo x a distância axial

V – velocidade em r , sendo r a distância radial

ε – viscosidade turbulenta

Verificou-se que o perfil de velocidades na esteira é Gaussiano, dado por:

$$1 - \frac{U(r)}{U_0} = D_m e^{[-3,6\left(\frac{r}{bw}\right)^2]} \quad (12)$$

Onde $U(r)$ é a velocidade em função do raio, $U(0)$ representa a velocidade no escoamento de corrente livre, D_m é o déficit de velocidade na linha de centro e bw a largura da esteira.

É possível simplificar a solução do problema, preservando a forma Gaussiana do perfil, de modo que seja necessário calcular apenas a velocidade na linha de centro, e, portanto, a velocidade resulta:

$$U(r) = U_0 \{1 - D_m e^{[-3,6\left(\frac{r}{bw}\right)^2]}\} \quad (13)$$

Considerando a equação da continuidade e as demais equações apresentadas, a solução é dada por uma equação diferencial de primeira ordem:

$$\frac{dU_c}{dx} = \frac{16 \varepsilon (U_c^3 - U_c^2 - U_c + 1)}{U_c C_T} \quad (14)$$

Onde U_c é a velocidade na linha de centro da esteira, dada por:

$$U_c = U_0(1 - D_m) \quad (15)$$

Assim a esteira pode ser calculada por um método de diferenças finitas (Wenzel, 2010).

2.3.3 Modelo Analítico de Werle

Segundo Wenzel (2010) no Modelo de Werle a esteira é avaliada em três posições distintas, são elas a esteira próxima, esteira intermediária e esteira distante, conforme figura (9):

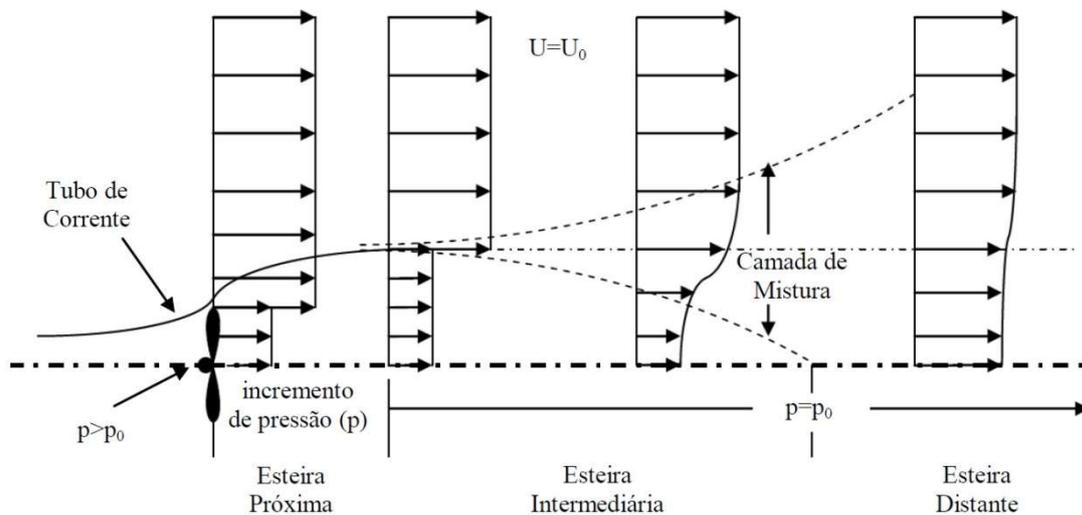


Figura 9: Perfil da esteira.

Fonte: Wenzel (2010).

As características do regime são distintas para as posições da esteira. Nas esteiras próximas, a pressão na frente da turbina aumenta na mesma proporção que o tubo de corrente aumenta do centro até a extremidade da turbina. Após passar a turbina ela cai e volta a crescer até igualar a pressão da corrente livre. E, portanto, enquanto o tubo de corrente se aproxima da turbina a velocidade diminui, passa a ser constante na turbina, e depois diminui até que se atinja a pressão de corrente livre (Wenzel 2010).

E a espessura da esteira após a turbina cresce até um valor fixo quando se atinge a pressão de corrente livre. O comprimento dessa região é considerado como um diâmetro do rotor.

Já nas esteiras intermediárias a pressão é constante, assim como a velocidade na linha de centro não varia, mas nos extremos da esteira se tem aumento da mistura turbulenta. Essa região se estende até quando a mistura turbulenta chega à linha de centro e altera sua velocidade.

E ainda em relação às esteiras distantes, estas têm pressão constante, velocidade crescente na linha de centro em função da mistura turbulenta. A propagação lateral da esteira é uma potência fracional da distância e do empuxo da turbina (Wenzel, 2010).

2.4 Espaçamento entre Turbinas

Quando uma turbina está sobreposta pela esteira de outra turbina, o vento que incide sobre ela apresenta maior turbulência e menor velocidade resultando em maiores cargas dinâmicas, o que reduz a sua vida útil. Essa turbulência na esteira aumenta com a proximidade da turbina (LUDWIG, 2011).

Entre as recomendações mínimas de espaçamento entre turbinas eólicas, devem ser consideradas distâncias que evitem a colisão entre estas em caso de queda e que os efeitos de esteira sejam minimizados para evitar danos em turbinas posteriores (ENA, 2012).

Os valores previstos variam entre 5 e 12 diâmetros de distância na direção principal do vento e de 1,5 a 7 diâmetros no sentido ortogonal ao vento (Wang *et al*, 2009, Grady *et. al*, 2005, ENA, 2012, Eirgrid, 2013).

A distância mínima entre turbinas eólicas e linhas de transmissão aéreas é determinada pela distância de queda da turbina eólica e pelos efeitos de esteira dos aerogeradores nos condutores das linhas de transmissão (Wareing, 2013).

2.5 Controles de Segurança

Segundo Wenzel (2010) os aerogeradores de grande porte tem controle de rotação e ângulo em função do vento monitorado. Com o aumento da velocidade do vento a potência de geração aumenta, e depois de atingida a potência nominal limita-se a geração. Por segurança as turbinas eólicas tem uma velocidade do vento máxima de operação, a partir da qual elas são freadas. Em situações de ventos com altas velocidades a turbina precisa parar o funcionamento para não sofrer danos devidos aos esforços mecânicos. Como na foto (figura 10) a seguir, onde uma turbina eólica explodiu durante uma tempestade em função dos ventos com elevada velocidade.



Figura 10: Explosão de uma turbina durante tempestade na Escócia.

Foto de Stuart McMahon. Fonte: www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/

Os sistemas de controle de potência garantem que as turbinas operem numa faixa segura de velocidades. O controle pode ser por estol, por passo ou por estol ativo (Wenzel, 2010).

O controle por estol também é conhecido como controle passivo de potência e utiliza o perfil aerodinâmico da pá para que a partir de certa velocidade ela seja freada. Consiste em provocar um escoamento turbulento sobre a pá, o que faz com que a força de sustentação diminua e como essa força é responsável pelo movimento do rotor, se tem diminuição da velocidade (Trajano e Barros, 2009).

O controle por passo por outro lado é um sistema ativo de controle. Ele varia o ângulo de ataque das turbinas para que a potência seja a melhor em função da velocidade do vento (Trajano e Barros, 2009).

E ainda existe o controle por estol ativo onde se tem torques altos em velocidades baixas de vento, devido ao controle de passo, e também alteração do ângulo de ataque em altas velocidades de vento (Wenzel, 2010).

3. ARRANJO DE TURBINAS

Na configuração de parques eólicos existem diversos fatores que devem ser considerados em relação às turbinas e condições do local, para que as expectativas de projeto sejam atendidas (Horn, 2010).

Visando a captação do maior potencial energético de um dado local, diversas configurações podem ser supostas variando as dimensões dos aerogeradores e os respectivos espaçamentos.

Pode-se observar em um arranjo uniforme, com apenas um diâmetro e espaçamentos constantes, que parte do volume, representado pelas dimensões do campo e uma altura limite, permanece vazio.

Dessa forma, uma análise do arranjo pode ser realizada pela comparação do volume ocupado pelos rotores e suas respectivas esteiras ao volume total do campo. Na figura 11, está representado o volume preenchido por uma turbina em um campo hipotético.

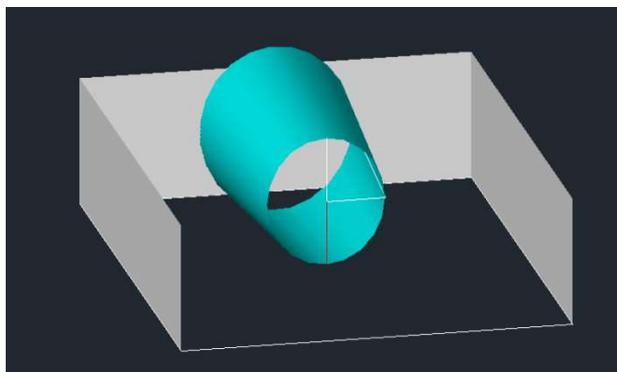


Figura 11: Representação do volume preenchido por uma turbina eólica.

Dentre as dimensões dos aerogeradores podem ser consideradas variações tanto em relação ao diâmetro das turbinas quanto a altura da torre. A figura 12 representa uma configuração com diâmetro constante e altura de torre variável.

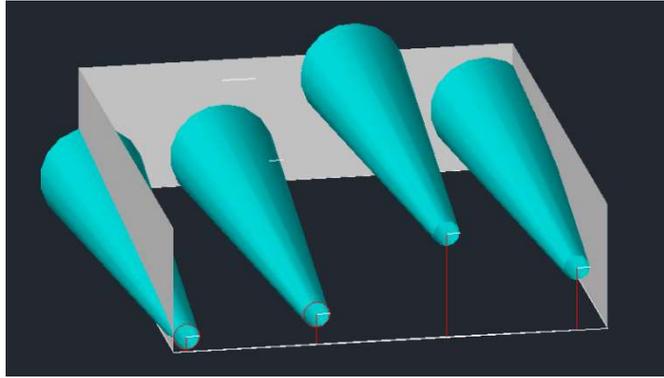


Figura 12: Volume ocupado pelas turbinas, com diâmetro constante e altura de torre variada.

Com a variação de altura, turbinas a jusante podem ser localizadas fora da pluma turbulenta geradas por turbinas a montante. Um exemplo disso seria um perfil vertical crescente, onde cada turbina possuiria uma altura superior ao longo do eixo longitudinal, conforme representado na figura 13.

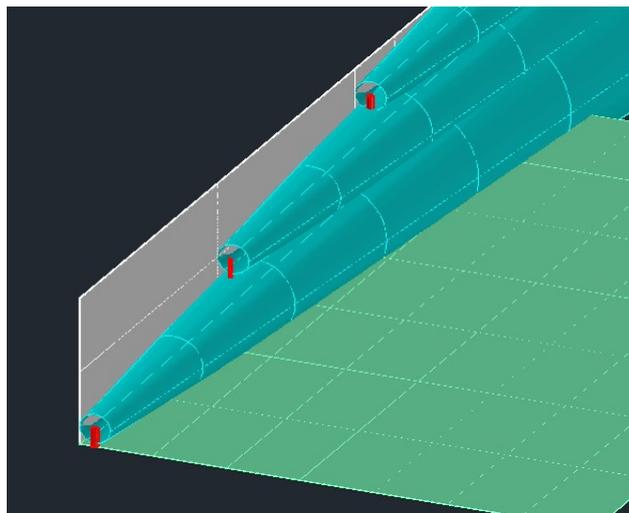


Figura 13: Perfil crescente de torres.

Observando a figura 12, pode-se visualizar nas primeiras turbinas a direita, que a altura de torre livre (excetuando-se o raio da turbina) representaria um potencial inutilizado. De forma a maximizar a captação de energia poderia ser instalada nessas torres uma segunda turbina que captasse este potencial, como exemplo uma turbina de eixo vertical.

Portanto, além da variação dos diâmetros e altura de torre o posicionamento das turbinas deve ser tal que ocupe os espaços não preenchidos pela projeção de esteiras. Como exemplo, na figura 14 as turbinas estão posicionadas de forma a evitar as esteiras de turbinas a montante. Caso

estivessem alinhadas haveria a sobreposição de esteiras, conforme representado no apêndice IV.

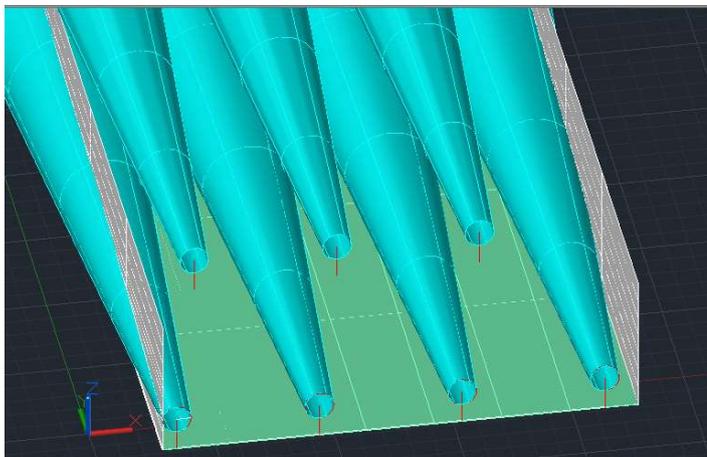


Figura 14: Arranjo de turbinas evitando esteiras a montante.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho realizado consiste de uma pesquisa exploratória quantitativa. Para tanto, foram realizados levantamentos bibliográficos para entender o problema, adotar uma metodologia e propor uma solução para o local de estudo.

Os efeitos das múltiplas esteiras são considerados como um único resultante. Um modelo para o cálculo do efeito das esteiras usa as áreas sombreadas, medindo o quanto as esteiras se sobrepõem sobre a área varrida pelo rotor (González-Longatt *et al*, 2011). Essa sobreposição é ilustrada na figura 15 a seguir:

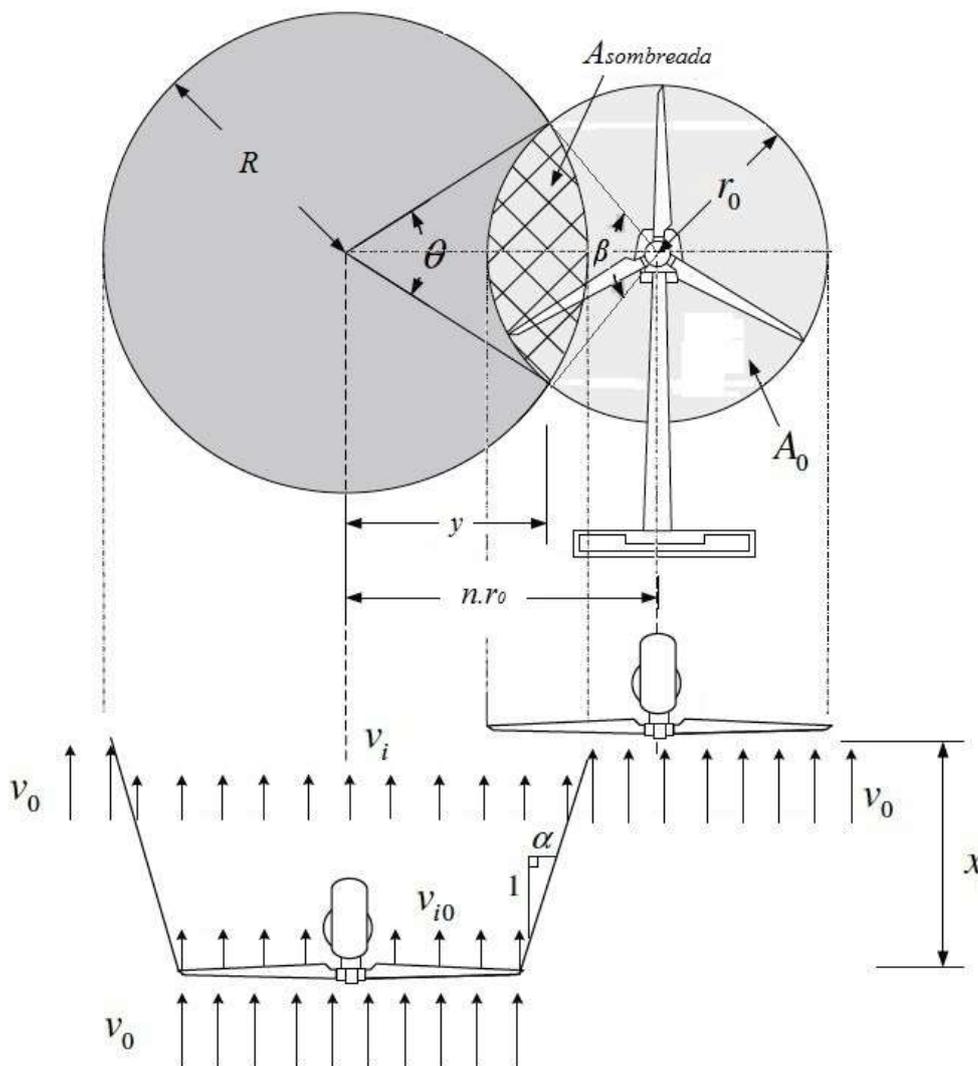


Figura 15: Exemplo de sobreposição da esteira sobre a área varrida pelo rotor. (adaptado de González-Longatt *et al*, 2011).

A partir da geometria da figura e de trigonometria calcula-se a *Área sombreada*. Pois como são conhecidos o raio do rotor r_0 , a distância horizontal entre os rotores $n.r_0$ (função do raio do rotor), e o raio da esteira R , determina-se então a distância y , que é o ponto onde as circunferências se interceptam. A partir desses dados são determinados os ângulos Θ e β , que são os ângulos formados entre os centros das circunferências e os seus pontos de interseção. Assim a área sombreada resulta em:

$$A_{sombreada} = \frac{R^2}{2}(\theta - \text{sen}\theta) + \frac{r_0^2}{2}(\beta - \text{sen}\beta) \quad (16)$$

E com a área sombreada determina-se a velocidade média resultante na turbina sombreada, dada por:

$$v = v_0 \left[1 - \Sigma(1 - \sqrt{1 - C_T}) \left(\frac{r_0}{R} \right)^2 \frac{A_{sombreada}}{A_0} \right] \quad (17)$$

Onde A_0 é área varrida pelo rotor, v_0 é a velocidade do escoamento livre e C_T é o coeficiente de empuxo próprio da turbina. Para aplicação destas fórmulas, a altura das turbinas deve ser a mesma em função da geometria considerada assim como o diâmetro dos rotores. Dessa forma, os modelos gerados apresentam configurações uniformes de altura e diâmetro.

. Estes dados serão aplicados ao modelo proposto, o qual será implementado em um algoritmo no software *Matlab*, gerando assim um arranjo do posicionamento dos aerogeradores. Pretende-se desta forma encontrar o arranjo que apresente a maior potência instalada, dentro das limitações previstas.

Com o intuito de identificar o arranjo que apresente o maior potencial instalado, foram analisadas as variáveis de potência em um perfil horizontal (H), sendo este ortogonal à direção do vento, e o comportamento da potência total instalada no campo em razão das distâncias longitudinais (L), ou seja, na direção do vento.

Desconsiderando variações de eficiência em relação às turbinas e analisando a equação (6), observa-se que a Potência é uma função da velocidade do vento e da área projetada pelo diâmetro do rotor.

De forma a facilitar a visualização do comportamento da potência com a variação destes parâmetros, foram arbitrados, com base na literatura, valores de dimensões do campo e das turbinas, os quais estão presentes na tabela 3.

Tabela 3

Dados do campo	
Comprimento Horizontal (H)	1.000 metros
Comprimento Longitudinal (L)	3.000 metros

Dados dos aerogeradores	
Diâmetros	20 a 160 metros
Ct	0.36
Cp	0.44

Portanto, o número de turbinas eólicas no campo será uma função do diâmetro e das distâncias selecionadas entre estas. De maneira a avaliar os efeitos deste espaçamento, foram utilizadas três razões de espaçamento entre as turbinas nos cálculos dos arranjos:

- I. 1,5 vezes o diâmetro na horizontal e 3 vezes o diâmetro na longitudinal – $(1,5H/3L)$;
- II. 3 vezes o diâmetro na horizontal e 5 vezes o diâmetro na longitudinal – $(3H/5L)$;
- III. 5 vezes o diâmetro na horizontal e 10 vezes o diâmetro na longitudinal – $(5H/10L)$.

Uma análise prévia consiste no cálculo do máximo de turbinas eólicas possíveis no campo, tendo como base as razões de espaçamento propostas. Na tabela 4 estão representados estes valores, calculados conforme as relações deduzidas:

$$nh = \frac{L + (dh - 1). D}{dh. D} \quad (18)$$

$$nl = \frac{Z}{dz. D} + 1 \quad (19)$$

Sendo:

nh= número de turbinas no sentido horizontal;

nl= número de turbinas no sentido longitudinal;

L= comprimento horizontal do campo;

Z=comprimento longitudinal do campo;

D= diâmetro da turbina eólica;

dh= razão de espaçamento no sentido horizontal;

dz= razão de espaçamento no sentido longitudinal;

Tabela 4

		DIÂMETRO (metros)							
RELAÇÃO	NÚMERO	20	40	60	80	100	120	140	160
1,5 x D	Turbinas Horizontais	33	17	11	8	7	5	5	4
3 x D	Fileiras Longitudinais	51	26	17	13	11	9	8	7
	TOTAL TURBINAS	1.683,00	442,00	187,00	104,00	77,00	45,00	40,00	28,00
3 x D	Turbinas Horizontais	17	9	6	4	4	3	3	2
5 x D	Fileiras Longitudinais	31	16	11	8	7	6	5	4
	TOTAL TURBINAS	527,00	144,00	66,00	32,00	28,00	18,00	15,00	8,00
5 x D	Turbinas Horizontais	10	5	4	3	2	2	2	2
10 x D	Fileiras Longitudinais	16	8	6	4	4	3	3	2
	TOTAL TURBINAS	160,00	40,00	24,00	12,00	8,00	6,00	6,00	4,00

Com estes dados, calculou-se a área ocupada pelos rotores conforme as configurações propostas. Observa-se que com o aumento do diâmetro da turbina há um aumento da área varrida, e conforme aumenta a razão de espaçamento há a redução desta área, conforme representado no gráfico a seguir (Figura 16):

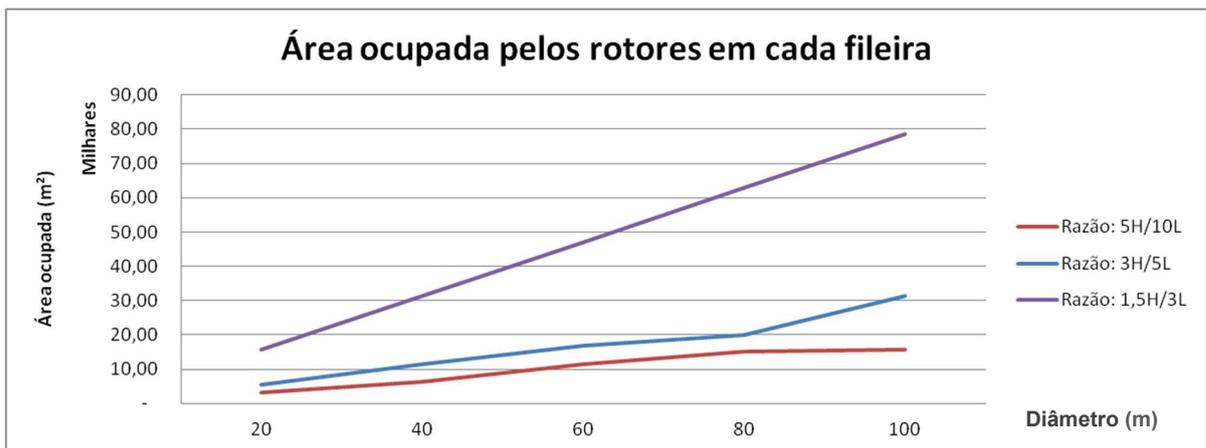


Figura 16: Área varrida pelos rotores em função do diâmetro e da razão de espaçamento.

Outro parâmetro selecionado para o campo hipotético foi o perfil de velocidade do vento. Foi utilizado um perfil exponencial com $\alpha=1/7$, estando representado na figura 17.

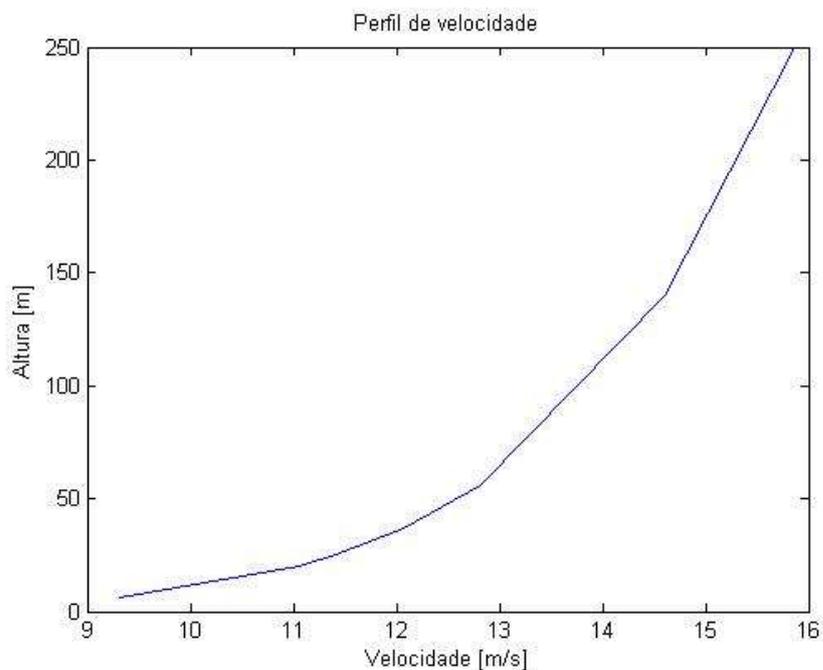


Figura 17: perfil de velocidade utilizado nas simulações.

Portanto, analisando os gráficos (figuras 16 e 17) espera-se que a potência instalada dos arranjos cresça na tendência em que os diâmetros e a altura de instalação sejam maiores.

Para realizar o cálculo de Potência total no campo, deve ser considerado o efeito esteira gerado entre os aerogeradores. De forma a

considerar todas as interações e realizar os cálculos de velocidade de vento e potência, fora elaborado um código no software *Matlab* presente no apêndice I.

Inicialmente são inseridos no código os dados do campo, das turbinas e razão de espaçamento. O programa realiza o cálculo do número de turbinas, conforme os dados inseridos e inicia a iteração através das fileiras. Nesta iteração é calculado o raio dos cones de esteira que atingem uma turbina a sotavento e a respectiva redução de velocidade correspondente. No fim, o código calcula a potência por cada fileira de turbina e compara com a potência na velocidade livre do vento (potência desconsiderando o efeito esteira). Com isto, chega-se à potência nominal do arranjo, ou também conhecido como fator de esteira (González, *et al* 2012).

Portanto, foram calculadas as potências dos arranjos contemplando as variações de diâmetro e espaçamento selecionados para a simulação. Cada configuração é composta por um diâmetro fixo de turbina e por uma razão de espaçamento.

5. RESULTADOS

Aplicando a equação proposta por Parker, observa-se que a velocidade do vento reduz acentuadamente próximo à turbina retomando ao seu valor inicial a uma distância da ordem de 20 vezes o diâmetro da turbina. Na figura 18 estão representados o comportamento da velocidade posterior à turbina para os diâmetros de 60, 40 e 20 metros em distâncias equivalentes aos respectivos diâmetros.

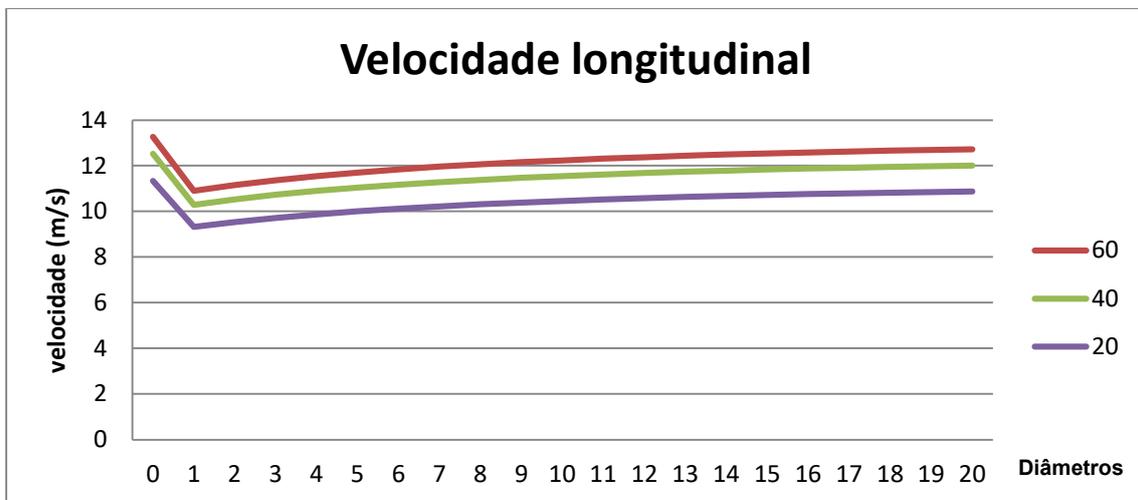


Figura 18: Comportamento do vento em função do efeito esteira.

No modelo proposto o perfil de velocidade segue um comportamento diferente em razão da existência de outras turbinas ao longo do eixo longitudinal. Portanto, a tendência é de redução de velocidade do vento ao longo do eixo longitudinal. Este comportamento pode ser observado na figura (19), que representa a velocidade do vento para a turbina com 80 metros de diâmetro e o menor espaçamento previsto ($1,5H/3L$).

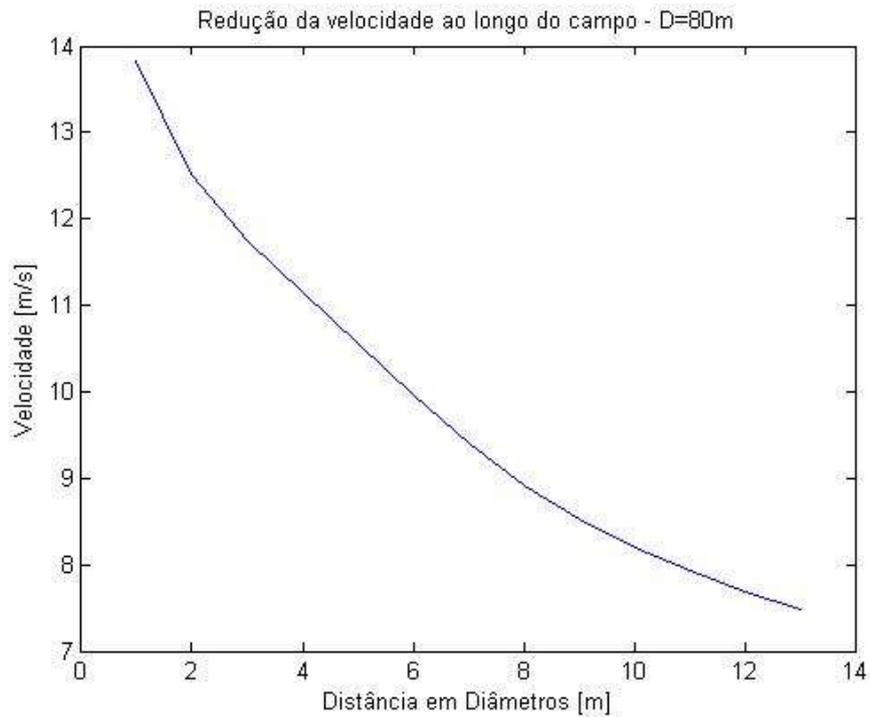


Figura 19: Redução de velocidade ao longo do eixo longitudinal.

De forma análoga, podemos observar a redução da Potência ao longo das fileiras longitudinais e consequente redução da eficiência nominal ou coeficiente de esteira, conforme representado nas figuras 20 e 21.

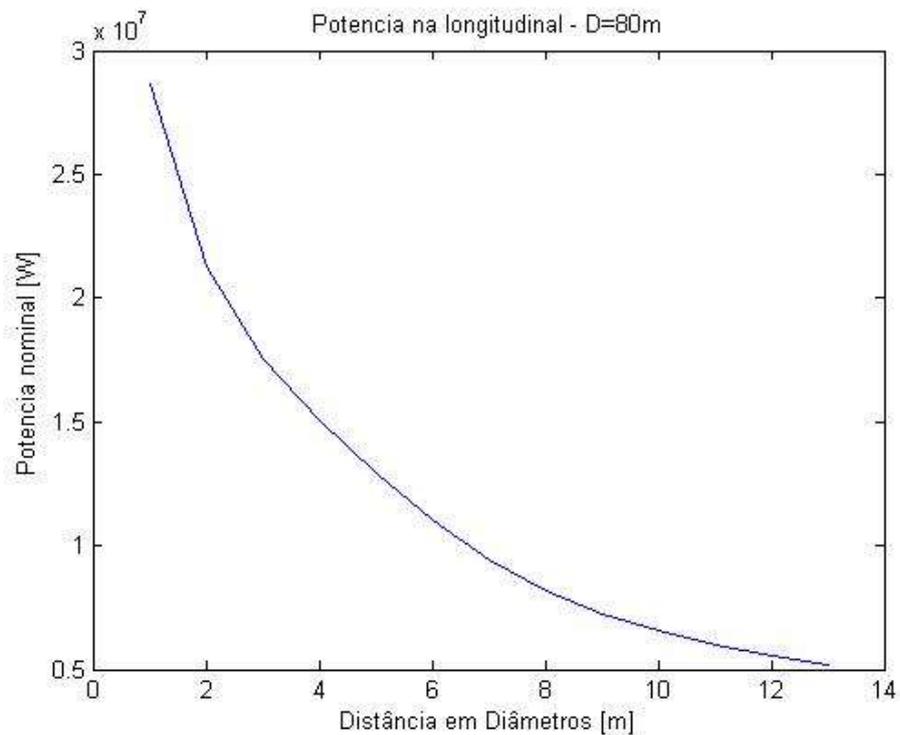


Figura 20: Redução da Potência ao longo do eixo longitudinal.

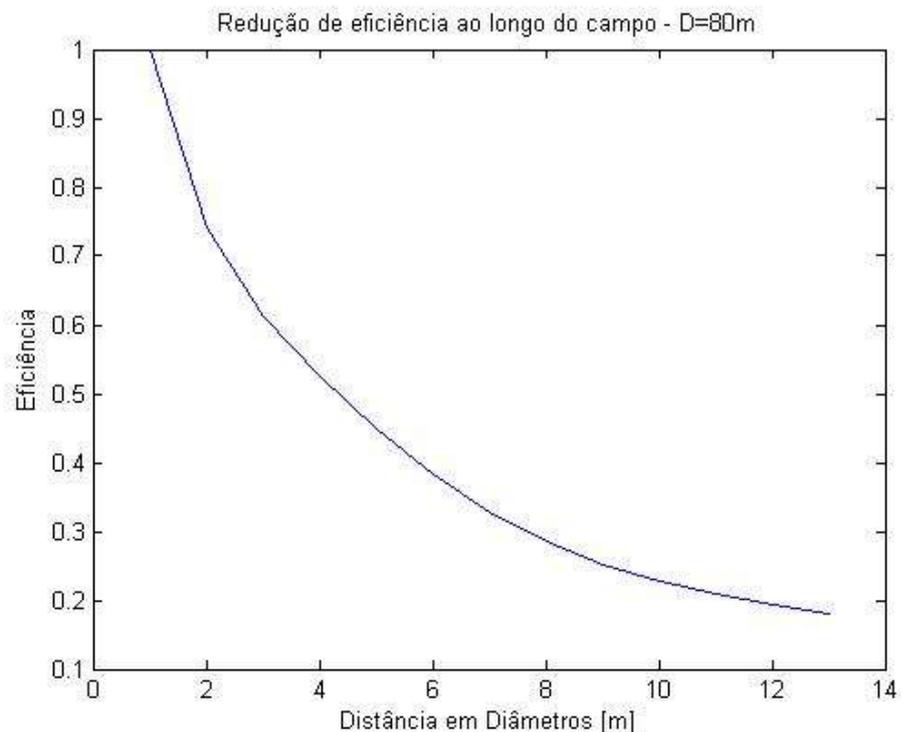


Figura 21: Redução da eficiência nominal ao longo do eixo longitudinal.

Pode-se observar ao variar as razões de distância entre os aerogeradores que a potência total instalada no campo se torna reduzida, porém a eficiência aumenta, chegando próximo ao dobro entre as razões I e III.

De forma a ilustrar este comportamento, as figuras 22 e 23 apresentam o comportamento para os diâmetros analisados sobre as três razões de distância.

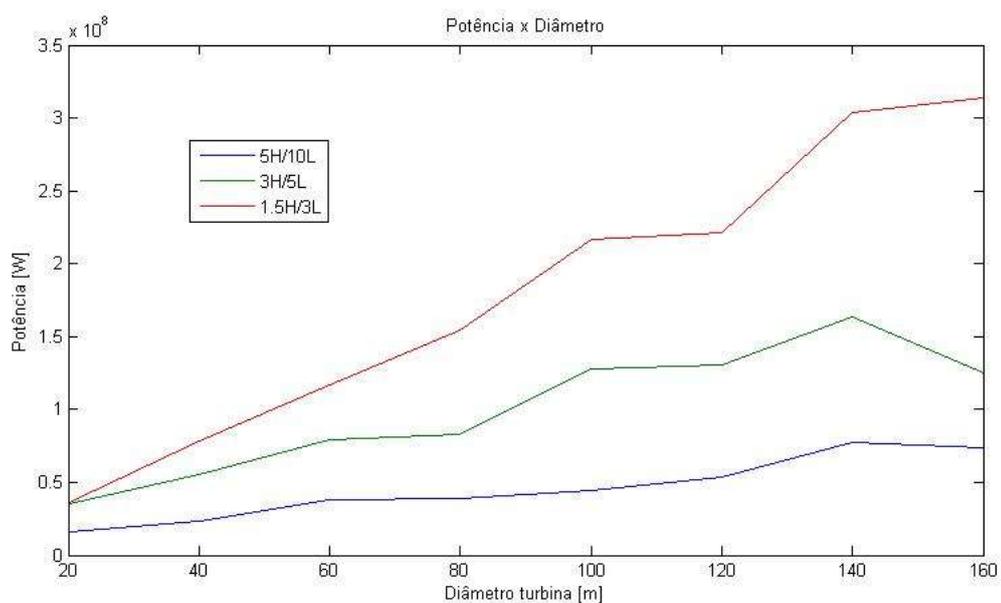


Figura 22: Potência total instalada no campo, em função do diâmetro e das razões de distância entre os aerogeradores.

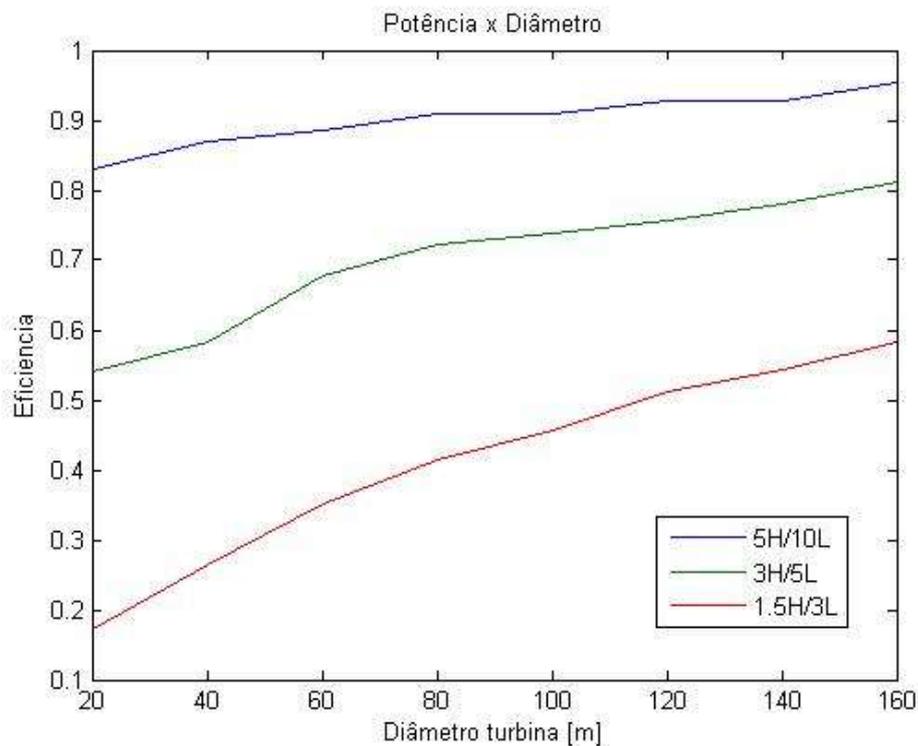


Figura 23: Eficiência do arranjo em função do diâmetro e razões de espaçamento.

A partir destes gráficos, pode-se concluir que as razões de espaçamento entre os aerogeradores influenciam diretamente sobre a Potência total instalada no parque eólico e a eficiência do mesmo, em função do efeito esteira. Tanto a proximidade longitudinal quanto a horizontal aumentam este efeito sobre turbinas a sotavento. O menor distanciamento na longitudinal acarreta em elevados níveis de turbulência e velocidades reduzidas, que além de diminuir o potencial instalado trazem riscos aos equipamentos pelos gradientes de pressão. A redução no distanciamento horizontal aproxima as turbinas neste sentido acarretando no sombreamento parcial de turbinas de outras linhas. Como esperado, conforme a redução nas razões de espaçamento há o aumento do efeito esteira e conseqüente redução de eficiência.

No apêndice II estão representados os cones do efeito esteira resultantes sobre as turbinas. Quanto maior o número de turbinas a barlavento, maior é a intensidade da esteira sobre o aerogerador. Os cones em azul representam a esteira aerodinâmica, e os círculos vermelhos representam as turbinas eólicas. Esta representação foi gerada com as dimensões do campo, em uma fileira para turbinas de diâmetro igual a 60 metros.

Nos apêndices III e IV pode-se observar a intensidade de esteiras geradas para o arranjo de diâmetro igual a 60 metros e razão de espaçamento III. Através da representação, visualiza-se que o efeito se propaga para além das dimensões do parque eólico, onde devem ser identificados e quantificados os impactos ambientais em fase anterior à implantação do empreendimento.

6. ESTUDO DE CASO

O local selecionado para o estudo de caso é a unidade de Curitiba da empresa Essencis Soluções Ambientais S/A, mais especificamente a superfície da área finalizada do Aterro Industrial.

A Central de Tratamento e Valorização Ambiental (CTVA) de Curitiba da Essencis apresenta as seguintes tecnologias de destinação final de resíduos: aterro classe I, aterro classe II, blendagem de co-processamento, descaracterização de lâmpadas, estação de tratamento de efluentes e serviços laboratoriais (ESSENCIS, 2014). A CTVA está localizada no bairro Cidade Industrial de Curitiba, próximo a rodovia Contorno Sul (BR 277 – BR 116).

O local foi escolhido por apresentar condições favoráveis à instalação do projeto, possuindo células finalizadas dos aterros classe I e II, fácil localização e disponibilidade para a realização do estudo. As células finalizadas possuem uma área de topo aproximada em 10.000 metros quadrados, onde este estudo propõe a instalação de aerogeradores de pequeno porte. A figura 24 apresenta uma imagem do local selecionado para o estudo de caso.



Figura 24: Área finalizada do aterro industrial selecionado para o estudo de caso. Fonte: Essencis S/A.

Para que seja atestada a viabilidade técnica econômica de um empreendimento para geração de energia eólica, é de grande importância que seja avaliado corretamente o potencial energético da região (Nowaczyk *apud* Petry e Matutella, 2013). Como instrumento de suporte desta análise pode ser utilizado o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CRESESB, 2001) e ainda especificamente para o Estado do Paraná o Atlas do Potencial Eólico do Paraná (COPEL; LACTEC, 2007).

Estão publicadas nestes, os principais parâmetros estatísticos da velocidade e direção dos ventos, bem como seus regimes diurnos e sazonais. Segundo recomenda Giannini *et al* (2013), cuidados devem ser tomados ao analisar estas publicações para as tecnologias de pequeno porte, de forma que, possam ser identificadas corretamente os perfis de vento em alturas menores, já que as considerações realizadas nestes atlas se enquadram para empreendimentos de grande porte.

Sendo assim, este estudo propõe a avaliação do potencial eólico da região descrita, com base na metodologia mencionada na revisão de literatura, embasadas por Jensen (1983), Marmidis *et al* (2008), Wang *et al* (2009) e González *et al* (2012).

De forma a avaliar o modelo gerado, este foi aplicado no local de estudo de caso. O aterro possui uma área superficial superior a 500.000 metros quadrados. A foto de satélite obtida através do *Google Maps* (figura 25) apresenta a área aproximada que atualmente o aterro finalizado ocupa.

O aterro finalizado é coberto com camada superficial de solo e geomembrana, de forma a reduzir a infiltração de líquidos e reduzir o contato com os resíduos, conforme norma NBR 8418 de 1984.

Na figura 26, está uma imagem atual do topo do aterro industrial em fase de finalização.



Figura 25: Aterro Sanitário Essencis. Fonte: Google Maps. Imagem de 2012.



Figura 26: Área de topo de aterro industrial em fase de finalização.

De forma a minimizar os erros do modelo, foi considerado no estudo de caso apenas a área de topo do aterro que possui aproximadamente 10.000 metros quadrados. O coeficiente de rugosidade do terreno foi aproximado a de um terreno levemente ondulado, com vegetação rasteira ($z_0=0,01$).

De forma a obter os dados de velocidade do vento no local, foram analisados os dados disponibilizados no Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná (2007).

Através do Atlas Eólico e considerando a altitude do Aterro pode-se estimar que a velocidade do vento no local de estudo seja aproximado entre 5 e 6 m/s.

De maneira análoga às simulações realizadas anteriormente, foram considerados três diâmetros (15, 30 e 60 metros) e as mesmas razões de espaçamento previamente descritas (I, II, III).

Utilizando os valores propostos, o perfil de velocidade do vento para o local de estudo pode ser visualizado através da figura 27:

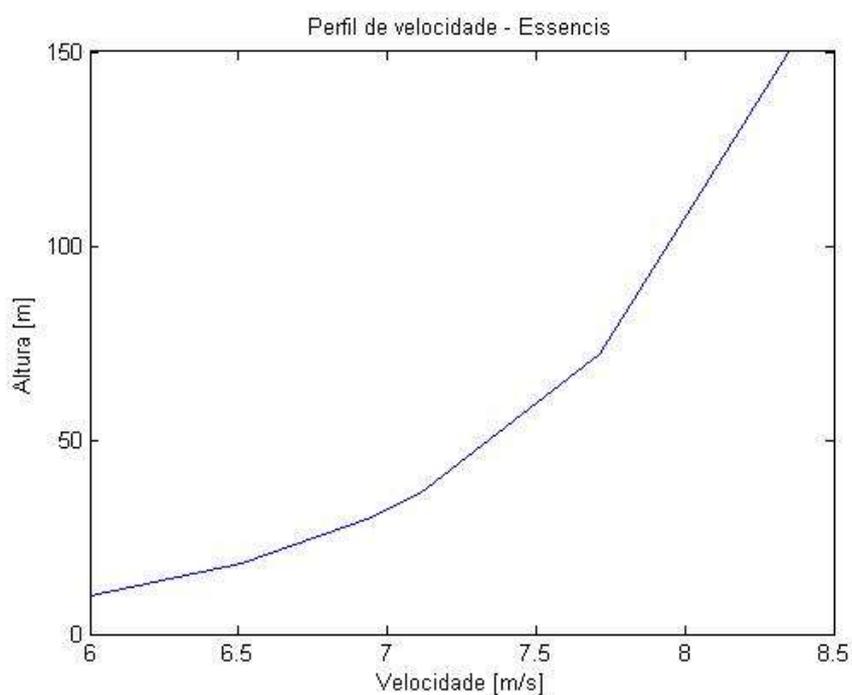


Figura 27: perfil de velocidade com os valores determinados.

Os dados foram inseridos no código computacional, sendo gerados os valores de Potência instalada e eficiência, em relação aos diâmetros e espaçamentos utilizados, representados respectivamente nas figuras 28 e 29.

Pode-se observar no gráfico de Potência versus Diâmetro, que para o diâmetro de 60 metros todas as configurações apresentam o mesmo valor de Potência. Isso ocorre devido ao número de turbinas, dado que as dimensões do campo suportam apenas a instalação de uma. Portanto, caso fossem utilizados diâmetros maiores na análise a relação permaneceria a mesma.

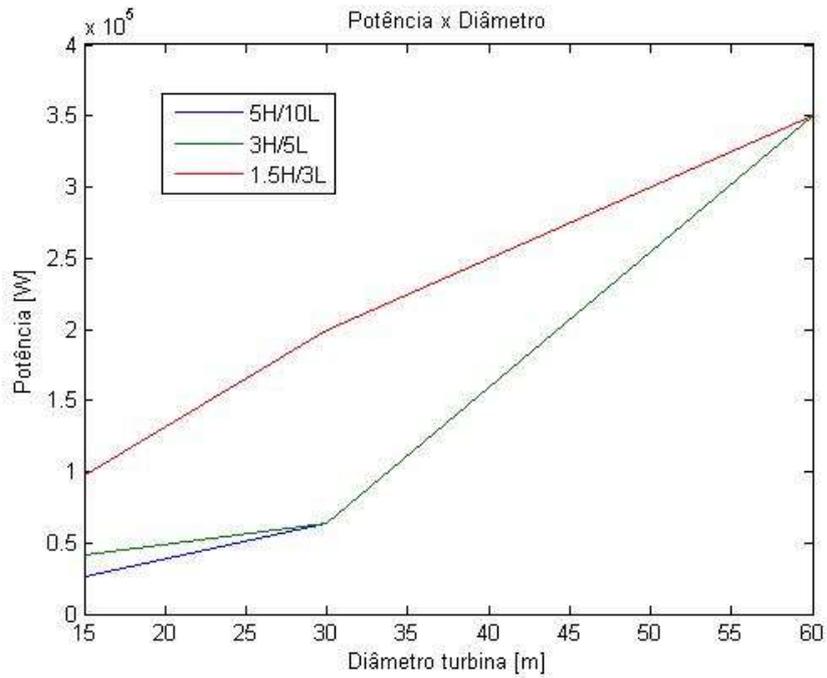


Figura 28: Potência instalada em relação ao diâmetro e razões de espaçamento.

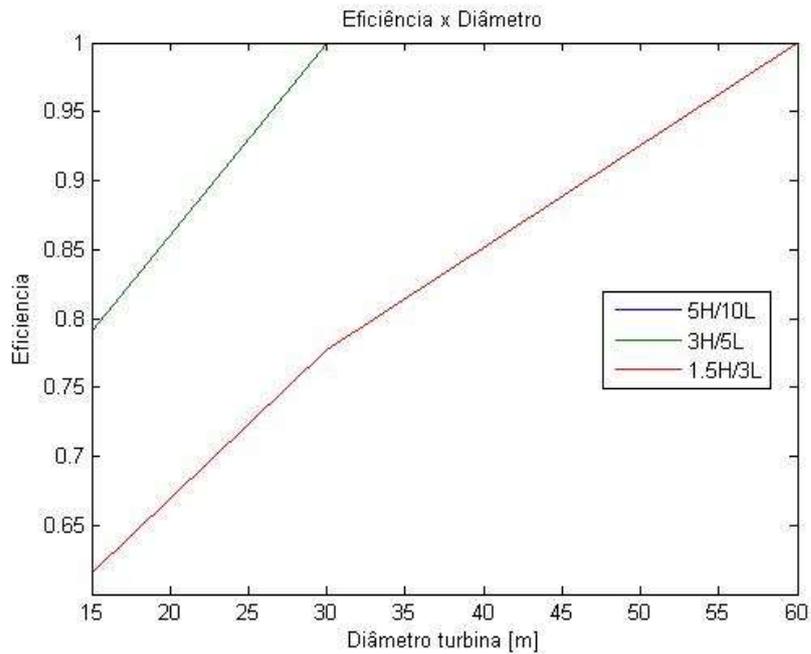


Figura 29: Eficiência em relação ao diâmetro e razões de espaçamento.

Devido às limitações de espaço, o número de turbinas a serem arranjadas se tornou reduzido e o layout do parque ficou em função principalmente da escolha do diâmetro dos aerogeradores. Com isto, observa-se que o efeito esteira tem pouco impacto nestas configurações.

Desta forma, infere-se que o arranjo de turbinas em um empreendimento eólico deve ser analisado caso a caso, pois configurações otimizadas podem ser obtidas de maneiras diferentes.

Em relação a este estudo de caso, torna-se mais vantajosa a instalação de uma turbina com $D=60\text{m}$ em relação a duas turbinas com $D=30\text{m}$, pois a potência instalada é superior assim como a eficiência.

7. CONCLUSÕES

Através deste trabalho pode-se visualizar a influência do efeito esteira na configuração de parques eólicos e a relação direta que possuem com os espaçamentos entre os aerogeradores.

As configurações propostas apresentaram um comportamento característico, conforme se aumentou o espaçamento entre os aerogeradores a potência total instalada foi reduzida, porém a eficiência geral do parque foi elevada.

Além disso, a relação potência e eficiência apresentou um perfil crescente correspondente à elevação do diâmetro das turbinas utilizadas.

De forma a tornar mais acurado o modelo, recomenda-se a utilização de dados de turbinas presentes no mercado, as quais apresentem uma curva de potência característica e os valores de C_p e C_t sejam variados conforme a velocidade do vento.

Em relação ao comportamento do vento, para uma modelagem mais precisa, devem ser considerados dados históricos que representem velocidades e direções predominantes, para validar as premissas e parâmetros adotados no projeto, evitar espaçamentos indevidos e tornar as projeções de potência mais acuradas.

Como complemento deste trabalho devem ser considerados outros fatores determinantes no planejamento e implantação de um parque eólico: a viabilidade econômica e estudos de impactos ambientais.

Em relação ao estudo de caso, se tornam necessários estudos posteriores que considerem uma coleta de dados no local, de forma a calibrar o modelo e averiguar a viabilidade técnico-econômica do empreendimento.

Ainda sugere-se que sejam avaliados os consumos de energia elétrica pelo Aterro Industrial, podendo o empreendimento eólico se tornar um provedor da energia demandada para o tratamento dos líquidos percolados em Estações de Tratamento de efluentes e demais fins necessários.

Confrontando os dados simulados com o do estudo de caso, observa-se que a configuração do parque eólico deve levar em consideração as condições locais do empreendimento. De forma geral, os arranjos devem

minimizar o efeito esteira e apresentar os requisitos de segurança de instalação.

Sugerem-se ainda estudos posteriores que considerem a adaptação das equações para configurações não uniformes de parques eólicos, buscando dessa maneira máxima eficiência da potência instalada.

REFERÊNCIAS

- Araújo, E. S. **Avaliação de Desempenho de Parques Eólicos Portugueses**. Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão Instituto Politécnico de Bragança, para obtenção do grau de Mestre. Pg 24. 2013
- AREAM, 2005. **Avaliação do Potencial Energético Eólico na Região Autónoma da Madeira**. Agencia Regional da Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira – Portugal. Pg 5. 2005
- COPEL; LACTEC, 2007. **Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná**. Projeto de pesquisa e desenvolvimento. Governo estadual do Paraná, 2007.
- CRESESB, 2001. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Brasília, 2001.
- Dias, P.M.G. **Indicadores do Potencial de aproveitamento de recursos energéticos endógenos em edifícios residenciais**. Dissertação de mestrado, FEUP – Portugal. 2009.
- Dutra, R. M. **Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA**. Tese doutorado, COPPE/UFRJ. 2007
- Eirgrid. **Wind turbine clearances to Overhead Lines**. Report No: BWTR_163. United Kingdom, 2013.
- ENA –Energy Networks Association. **Separation between Wind turbines and Overhead Lines**. Engineering recommendation L44. Primeira publicação, 2012.
- Essencis, 2014. Site visitado em 15/05/2014, às 14 horas. <http://www.essencis.com.br/institucional/ondeestamos/essencis-sul/essencis-pr>
- Fox, R.W.; McDonald, A. T.; Pritchard, P.J. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. Editora LTC, 6ª edição. Pg 38. 2006
- Furulind, J. Berg, J. **Feasibility Study for a Wind Power Project in Sri Lanka**. Bachelor Degree Project in Mechanical engineering. KTH University, 2008.
- Garbe, E.,A.; Mello, R., Tomaselli, I. **Projeto Conceitual e Análise de Viabilidade Econômica de Unidade de Geração de Energia Elétrica Eólica na Lagoa dos Patos – RS**. Economia e Energia. 2011.
- Giannini, M., Dutra, R.M., Guedes, V.G. **Estudo prospectivo do mercado de energia eólica de pequeno porte no Brasil**. Anais do Brasil: Windpower 2013 – Conference & Exhibition, Rio de Janeiro. 2013
- Goldemberg, J. **Energia e desenvolvimento**. Revista Estudos Avançados. Ed. 33. Pg 8. 1998
- González-Longatt, F et. al. **Wake effect in Wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior**. Renewable energy, 2011.

- Grady, S.A.; Hussaini, M.Y., Abdullah, M.M. **Placement of Wind turbines using genetic algorithms**. Renewable energy. Ed. 30. 2005
- Horn, D.A. **Análise numérica da esteira aerodinâmica formada por uma turbina eólica com dimensionamento ótimo de Betz**. Tese de mestrado em Engenharia Mecânica. UFRS, 2010
- Jensen, N.O. **A note on Wind Generator Interaction**. Riso National Laboratory. 1983
- Júnior, F.,D.M. **Viabilidade Técnica/Econômica para Produção de energia Eólica em grande escala no Nordeste brasileiro**. Universidade Federal de Lavras. Tese de mestrado. 2009
- Machado, V.G. **Determinação do potencial tóxico e genotóxico de líquido percolado gerado em aterro sanitário de resíduos sólidos urbanos**. Dissertação de mestrado, UFSC. 2005
- Martins, F.R.; Guarnieri, R.A.; Pereira, E.B. **O aproveitamento da energia eólica**. Revista brasileira de Ensino de Física. V.30,n 1. 2008
- Marmidis, G.; Lazarou, S.; Pyrigoti, E. **Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation**. Revista Renewable Energy. Ed. 33, pg 1456. 2008
- Mosetti, G.; Poloni C.; Diviacco B. **Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm**. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Ed. 51. pg 105-116. 1994 Tradução própria.
- Muechen, J. V.; Leandro, G.V.; Rech, C.; Durigon, J. C. **Modelo Matemático para Estudo da Viabilidade Econômica da Implantação de Sistemas Eólicos em Propriedades Rurais**. 2008
- Nowaczyk, E.R. **Estudo da otimização do posicionamento de aerogeradores em parques eólicos**. Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2013
- Simas, M. Pacca, S. **Energia Eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável**. Revista estudos avançados. Ed. 77. Pg 27. 2013
- Silva, N.F. Rosa, L. P.; Freitas, M.,A.V.; Pereira, G.M. **Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Ed. 22, Pg 686-697. 2013
- Tibola, G. **Sistema Eólico de Pequeno Porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência**. Tese de mestrado em Engenharia Elétrica. UFSC. 2009
- Wang, F.; Liu, D.; Zeng, L. **Modeling and Simulation of Optimal Wind Turbine Configurations in Wind Farms**. College of Water Conservancy and Hydropower Engineering. 2009. Tradução própria.

APÊNDICE I

Código em Matlab

```
% Definições;
F=[];
Pf=[];
Cp=0.44;
Ct=0.36;
k=0.075;

%Esteira:
d2=1.5; %dist. horizontal
d1=3; %dist. longitudinal
D=80;
r=D/2;
i=[];
j=[];
A=pi*(r^2);
%Dimensões do local de implantação:
X=1000;%Comprimento horizontal
Z=3000;%Comprimento longitudinal
Y=300;%Comprimento vertical
zd=d1*D;%Distancia longitudinal
xd=d2*D;%Distancia horizontal
nx=floor(((X+(xd-1*D))/xd)); %numero de turbinas na horizontal;
nz=floor((Z/zd)+1); %numero de turbinas na longitudinal;
V=13.83;

%Calculo primeira fila
i=1;
ro=1.225; %Densidade do ar;
Tsm=0; %termo de soma
AS=0; %Área de sombra
V1=[]; %turbinas do meio;
V2=[]; %turbinas dos cantos;
F=[1:nz];
Pf=size(F);
asb=[0];
aa=[];

%Calculo das fileiras seguintes
for i=2:nz
    F(i);
    NC=F(i)-1;
    for j=1:NC
        Dc(F(i)-j)=D+(2*k*(F(i)-j)*d1*D);
        Rc(F(i)-j)=Dc(F(i)-j)/2;
        Tm(j)=((r/Rc(F(i)-j))^2);

        %Averigo se o diametro é maior que o espaçamento de turbinas;
        if (Rc(F(i)-j)-r)>((d2-1)*D)
            q(j)=((Rc(F(i)-j)^2)-((r)^2)+((d2*D)^2))/(2*xd);
            teta(j)=2*acos(q(j)/Rc(F(i)-j));
            beta(j)=2*acos((xd-q(j))/r);
            Asombra(j)=((Rc(F(i)-j)^2)/2)*(teta(j)-
            sin(teta(j)))+((r^2)/2)*(beta(j)-sin(beta(j)));
            if Asombra(j)>A
                Asombra(j)=A;
            end
        end
    end
end
```

```

        asb(j) = ((r/Rc (F(i) -j)) ^2) * (2*Asombra(j) /A);
    end

    end

    %Calculo as velocidades conforme a pos. da turbina;
    Tsm=sum(Tm);
    aa=sum(asb);
    V1(i)=V*(1-(1-((1-Ct)^0.5))*(Tsm+aa));
    V2(i)=V*(1-((1-((1-Ct)^0.5))*(Tsm+(aa/2)))));
    %Calculo as potencias conforme a vl e pos.
    Pf(i) = ((nx-
2) * ((V1(i)^3)*A*Cp*ro*0.5)) + (2*(V2(i)^3)*A*Cp*0.5*ro);
    Tsm=0;
    AS=0;
end

i=1;
V1(i)=V;
V2(i)=V;
Pf(i)=[(0.5*A*(V^3)*Cp*ro)*nx];
PT=sum(Pf)
Potnom=(Pf(1)*nz);
eficiencia=(PT/Potnom) %Fator de esteira c (González, 2012)

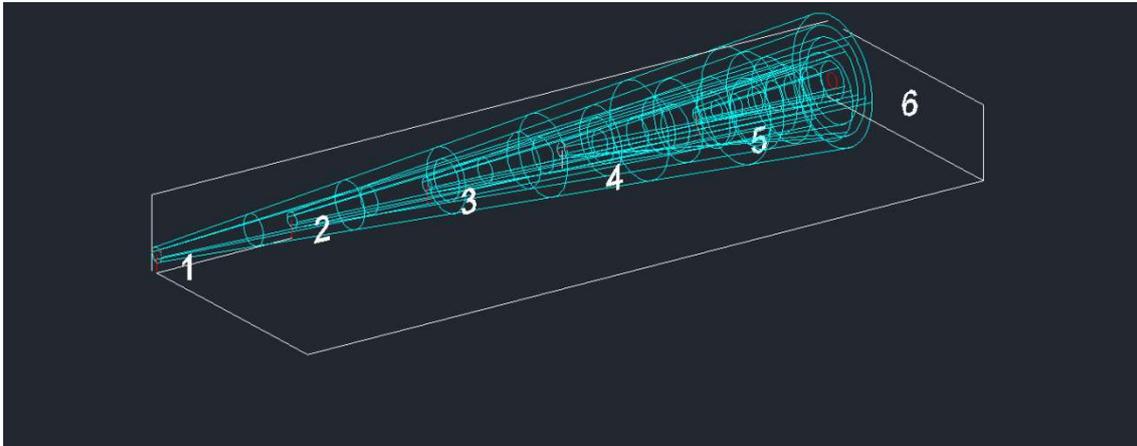
for k=1:nz
    Eff(k)=(Pf(k)/Pf(1));
end

figure(1)
plot(Eff);
title('Redução de eficiência ao longo do campo - D=80m')
xlabel('Distância em Diâmetros [m]')
ylabel('Eficiência')

```

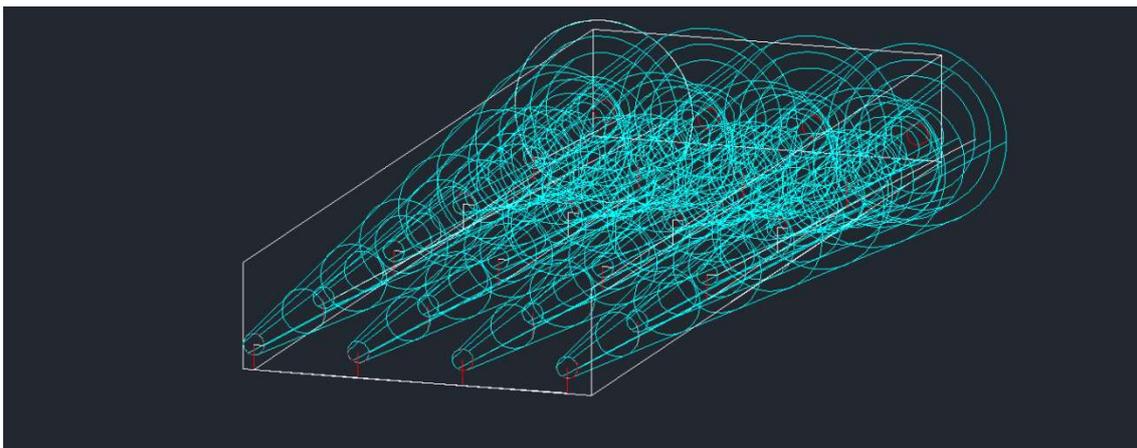
APÊNDICE II

Representações em AutoCad do efeito esteira para uma linha de turbinas



APÊNDICE III

Representação em AutoCad para o arranjo com diâmetro igual a 60 metros e espaçamento 5H/10L. Vista frontal.



APÊNDICE IV

Representação em AutoCad para o arranjo com diâmetro igual a 60 metros e espaçamento 5H/10L. Vista superior.

