WIND FARMS SIZING: A COMPUTATIONAL MICRO SITTING ANALYSIS

Tchiarles Coutinho Hilbig, Guilherme Gorga Azambuja,
Jorge Antonio Villar Alé*, Dilane Bottezine, Fabiano Daher Adegas

Pontificia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
NUTEMA – Núcleo Tecnológico de Energia e Meio Ambiente
Av. Ipiranga, 6681.CEP: 90610-001 - Porto Alegre, RS, Brasil.
*villar@pucrs.br

Abstract. This paper has as objective a detailed project, simulation and analysis of a Wind Farm micro sitting using a software application WAsP© . As the city of Imbé, located in the north coast of the Rio Grande do Sul – Brazil, presents a good wind potential and a great interest by many national and international investors that wants to install Wind Farms it was choosed. The Wind Farm project consist on a 10 wind turbines, all of them are Vestas V80 of 2MW and the tottal power instaled is 20MW approximately. The used methodology to size Wind Farms require the folowing information: wind speed distribution, topografic curves, roughness classification and an identification of obstacles. All these informations determinate the places which has better wind potential. The Wind distribution data was obtained using a meteorologic tower instaled at 10 meter height in Pedra Azul Farm near the city of Imbé. The terrain studied has 128 Km^2 and the topografic curves were digitized using Army maps as base. The roughness contours were obtained through LandSat Satellite images and classified in accordance with values found in literature. The obstacles are constructions or trees that directly obstruct the wind flow around the anemometric tower. With these information we could calculate the wind Atlas, which represent the behavior of the wind for all points of the map in different heights. This allows to create wind speed, power density and Weibull parameters maps with resolution of 50 meters.These maps will assist to identify the areas which has more wind potential than the others. Identified these areas, it is evaluated and optimazed the turbines layout trying to raise the maximun capacity power founded in the micro-sitting and fit between Proinfa parameter.

Keywords. Wind Farm Sizing, Computational Analysis, Wind Power Plant, Micro Sitting Analysis, Wind Farm Layout Optimization.

1 INTRODUÇÃO

Estudos atuais mostram que o Brasil apresenta um bom potencial eólico, porém este ainda não é devidamente aproveitado. O país possui somente 20 MW de potência instalada em turbinas eólicas em todo o seu território. No Ceará, 160 mil pessoas já consomem energia elétrica provinda da energia dos ventos. No estado do Rio Grande do Sul, apesar de ser um dos estados onde se tem realizado estudos significativos do potencial eólico, seu aproveitamento em grande escala ainda não é efetivo. Espera-se que com o atual artigo se permita auxiliar a fixar diretrizes com bases científicas no projeto de fazendas eólicas e também possibilitar uma real contribuição ao estudo da energia eólica no RS.

Identificada uma região que apresenta ventos capazes para a produção de energia é necessária uma análise com maior refinamento do escoamento do vento na região (macro-região) para

uma melhor observação das potencialidades locais, isto é, para a identificação das micro-regiões onde se é viável a instalação de um Parque Eólico.

A análise de macro-regiões através de mapas de densidade de potência, velocidade do vento e parâmetros de Weibull, permite identificar as áreas mais propícias para a instalação de um Parque Eólico. Selecionada a micro-região com maior potencial eólico realiza-se o projeto e análise detalhados dos Parques Eólicos nesta localidade. O projeto dos Parques Eólicos objetiva alcançar o melhor Fator de Capacidade, parâmetro este considerado no processo de seleção de projetos que irão fazer parte do programa de incentivo a fontes alternativas de energia (PROINFA) do governo brasileiro. Como foi utilizado somente um modelo de turbina eólica para os parques, buscou-se o melhor Fator de Capacidade através da otimização do Layout.

2 METODOLOGIA

A metodologia apresentada para análise e identificação de áreas com maior potencial eólico e conseqüentemente mais propícias à instalação de Parques Eólicos foi desenvolvida utilizando o auxilio do aplicativo WAsP© (Wind Atlas Analysis Application Program). O procedimento é demonstrado através de um estudo de caso. A região selecionada para o seguinte estudo foi Imbé, localidade situada no litoral norte do Rio Grande do Sul, onde foi dimensionado um parque eólico com potência de 20MW. A turbina definida para compor o parque foi a Vestas V80 de 2MW instalada a 80 metros de altura.

Antes de iniciar o projeto da fazenda eólica é necessário conhecer o comportamento do vento ao qual a região está sendo submetida, portanto, uma estação meteorológica foi instalada em um ponto estratégico e de interesse para o estudo. Com os dados desta estação é possível avaliar estatisticamente o comportamento do vento assim como determinar as direções predominantes, valores máximos e médios da velocidade. Estes dados combinados com o relevo, vegetação e obstáculos do local são utilizados para estimar o comportamento do vento em cada ponto da área abrangida, isto é, é calculado para cada ponto do mapa utilizando uma resolução de até 50m a distribuição de freqüências do vento, rosa dos ventos, velocidades médias e densidade de potência.

O resultado é transformado em mapas temáticos de velocidade, densidade de potência e distribuição de Weibull que são utilizados para identificar as regiões ou áreas com maior energia disponível.

Estas áreas, denominadas de micro-regiões, são classificadas em termos das características de elevação, rugosidade e potencial eólico sendo posteriormente definida a área que apresenta as melhores condições para instalação de um parque eólico.

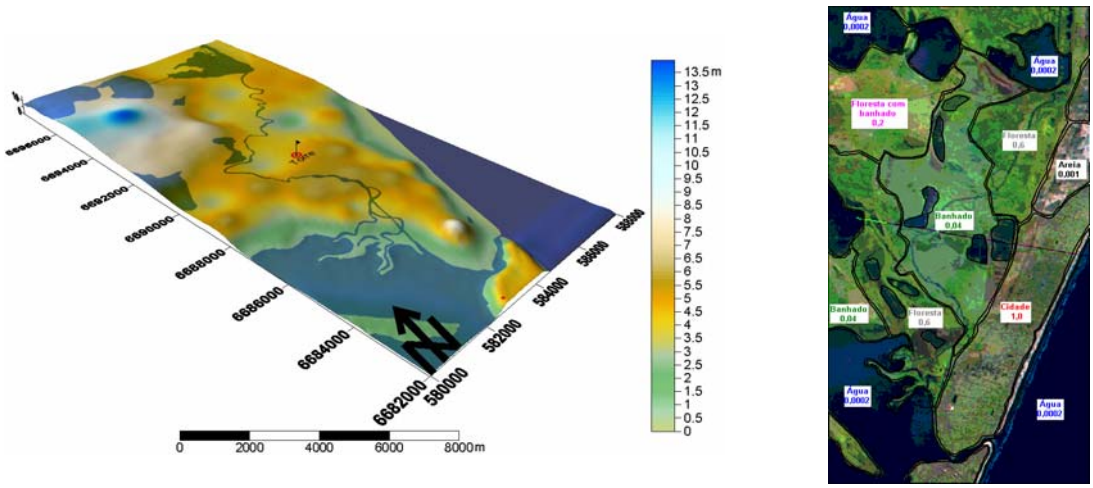
Dentro da micro-região escolhida foram posicionadas 10 turbinas Vestas V80 de 2MW com altura do cubo de 80m caracterizando um parque eólico de 20MW de potência instalada. A posição inicial destas turbinas não é necessariamente a posição ótima, elas podem estar posicionadas em pontos que não atendam as metas estabelecidas de desempenho (Fc entre 30 e 40%). Para atingir esta meta, o posicionamento das turbinas foi variado de modo a procurar a melhor relação de Fator de Capacidade possível.

3 Macro-Região de Imbé

A macro-região em estudo possui uma área de 16 x 8 Km e está posicionada de forma a termos a estação anemométrica em seu centro. As coordenadas geográficas que delimitam a região são S 6682000, N 6698000, W 580000 e E 588000.

3.1 Topografia, Rugosidade e Obstáculos

A topografia da região é plana e desta forma é considerada desprezível quando analisadas mudanças na aceleração e direção do vento. Já avaliando modificações causadas pela rugosidade, a velocidade do vento sofreu variações significativas, havendo um decremento de até 10% em seu valor. Nas Fig. 1a e 1b estão demonstrados a topografia e rugosidade local.



(a) (b)

Figura 1 – (a) Topografia. (b) Rugosidade.

Os obstáculos identificados próximos a torre anemométrica estão demonstrados na Fig.2.

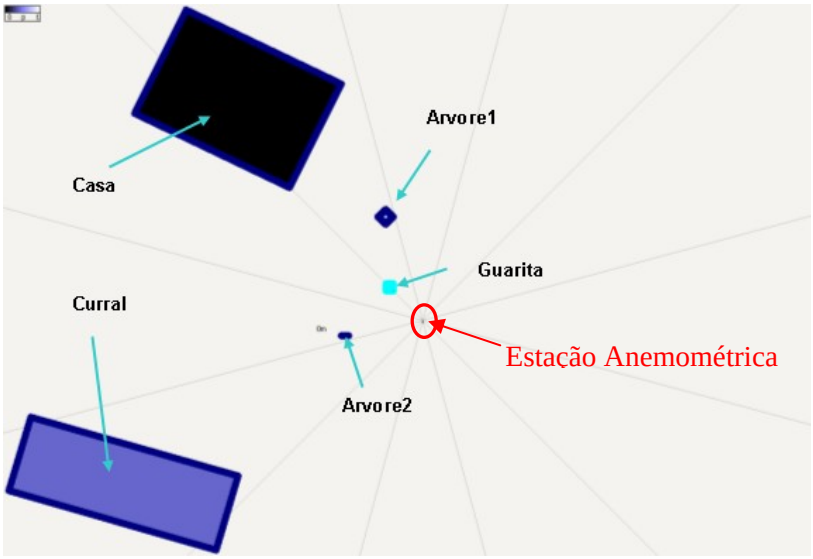


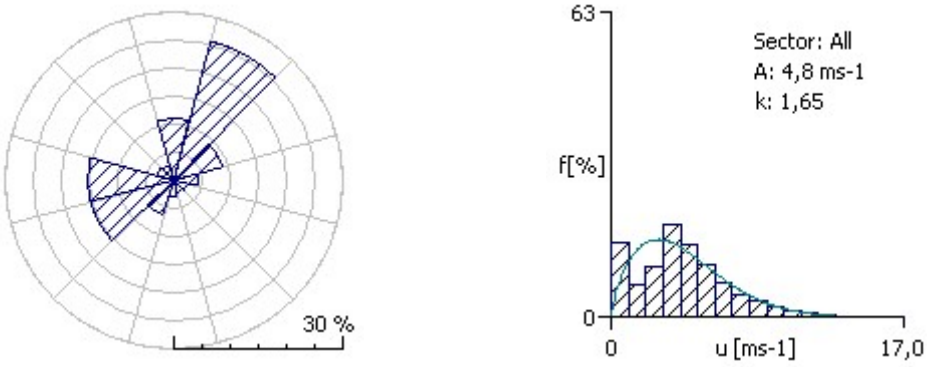
Figura 2 – Obstáculos próximos a estação anemométrica

3.2 Torre Anemométrica

A torre anemométrica está instalada no centro da região estudada e possui anemômetro NRG MAXIMUM #40 e sensor de direção NRG 200P posicionados a altura de 10 metros. O data logger utilizado para coleta dos dados é o NOMAD da marca Second Wind.

A coleta de dados foi registrada no período de Março à Agosto de 2003 em intervalos de 10 minutos. O tratamento estatístico dos dados de vento apresentou velocidade média de 4,3m/s,

parâmetros de distribuição de weibull C igual a 4,8m/s e k igual a 1,65, densidade de potência média de 112W/m² e ventos predominantes na direção nordeste, como mostra a Fig.3.



(a) (b)

Figura 3 – Rosa dos Ventos – Freqüência (a) e Distribuição de Weibull (b) representativa do local.

3.3 Mapas Temáticos

As informações de topografia, rugosidade, obstáculos e distribuição de velocidade do vento são utilizadas para gerar o Atlas Eólico regional; este descreve o comportamento do vento sobre o terreno a diferentes altitudes dando subsídios para criar mapas de densidade de potência, velocidade do vento, fator de forma e fator de escala para toda a região. A partir do mapa de densidade de potência da Fig. 4 identificou-se 4 micro-regiões que apresentaram maior potencial eólico.

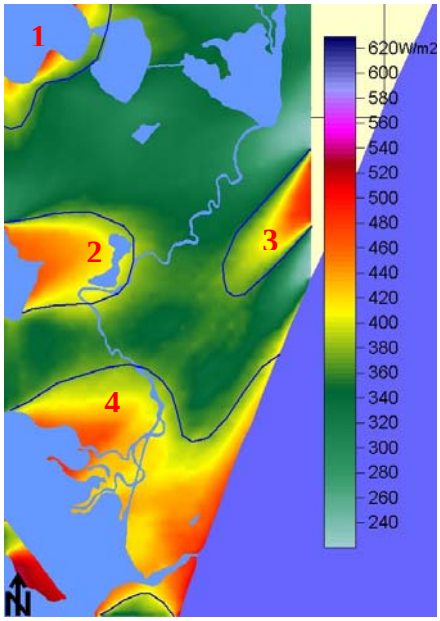


Figura 4 - Densidade de potência à 80 metros de altura.

4 Simulação e Otimização do Parque Eólico

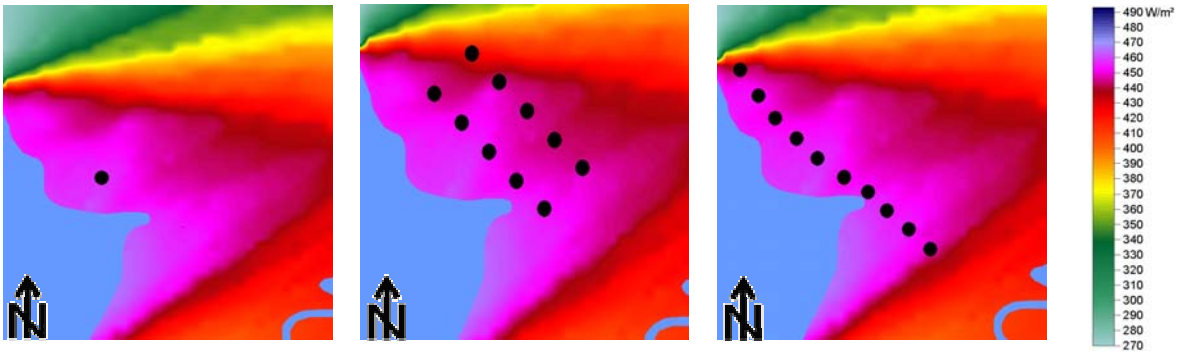
O projeto e otimização do parque eólico de 20MW foi realizado em uma região de aproximadamente 2 x 1,5 km representada pela micro-região número 2 mostrada na Fig. 4. A resolução utilizada para cálculo dos mapas foi de 50 metros obtendo-se um refinamento das informações na área de interesse. O processo de otimização utiliza como critério principal o fator de capacidade apresentado pelo parque eólico. São utilizados também os fatores de

performance Energia Anual Gerada, Energia Anual Gerada por área varrida, EAG por potência nominal e eficiência para avaliar o grau de otimização.

Para iniciar a otimização, as turbinas foram dispostas aleatoriamente dentro da micro-região escolhida. Uma turbina foi escolhida para variar sua posição sobre o terreno. Esse procedimento determina a variação do fator de capacidade dentro da micro-região identificando os valores máximos e mínimos que podem ser alcançados. Isso é explicado pelo parque eólico não poder ultrapassar o valor do fator de capacidade apresentado pela turbina posicionada no ponto de maior potencial eólico. As perdas por esteira e as diferenças entre densidades impossibilitam ultrapassar este valor. Desta forma, estabeleceu-se como valor mínimo de fator de capacidade a ser alcançado pela otimização das turbinas um valor de 5% inferior ao máximo fator de capacidade obtido na região.Os resultados são apresentados a seguir.

5 Resultados

A otimização do layout foi realizada de forma contínua modificando o posicionamento de uma turbina por vez e identificando a produção de energia do parque eólico para cada alteração. Como pode-se visualizar pela Fig. 5 a região lilás do mapa apresenta uma maior densidade de potência (460W/m²). A medida que se afasta deste ponto em direção leste, a densidade de potência diminui gradativamente, isso reflete negativamente na produção do parque eólico e fator de capacidade. Portanto, tentou-se concentrar o maior número de turbinas dentro da faixa de maior densidade de potência. A Fig. 5 apresenta alguns layouts utilizados para a otimização. O primeiro consta de apenas uma turbina e é utilizado para determinar o maior valor possível de Fator de Capacidade alcançado na localidade. O Layout II mostra as turbinas posicionadas em linha e o Layout II são as turbinas posicionadas de forma otimizada.



(a) (b) (c)

Figura 5 – Processo de otimização do layout - (a) Layout I turbina maior Fc (b) Layout II em linha – (c) Layout III otimizado.

Desta forma, a Tab. 1 mostra os resultados obtidos para determinar os posicionamentos de turbinas considerados relevantes nesta análise.

Tabela 1 – Resultado da otimização para as três configurações

	Layout I	**Layout II**	**Layout III**	**Unidades**
Potência Nominal	2	20	20	MW
EAG	5571.41	50368.20	54010.58	MWh
EAG/Pot	2785.71	2518.41	2700.53	MWh/MW
EAG/m²	1.11	1.00	1.07	MWh/m²
Eficiência	100	92	98	%
Fc	32	29	31	%

Em relação ao layout II as turbinas da segunda fileira, mesmo posicionadas em pontos de maior densidade de potência sofrem consideravelmente perdas de produção decorrentes da forte interferência das turbinas da primeira fila. Como as mesmas estão alinhadas para a direção predominante dos ventos (Fig.3), qualquer turbina posicionada nestas direções afeta consideravelmente a produção do parque. Pelo parque eólico não ser muito grande e o terreno disponível para a otimização foi suficiente para posicionar as turbinas em linhas adequadamente sem interferência uma da outra (Layout III), atingiu-se um valor de Fator de Capacidade aceitável. Já, se o tamanho da área escolhida fosse menor, as turbinas teriam que ser posicionadas da mesma forma que o layout II, sendo necessário minimizar ao máximo as perdas por interferência. Neste caso, há grandes possibilidades de não se atingir o Fator de Capacidade desejado, tendo que se optar por outro tipo de solução como, por exemplo, diminuir o número de turbinas instaladas ou seccionar o parque em duas ou mais áreas.

6 Conclusão

Quando simulados parques eólicos dispostos por duas fileiras de turbinas, percebe-se que as perdas de energia causadas por esteira são bastante significativas. Mesmo posicionando somente uma turbina, considerando grandes distâncias, à frente de uma carreira de turbinas percebe-se uma redução significativa no fator de capacidade. Desta forma objetiva-se a obtenção de uma configuração linear para o layout do parque eólico.

Percebe-se que um fator limitante do espaço físico utilizado para o parque eólico é a densidade de potência da localidade, pois na otimização realizada quando afastados os aerogeradores, com o objetivo de redução das perdas por esteira, estes se localizavam em zonas com baixa densidade de potência e desta forma reduzia o fator de capacidade do parque eólico.

Pela torre anemométrica possuir uma altura de 10 metros e a série de dados de vento corresponder a um período de apenas 5 meses, período este caracterizado por baixas velocidades de vento, ocorre uma alta freqüência de velocidades inferiores à 1 m/s, isto determina uma distribuição de weibull centrada em velocidades baixas. Desta forma o fator de capacidade do parque eólico está sendo subestimado e para uma melhor análise do potencial eólico local seria necessário uma série de dados com um período mínimo de 1 ano.

7 Referências

[X] NUTEMA/PUCRS, “Caracterização Energética e Técnico-Econômica de Fazendas Eólicas no Rio Grande do Sul: Ênfase na Área de Concessão da CEEE”, Relatório Nº 1, 2 e 3, Projeto de pesquisa, Brasil 2002.

[1] Mortensen, N. G., Landberg L., “Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) Vol. 2:User´s Guide”, Vol. 2, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, Jan. 1993.

[2] ReSoft Ltd., “ WindFarm User´s Manual: Release 3.1”, Resoft 2002.

[3] Golden Software, Inc, “Surfer 7 User’s Guide: Contourning and 3D Surface Mapping for Scientists and Engineers”, 1999.