

VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE PARQUES EÓLICOS COM CONEXÕES ELÉTRICAS DISTINTAS NA SERRA CATARINENSE

DANIEL QUADROS^{1*}, PEDRO ALVIM DE AZEVEDO SANTOS², GUILHERME BRANDÃO³

¹Engenheiro Eletricista, Centro Universitário Católica de Santa Catarina, Jaraguá do Sul, Santa Catarina, dani_quadros@hotmail.com.

²Professor, Centro Universitário Católica de Santa Catarina, Jaraguá do Sul, Santa Catarina, pedro.santos@catolicasc.org.br

³Diretor, ENERBRAND Energia, Florianópolis, Santa Catarina, guilherme@enerbrand.com.br.

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC'2017
8 a 11 de agosto de 2017 – Belém-PA, Brasil.

RESUMO: O presente trabalho visa realizar uma análise técnica e econômico-financeira da implantação de dois parques eólicos na serra catarinense em locais com características de conexão elétrica distintas. O software WAsP é empregado para simular o Fator de Capacidade (FC) de cada parque, com três opções de modelos de aerogeradores para cada empreendimento. O banco de dados de vento possui mais de 5 anos de coleta com torre anemométrica e está situado a menos de 10 km dos dois parques. O Parque A está em uma região menos favorável ao desempenho energético, porém mais próxima da subestação elétrica. Já o Parque B está a 29 km do ponto mais próximo de conexão, porém possui melhores condições de vento. Os dados indicam que o local mais próximo à torre de medição, o Parque B, com Aerogerador da marca WEG, possui o melhor desempenho, com um FC de 31,7 % e Valor Presente Líquido de R\$ 18,9 milhões e taxa interna de retorno de 15,56%. Já o pior cenário ocorre com o Aerogerador da marca Vestas no Parque A, mostrando que os ganhos trazidos por um maior potencial eólico do local são maiores que os custos decorrentes de uma linha de transmissão mais longa. Conclui-se que o investimento no Parque B é viável, e, que em um futuro próximo poderá ser atrativo para extração de energia eólica, após lugares com melhor qualidade de vento já estarem ocupados.

PALAVRA-CHAVE: Energia eólica. Análise de viabilidade. Planalto catarinense. WAsP®.

TECHNICAL AND ECONOMICAL VIABILITY OF WIND FARMS WITH DISTINCT ELECTRICAL CONNECTIONS IN SANTA CATARINA STATE

ABSTRACT: The present paper aims to perform a technical and economic analysis of two Wind farms with distinct electrical connection conjuncture, both located in Santa Catarina State. The WAsP software was used to simulate the Capacity Factor (CF) of each wind farm, with three different wind turbine options for each site. The wind data set consists in a more than 5-year campaign of a met mast, located less than 10 km from both sites. The site "A" is located at a less favorable region in terms of wind speeds, but is closer to the electrical substation. The site "B" is 29 km away from the nearest electrical connection, but present better wind conditions. Results show that the site closest to the measurement point, site "B", with the WEG wind turbine, has a better technical and economic performance, with a CF of 31,7 %, Net Present Value of R\$ 18,9 million and an Internal Return Rate of 15,56%. The worst-case scenario is at site "A" with the Vestas wind turbine, showing that the financial gains of a better wind potential site overcome the costs of a longer transmission line. This paper concludes that an investment in site "B" is viable and can happen in the short term, afterwards the Brazilian northeast region hot spots are totally taken by other projects.

KEYWORDS: Wind energy. Viability analysis. Catarina's plateau. WAsP®.

INTRODUÇÃO

A potência de energia eólica instalada no Brasil teve um aumento de cerca de 280% desde 2012, principalmente com um mercado competitivo e incentivos à produção de energia eólica no país. Atualmente o Brasil representa a 5ª potência mundial em expansão e está em 9º lugar no ranking mundial quando se refere a potência eólica instalada (MME, 2016).

De acordo com o SIGEL/ANEEL as áreas mais exploradas no Brasil são a costa do nordeste brasileiro, as regiões serranas da Bahia e o extremo sul do país. Há, contudo, outras áreas com recurso eólico favorável, porém ainda não explorado ou com poucos empreendimentos instalados. Dado este cenário, e buscando a avaliação de novas áreas de exploração de energia eólica, este trabalho apresenta uma proposta de instalação de dois parques eólicos situados na região serrana catarinense.

A escolha do local foi realizada após análise de séries históricas de dados anemométricos medidos em campo. O local do estudo de caso selecionado possui elevadas médias de velocidade de vento e uma distribuição de Weibull favorável, ou seja, com uma velocidade relativamente alta e constante, situação propícia para exploração da geração de energia eólica. A metodologia utilizada para validação dos dados eólicos, visando a instalação futura do parque, está baseada em simulação numérica com uso de mais de 5 anos de medição do vento através de uma torre anemométrica localizada na cidade de Paine/SC.

MATERIAIS E MÉTODOS

COLETA DE DADOS

O local selecionado fica situado na região serrana catarinense e mede aproximadamente 1200 km². A região apresenta um regime favorável de ventos por estar em elevada e apresentar um terreno com baixa rugosidade superficial, ou seja, não ter obstáculos para circulação do vento. A figura 1 apresenta uma imagem de satélite da região escolhida, com a localização dos dois parques, bem como da torre anemométrica.

Para realizar a simulação numérica e obter a Produção Anual de Energia (PAE) de cada parque, foram utilizados dados locais de vento obtidos através de uma torre de medição situada na região rural da cidade de Paine (SC), na Fazenda Rancho Alegre. Estes dados foram coletados por um projeto de P&D, entre a UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina) e a CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) durante o período de maio de 1999 até novembro de 2004, com médias de velocidade e direção do vento a cada 10 minutos, devidamente consolidados em uma série histórica única com 266705 linhas de dados. A figura 1 apresenta a localização do estudo, com os polígonos representando cada classe de rugosidade, que correspondem ao terreno representado na imagem de satélite.

Figura 1 - Posicionamento dos parques com linhas de conexão elétrica e torre de medição, classificação de rugosidade (polígonos) e potencial eólico do local (coloração).



Fonte: Google Earth, (2017).

Os dados topográficos do local foram obtidos através da Ambiotek®. As curvas de nível foram inseridas no Google Earth® com o Global Mapper® para chegar ao mapa topográfico do local estudado. Apontar a rugosidade do terreno também é parte fundamental do processo, e pode causar grande impacto no resultado final. Para este estudo de caso decidiu-se detalhar a região com elevada resolução, a fim de chegar a resultados mais precisos. Nesta etapa utilizou-se o Google Earth® para classificação da rugosidade superficial de cada região, com três principais classes de rugosidade definidas: área aberta ($z_0 = 0,01 m$), área semiaberta ($z_0 = 0,4 m$) e floresta ($z_0 = 0,8 m$).

Dentro da área estudada foram simulados dois possíveis parques. O parque A fica em um local próximo à região rural da cidade de Lages (SC). Neste local possui-se a facilidade de ligação da potência gerada pelas turbinas a uma subestação que a suporte e seja próxima ao parque. Outro fator que influenciou foi a facilidade de acesso, seja para a montagem ou para as futuras manutenções. Já o parque B localiza-se em um ponto onde a distribuição da velocidade média, vide figura 1, indica melhor qualidade do vento e um terreno com menor influência de obstáculos. Este local, apesar da vantagem do terreno, está longe da subestação, logo terá um gasto mais elevado com linhas de transmissão.

ANÁLISE TÉCNICA

As simulações numéricas foram realizadas com o software WAsP®, com licença cedida pela UFSC. O WAsP® é considerado a ferramenta base para simulação do desempenho de parques eólicos. O modelo resolve as equações de conservação (Navier-Stokes) de forma linearizada, considerando um regime estacionário e pouca distorção do escoamento, o que implica a presença de um terreno simples com baixa rugosidade superficial. Os dados de entrada para o modelo são: mapa topográfico do local, classificação de rugosidade para o terreno, dados de velocidade e direção do vento e, por fim, a localização e especificação dos aerogeradores (curva de potência).

Com o layout dos dois parques definidos a partir das simulações, parte-se para um estudo de conexão elétrica, realizados a partir dos requisitos de conexão da CELESC. O local de instalação do Parque A é o mais favorável para conexão elétrica, pois a subestação (SE) mais próxima apta a receber a potência do parque está a localidade no distrito industrial de Lages/SC, a cerca de 7,3 km de distância. Esta distância não exige uma elevação de tensão para transmissão, logo a tensão de 34,5kV, entregue pelos Aerogeradores, atende a situação. Além disso o Parque A está próximo à uma cidade de médio porte (Lages/SC), com estradas de boa qualidade no entorno, facilitando o acesso ao local.

O local para instalação do parque B foi planejado para produzir a maior quantidade de energia possível dentro do local estudado, a partir de diversas rodadas de simulação numérica. Para localidade selecionada, a subestação mais próxima é a mesma onde se ligaria o Parque A (Distrito Industrial de Lages). Contudo, como apresentado na figura 1, a distância entre o parque e a SE é cerca de 29 km. Logo o parque poderá produzir a energia, elevando a tensão a 138 kV e conectar-se diretamente à esta SE. Com relação à logística, entende-se que há necessidade da construção de uma estrada (8 km do centro do parque) dimensionada para veículos longos e de carga.

Com relação aos Aerogeradores a serem utilizados, foi realizada uma análise técnica e econômica, a fim de levantar uma relação custo-benefício entre desempenho do equipamento, dado por sua curva de potência, e o investimento por MW instalado. Com o portfólio de aerogeradores que o mercado oferece foram selecionados três modelos para análise. O fabricante Vestas, Modelo V110 com 2MW foi selecionado por trata-se de um produto de alta confiabilidade. O modelo SWT-2.3-101 com 2,3MW da Siemens possui boa performance em ventos mais baixos. O fabricante WEG possui o modelo AGW110 com 2,1MW. Trata-se do primeiro Aerogerador com tecnologia nacional.

ANÁLISE ECONÔMICA

Com a análise técnica, torna-se possível o levantamento do desempenho dos dois parques em termos de produção anual de energia (PAE). A seguir, necessita-se de um levantamento de custos e requisitos para análise de viabilidade econômico-financeira dos dois parques. Nota-se de antemão que o parque A possuirá um menor custo por MW instalado, porém o parque B tende a apresentar maior PAE. Logo a análise econômica faz-se necessária para quantificar o retorno de cada uma das propostas.

O levantamento de custos de instalação, operação e manutenção, bem como os parâmetros econômico-financeiros foram levantados a partir de entrevistas com especialistas do mercado. Da

mesma forma, o projeto elétrico de transmissão foi especificado e os custos de conexão com a rede da CELESC foram estimados a partir de estudos prévios já realizados na região.

O modelo de viabilidade econômico-financeira utilizado foi baseado no estudo realizado por Santos et. al. (2011), que realizou esta análise para um caso de geração eólica distribuída, com pequenos aerogeradores. A planilha completa com a análise de viabilidade é apresentada por Quadros (2016). Este trabalho também realiza uma análise de sensibilidade, a fim de quantificar as respostas do modelo frente a variações no custo da tecnologia, precificação da energia elétrica, dentre outros fatores.

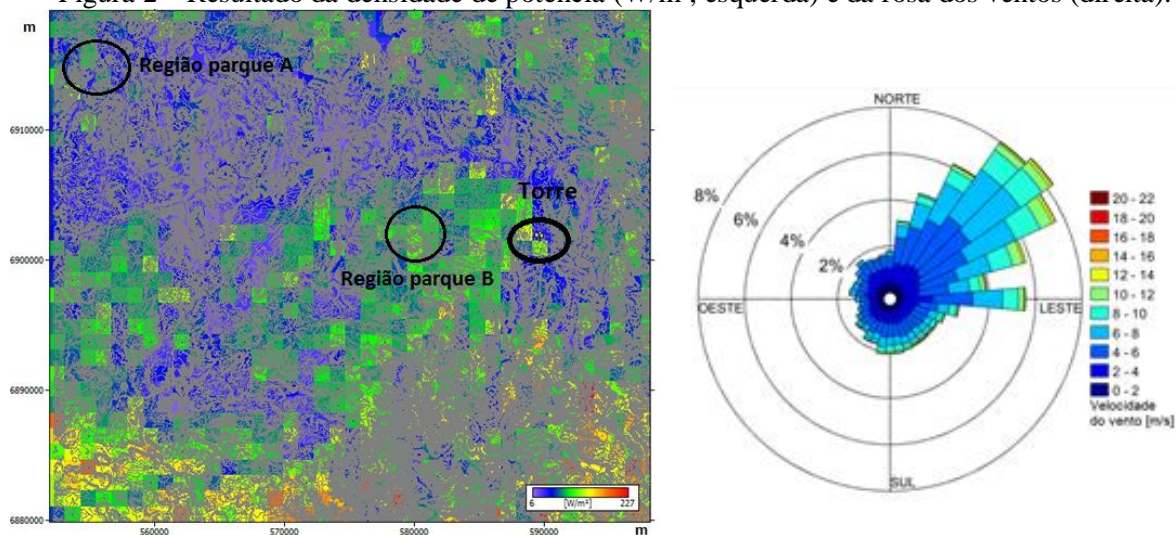
RESULTADOS E DISCUSSÕES

SIMULAÇÃO WASP®

As primeiras simulações com o WASP® foram realizadas para definir o layout dos dois parques, como já comentado e ilustrado na figura 1. Com o layout definido e os dados de vento processados, tem-se a rosa dos ventos para o local estudado bem como o mapa de densidade de potência (W/m^2), ambos mostrados na figura 2 direita e esquerda, respectivamente. Com o resultado de densidade de potência, observa-se que a região do parque B de fato possui maior potencial de geração.

A análise estatística do vento apresentou uma distribuição de Weibull com fator de escala, $A = 6,3 m/s$, e um fator de forma, $k = 2,05$, no local da torre, o que respalda a hipótese levantada pelo estudo para estudar em detalhes o local proposto. A figura 2 (direita) apresenta a rosa dos ventos do local, que mostra ventos mais frequentes na direção nordeste, o que auxiliou na definição do layout.

Figura 2 – Resultado da densidade de potência (W/m^2 , esquerda) e da rosa dos ventos (direita).



Fonte: Elaboração própria

ANÁLISE ECONÔMICA

Levantamento de Custos e Análise de Conexão Elétrica

O mais relevante custo identificado no estudo foi o investimento para a aquisição e instalação dos Aerogeradores em $R\$/MW$. Os custos de operação e manutenção foram considerados de forma proporcional ao investimento nos equipamentos. Todos os custos levantados são referentes à Agosto de 2016 e não foram corrigidos, pois não representariam a situação do atual do mercado.

Com relação ao custo de conexão elétrica, realizou-se uma estimativa ao considerar um projeto completo de subestação e linha de transmissão. Os componentes como transformadores, chaves seccionadoras, painéis de comando e proteção, telecomunicação, montagem, frete e projeto executivo foram devidamente precificados. A distinção principal entre o parque A e parque B está no comprimento da linha de transmissão, sendo 7,3 km e 29,0 km, respectivamente, o que impacta diretamente no custo final. A análise detalhada de custos é apresentada por Quadros (2016).

Com esta análise, tem-se que o parque B é, em média apenas 1,44% mais caro que o parque A devido a linha de transmissão, ou seja, não representa um valor tão expressivo. Portanto, conclui-se

que o fator chave para seleção do parque será o potencial de geração, independente dos requisitos de conexão elétrica.

VPL, TIR e Payback

Para a análise de viabilidade dos parques eólicos considerou-se um horizonte de 20 anos. A TMA (Taxa Mínima de Atratividade) utilizada foi de 100% do CDI (Certificados de Depósitos Interbancários), com uma média de 13,85% a.a. Com as simulações realizadas chegou-se aos seguintes resultados, vide tabela 1.

Tabela 1 - Resultados das análises.

Resultados Técnicos ¹ e Econômico-Financeiros ²	PARQUE					
	A			B		
	WEG	Vestas	Siemens	WEG	Vestas	Siemens
FC ¹ (%)	29,50	24,09	26,91	31,67	27,53	28,77
TIR ² (%)	14,71	10,69	12,74	15,56	12,25	13,47
VPL ² (R\$ x milhão)	9,292	-35,72	-12,372	18,909	-18,778	-4,331
Payback ² (anos)	17	20+	20+	15	20+	20+

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o investimento com os Aerogeradores Vestas e Siemens, possuem valores negativos no valor presente líquido (VPL) e consequentemente valor de TIR menor que a TMA estabelecida. Por outro lado, a viabilidade é alcançada com os Aerogeradores WEG, onde o VPL ficou positivo para os dois parques, com o melhor caso apresentando um FC de 31,67% no parque B e um payback de 15 anos.

CONCLUSÃO

Este trabalho analisou a viabilidade técnica e econômica de dois parques eólicos, denominados “A” e “B”, na serra catarinense. Para cada caso foi feita uma simulação com três modelos de Aerogeradores, totalizando 6 rodadas de simulação. O parque A apresentou um menor custo, por conta dos custos com conexão elétrica, porém seu local possui uma menor capacidade de geração. Já o parque B possui um custo de transmissão 1,44% maior que o parque A, porém alcançou um Fator de Capacidade 7,36% maior. Logo, este trabalho demonstra que, para o estudo de caso analisado, a densidade de potência do local é mais importante que os requisitos de conexão elétrica.

Os resultados comprovaram a viabilidade do projeto, com maior ganho para o parque B, contudo atualmente há locais melhores no Brasil. Quando comparados os fatores de capacidade do melhor caso aqui estudado, (31,67%), com parques já existentes em operação no país, que chegam a 50%, percebe-se que ainda existem lugares mais atrativos para projetos eólicos (ONS, 2017). Contudo, locais como este na região serrana catarinense deverão ser alvos de estudos para implantação de parques eólicos, pois os melhores locais já estarão ocupados. Por fim, o estudo apresenta a metodologia de análise do recurso eólico e de conexão elétrica para parques eólicos, com identificação de um potencial projeto para o futuro.

REFERÊNCIAS

- MME. Ministério de Minas e Energia. Em 2015 Brasil duplica sua produção de energia eólica. 2016. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2015/08/em-2015-brasil-duplica-sua-producao-de-energia-eolica>. Acesso em: 18 de abril de 2017.
- ONS. Operador Nacional do Sistema. Boletim Mensal de Geração Eólica. 2017. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_a_jan_2017.pdf. Acesso em: 18 de abril de 2017.
- Quadros, D. Estudo de viabilidade para implementação de um parque eólico na serra catarinense. Jaraguá do Sul: Centro Universitário Católica de Santa Catarina, 2016. 100f. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica).
- Santos, P. A. A.; Damas, L. B.; Moresco, G. M.; Passos, J. C. Análise de investimento e desempenho de um pequeno aerogerador instalado em zona urbana. In: Instituto Acende Brasil, 2011, São Paulo. Anais...Sao Paulo: Instituto Acende Brasil, 2011, 83f.