



CENTRO UNIVERSITÁRIO UNIVATES  
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL

**ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA EM SÃO FRANCISCO DE PAULA, RS, UTILIZANDO  
MÉTODO COMPUTACIONAL WASP**

Guilherme Breitenbach

Lajeado, novembro de 2016



Guilherme Breitenbach

**ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA EM SÃO FRANCISCO DE PAULA, RS, UTILIZANDO  
MÉTODO COMPUTACIONAL WASP**

Monografia apresentado na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso - Etapa II, do curso de Engenharia Ambiental, do Centro Universitário Univates, como parte da exigência para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Ambiental.

Orientador: Prof. Henrique Fensterseifer

Lajeado, novembro de 2016

Guilherme Breitenbach

**ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA EM SÃO FRANCISCO DE PAULA, RS, UTILIZANDO  
MÉTODO COMPUTACIONAL WASP**

A banca examinadora abaixo aprova a monografia apresentada na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II, do curso de Engenharia Ambiental, do Centro Universitário UNIVATES, como parte da exigência para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Ambiental.

Prof. Me. Henrique Fensterseifer –  
orientador  
Centro Universitário UNIVATES

Prof. Dr. Guilherme Garcia de Oliveira  
Centro Universitário UNIVATES

Prof. Me. Rafael Rodrigo Eckardt  
Centro Universitário UNIVATES

Lajeado, novembro de 2016

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha irmã, Vanessa Breitenbach e minha mãe Annelise Maria Desso, pelo apoio e motivação durante todo curso de Engenharia Ambiental.

Agradeço as empresas epi Energia Projetos e Investimentos Ltda e eab New Energy GmbH por me ceder os dados para realização dessa monografia.

Agradeço ao meu amigo e orientador Prof. Me. Henrique Fensterseifer por aceitar o desafio de participar desse trabalho.

Por último, também meu amigo Prof. Dr. Guilherme Garcia de Oliveira mesmo não podendo me orientar, ofereceu toda a ajuda possível.

## RESUMO

O consumo de energia elétrica no Brasil apresenta um crescimento exponencial nos últimos anos, principalmente por causa do desenvolvimento econômico e tecnológico. Soluções devem ser analisadas, buscando fontes alternativas que não denigrem o meio ambiente, evitando assim, o consumo de combustíveis de fontes fósseis, não renováveis. Como alternativa, as energias renováveis, tais como a solar, eólica, hídrica e a biomassa, as quais promovem a sustentabilidade e possuem potencial para satisfazer a necessidade humana. A energia eólica utiliza a energia contida nas massas de ar para conversão de energia elétrica. Entender e avaliar a dinâmica dos ventos é de extrema importância para prever e avaliar a potência que pode ser gerada num parque eólico. Portanto, esta monografia tem como objetivo apresentar e analisar o potencial da energia eólica para geração de energia elétrica no município de São Francisco de Paula, no estado do Rio Grande do Sul, com o dimensionamento das torres em um parque eólico. A metodologia deste estudo se baseia no modelo *Wind Atlas Analysis And Application Program* (WAsP), o qual tomará como referência o levantamento de dados de ventos, obtidos em medições anemométricas numa torre real, também de dados topográficos, da rugosidade da superfície e de obstáculos, obtidos através de técnicas de geoprocessamento e sensoriamento remoto, para assim, criar um perfil de velocidade do vento em cada ponto da área. Conforme os valores apresentados no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2014), utilizado como uma referência inicial esperava-se encontrar um ótimo potencial na área, podendo ser uma opção de fonte energética renovável. Já nas primeiras análises, concluiu-se que os dados encontrados estão completamente abaixo dos apresentados no Atlas, indicando uma inviabilidade em relação ao atual cenário de leilões de energia do país. Realizou-se quatro dimensionamentos de turbinas para a área, respeitando suas restrições ambientais, e em nenhum dos casos alcançou um fator de capacidade de 30% na geração de energia, indicando-se a não viabilidade de instalação de um complexo eólico. A área possui potencial, mas somente para a microgeração de energia com a instalação de turbinas para gerar no máximo cinco MW.

**Palavras-chave:** Energia eólica. Energias renováveis. Medições anemométricas. Perfil de velocidade do vento.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fontes de geração de eletricidade no mundo em 2014.....	13
Figura 2 - Fontes de geração de eletricidade no Brasil em 2014.....	14
Figura 3 - Perfil vertical da velocidade dos ventos .....	24
Figura 4 - Comportamento do vento.....	25
Figura 5 - Distribuição de Weibull.....	27
Figura 6 - Rosa dos ventos com 16 setores de 22,5° .....	28
Figura 7 - Classificação dos aerogeradores em relação ao seu eixo.....	29
Figura 8 - Torre de medição e seus equipamentos .....	31
Figura 9 - Espaçamento entre as turbinas e efeito da esteira.....	33
Figura 10 – Mapa de localização do projeto.....	39
Figura 11 – Detalhe do terreno ao sul da torre anemométrica.....	40
Figura 12 – Detalhe do terreno ao norte da torre anemométrica .....	40
Figura 13 – Torre anemométrica .....	41
Figura 14 – Sensibilidade da área para impactos ambientais.....	42
Figura 15 – Fácies Caxias e Várzea do Cedro .....	42
Figura 16 – Velocidade média anual segundo Atlas Eólico do RS .....	43
Figura 17 – Frequência predominante .....	43
Figura 18 – Localização das linhas de transmissão em relação à área .....	44
Figura 19 – Modelo digital de elevação.....	45
Figura 20 – Imagem Landsat 8, 18/05/2016.....	47
Figura 21 – Composição RGB564.....	48
Figura 22 – Eliminação das falhas dos dados anemométricos .....	49

Figura 23 – Curva potencial dos aerogeradores.....	53
Figura 24 – Declividade do terreno na área .....	54
Figura 25 – Altimetria do parque .....	55
Figura 26 – <i>Triangulated Irregular Network</i> da área .....	56
Figura 27 – NDWI .....	57
Figura 28 – Mapeamento total das exclusões sem as áreas de influência .....	59
Figura 29 – Área útil para instalação dos aerogeradores .....	60
Figura 30 – Mapeamento da rugosidade.....	61
Figura 31 – Frequência registrada na torre anemométrica.....	62
Figura 32 – Atlas eólico com medição inferior a um ano .....	63
Figura 33 – Distribuição de Weibull da área.....	64
Figura 34 – Atlas eólico calculado pelo método WAsP.....	65
Figura 35 – Método MCP .....	66
Figura 36 - Dimensionamento E82.....	67
Figura 37 – Dimensionamento E92 .....	68
Figura 38 - Dimensionamento E103.....	68
Figura 39 - Dimensionamento E103, espaçamento menor.....	69

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores do comprimento de rugosidade .....	26
Tabela 2 – Valores de referencia para qualidade da correlação.....	51
Tabela 3 – Diâmetro dos rotores dos aerogeradores .....	53
Tabela 4 – Dados da campanha anemométrica .....	63
Tabela 5 – Valores de Weibull .....	64
Tabela 6 – Velocidades médias mensais .....	65

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>9</b>
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>12</b>
2.1 Energia.....	12
2.1.1 Energia elétrica de fontes não renováveis .....	15
2.1.2 Energia elétrica de fontes não renováveis .....	17
2.2 Energia eólica.....	21
2.2.1 Vento .....	23
2.2.2 Aerogeradores e sistema de medições .....	28
2.2.3 Geração de energia elétrica num aerogerador .....	32
2.2.4 Impactos .....	34
2.3 WAsP .....	35
2.4 Panorama mundial, nacional e estadual.....	35
2.5 Legislação .....	36
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	<b>38</b>
3.1 Área de estudo .....	38
3.2 Softwares utilizados .....	44
3.3 Dados de entrada .....	44
3.4 Dados anemométricos.....	48
3.5 Micrositing.....	52
<b>4 RESULTADOS</b> .....	<b>54</b>
4.1 Dados de entrada .....	54
4.2 Dados anemométricos.....	61
4.3 Micrositing.....	66
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	<b>70</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>72</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>79</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A necessidade de um futuro sustentável garantindo a integridade humana é um desejo que cada vez mais faz parte de um horizonte não tão promissor. O custo crescente da energia e a competição pelos recursos energéticos, distribuídos de forma desarmônica, fragiliza o meio ambiente. O resultado é visível nas mudanças climáticas favorecidas pelas emissões de gás do efeito estufa na atmosfera. Alterações na geração de energia elétrica devem ser planejadas, englobando princípios das ciências e das engenharias (FAPESP, 2007).

O domínio na exploração dos recursos energéticos, de sua conversão, emana um sentimento de evolução. A humanidade sempre possuiu a habilidade de capturar, coletar e aproveitar a energia. A transição de uma geração rude para uma civilizada, indicando o uso da energia como fator categórico para essa transformação (FAPESP, 2007).

A utilização de combustíveis fósseis, extraídos de forma incoerente, emana a necessidade de sua redução, alternando a matriz energética, adaptando-a com as necessidades e os recursos disponíveis. Buscando a amenização dos impactos ambientais (DUPONT et al., 2015).

Em função de acordos para reduzir a emissão de gases do efeito estufa, e pela matriz não renovável ser finita. Busca-se o suprimento energético através de outros recursos, com tecnologias limpas, tais como a solar, eólica, hídrica e a biomassa (PES, 2009). Deve-se considerar que não existe geração de energia sem impactos socioambientais. A escolha da melhor configuração da matriz de geração

de energia elétrica passa por incluir a avaliação dos custos, benefícios e impactos socioambientais (SILVA, 2015).

A energia eólica, utilizada a milhares de anos, utiliza a energia contida nas massas de ar para conversão de energia elétrica. Considerada abundante é uma alternativa para geração de energia elétrica. As características meteorológicas do local de instalação do parque devem ser observadas garantindo que a eficiência energética seja a melhor possível (MIYASHIRO et al., 2013).

O dimensionamento num parque eólico deve obedecer a requisitos técnicos e operacionais para seu pleno funcionamento. Modelos computacionais são utilizados para prever e avaliar a potência que pode ser gerada, como também de indicar os melhores locais para instalação das turbinas eólicas (PES, 2009).

Os modelos vão desde previsão numérica do tempo variando para modelos de fluxo em meso e microescala e modelos de dinâmica de fluídos computacional (PETERSEN et al., 1997). O modelo de previsão numérica do tempo, *Numerical Weather Prediction* (NWP), reproduz o desempenho da atmosfera partindo de parâmetros de processos físicos, como a radiação, nuvens, precipitação e trocas à superfície adicionando a equações da dinâmica e termodinâmica. Pelas equações serem não lineares, pequenos erros cometidos no início da simulação são amplificados ao longo do tempo (TOMÉ, 2004). O modelo de fluxo em mesoescala realiza uma previsão do vento ao longo de centenas de quilômetros, assinalando para a superfície e o relevo uma baixa resolução espacial. Por não possuir um detalhamento do relevo e os dados do vento medidos em estações vizinhas, pode haver erros de estimativa do potencial eólico em relação à altura das turbinas eólicas (MARTINS et al., 2008). No modelo de microescala, os dados do vento são aferidos no local de estudo e o relevo tem seu detalhamento como fator influente (MORTESEN et al., 2007). O modelo de dinâmica de fluídos computacional, *Computational Fluid Dynamics*, utilizado principalmente para simular em terreno complexo, requer enorme processamento computacional. O terreno extenso é dividido em volumes menores, formando uma malha completamente detalhada. Em cada volume menor é calculado o comportamento do escoamento do vento, evitando principalmente o efeito de turbulência entre as turbinas (ROCA, 2015).

Com incentivos governamentais e regiões com ventos propícios para geração de energia, o Brasil, até o ano de 2020, estará entre os principais geradores de energia eólica. No mercado interno, com a competitividade entre as demais fontes, lidera nos leilões para a venda de energia no mercado regulado de energia elétrica. A expressiva rapidez que os projetos vêm sendo desenvolvidos, ao mesmo tempo carece de uma produção literária mais rica, já que poucas publicações e livros técnicos foram publicados (PINTO, 2013).

A expansão da matriz eólica brasileira é considerável complementando a geração elétrica de fonte hídrica. Os períodos que ocorrem os níveis críticos nos reservatórios das hidrelétricas, coincidem com as estações de maior magnitude dos ventos, devido às condições climáticas do país (MORELLI, 2012). Em 2015, o Brasil foi o quarto país na expansão de potência e o oitavo em geração elétrica (MME, 2015). O estado do Rio Grande do Sul apresenta expansão, tendo em sua matriz vários projetos em operação, implantação e desenvolvimento. Apresenta aumento exponencial de sua capacidade instalada, prevendo perspectiva de crescimento em fator da política atual de leilões. O estado está munido de toda cadeia tecnológica, desde fabricantes e fornecedores como também profissionais e instituições de ensino (RS, 2014).

Essa monografia tem por objetivo demonstrar o potencial eólico para geração de energia elétrica no município de São Francisco de Paula no estado do Rio Grande do Sul. Tem também por objetivo demonstrar o método WAsP e de apresentar um estudo real de dimensionamento de parque eólico.

Está sendo apresentada para acrescentar um estudo que pode ser reproduzido em diversas áreas, já que o método exibido é utilizado em diversos projetos eólicos que possuem um perfil de terreno simplificado.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico apresentado nessa monografia foi elaborado através de referencial bibliográfico, documental e legislação pertinente.

Num primeiro momento será apresentada e contextualizada a energia elétrica de fontes não renováveis e as de renováveis, mostrando suas características, funcionamentos e seus impactos. Logo em seguida, a energia eólica será aprofundada, abordando fatos históricos, equipamentos, funcionalidades. No terceiro subcapítulo, será revisado o método WAsP. No próximo, o panorama mundial, do Brasil em relação a projetos, geração de energia, evidenciando o estado do Rio Grande do Sul, com o seu potencial energético. Por fim, a legislação pertinente.

### 2.1 Energia

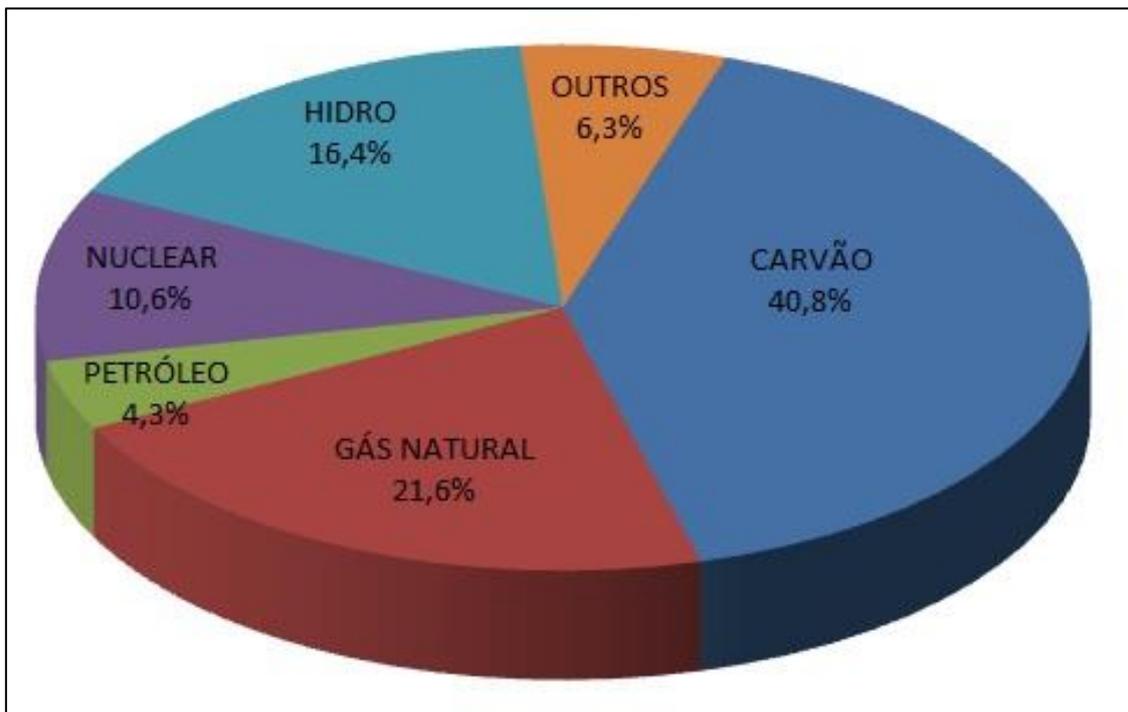
A energia está integrada no cotidiano das pessoas. Seu campo possui uma total diversidade, que pode ir desde a simples realização de um movimento, ou até mesmo a ignição de um motor. Em sua obra, no século IV A.C., Aristóteles já discutia energia como uma realidade em movimento, mas somente a partir da integração com os fundamentos da Termodinâmica, incluindo os processos associados ao calor, que o conceito apresentou uma melhor definição. James Clerk Maxwell, em 1872, concluiu que “energia é aquilo que permite uma mudança na configuração de um sistema, em oposição a uma força que resiste a esta mudança” (MAXWELL, 1872 apud ELEKTRO, 2012, p. 12). As mudanças às quais transcreve um sistema estão relacionadas com as suas ações, as quais o envolvem,

manifestando uma propriedade comum denominada energia. Refere-se à parte potencial e cinética de qualquer sistema (BUCUSSI, 2006).

São quatro as formas básicas da energia: a cinética, a potencial, a da massa e a dos campos. As manifestações dessas formas em diferentes sistemas geram a energia química, energia elétrica, energia mecânica, entre outras (BUCUSSI, 2006).

A humanidade sempre teve controle na captura, conversão e aproveitamento da energia. O povo primitivo, com o controle do fogo e a domesticação de plantas e animais realizaram a transição de uma geração rude para uma civilizada. O domínio do gerenciamento da biomassa e biomassa fossilizada, empregada como fonte de energia para o aquecimento e manufatura de ferramentas, demonstrou que o ser humano apresentou habilidade em usar a energia com cada vez mais destreza. O uso da ciência e da tecnologia permitiu conhecer a forma de explorar as fontes de energia, principalmente de combustíveis fósseis, provendo as necessidades industriais, levando a um patamar não sustentável (FAPESP, 2010). Segundo os dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2016, p. 24) em 2014, a humanidade dependeu do uso de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica, chegando a 77,3% da produção total de 23.816 TWh (FIGURA 1).

Figura 1 – Fontes de geração de eletricidade no mundo em 2014

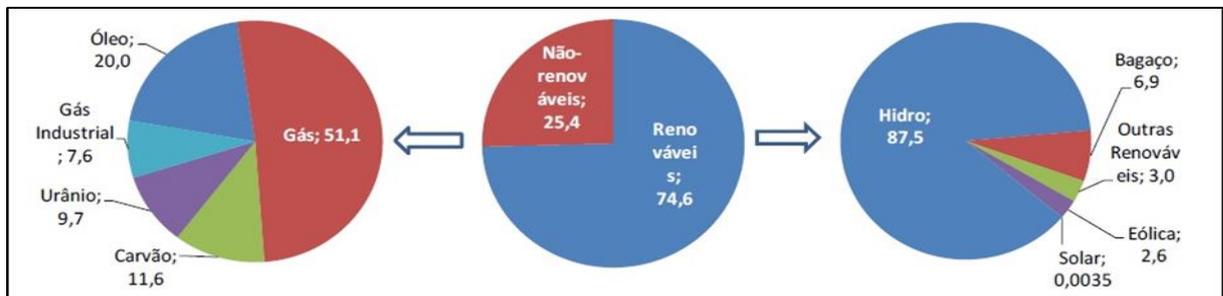


Fonte: IEA, 2016, p. 24.

Em busca de uma geração mais sustentável, no Protocolo de Quioto em 1997, muitos países assinaram o tratado para redução da emissão dos gases responsáveis pelo efeito estufa e do aquecimento global, promovendo o uso de energias renováveis (NASCIMENTO, 2012). Segundo a Comissão Mundial de Energia (CME), a produção de um milhão de kWh por fonte eólica evitaria a propagação de 600 toneladas de CO<sub>2</sub> (CME apud PINTO, 2013). Mas para Pinto (2013), não basta somente à utilização de fontes renováveis se não houver uma transição do sistema arcaico para um de uso renovável. Estados Unidos e China são os países que mais investem em fontes renováveis, ao mesmo tempo os que mais emitem gases poluentes.

No Brasil, o consumo de energia elétrica apresenta um crescimento contínuo principalmente com o desenvolvimento econômico e tecnológico decorrido nos últimos anos. A utilização cada vez mais de equipamentos que consomem energia elétrica, necessita um maior crescimento na geração, transmissão e distribuição, o que nem sempre ocorre na mesma velocidade do consumo. Para isso o setor elétrico brasileiro deve sempre estar se planejando, buscando alternativas para suprir seus consumidores (ANEEL, 2008). Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) (2015, p. 7), o setor energético brasileiro em 2014 teve produção interna de 624,3 TWh de energia, sendo que 25,4% provem de fontes não renováveis e 74,6% de renováveis (FIGURA 2).

Figura 2 – Fontes de geração de eletricidade no Brasil em 2014



Fonte: MME, 2015, p. 7.

O estímulo à produção de energia por fontes renováveis alternativas deve ser considerado, garantindo um bem-estar ao ambiente e a população (WWF-BRASIL, 2012). Para Tolmasquim (2016, p. 27), “a expansão da geração está fundamentada

na contratação de novas instalações, cuja produção é contratada por meio dos leilões públicos para atendimento à expansão da carga dos consumidores cativos”.

### **2.1.1 Energia elétrica de fontes não renováveis**

As fontes não renováveis são aquelas encontradas na natureza que tendem a se esgotar e, para sua regeneração, milhares de anos serão necessários. Suas reservas são originárias a partir da decomposição natural da matéria orgânica não podendo ser repostas pela ação do homem em relação à velocidade do consumo. As fontes utilizadas para conversão em energia elétrica são o urânio, carvão e o gás natural (POMÍLIO, 2012).

O gás natural para geração de energia elétrica é utilizado de forma indireta, sendo queimado nas indústrias termelétricas, ocorrendo a conversão da energia térmica para mecânica e posteriormente para elétrica. Em relação a outras fontes não renováveis como o carvão e o petróleo, emite menos poluentes, sendo considerado um combustível cada vez mais presente na matriz energética mundial (TOLMASQUIM et al., 2016). Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2008), a utilização cada vez maior de termelétricas movidas a gás natural no Brasil é uma forma de reduzir a demanda hidrelétrica, principalmente nos períodos de estiagem, onde há a necessidade de preservar os reservatórios. Contudo, no processo, ainda tem-se a necessidade de captação de água para o resfriamento do vapor gerado.

O gás natural é formado por moléculas de hidrocarbonetos originados da decomposição da matéria orgânica. Encontra-se em rochas porosas no subsolo, isoladas do meio ambiente por uma camada impermeável. No começo da degradação da matéria orgânica há o surgimento do petróleo e nos seus últimos estágios a formação do gás natural (ANEEL, 2008).

O seu processamento passa por diversas etapas. Na primeira é a exploração, no qual busca a existência ou não do gás natural na reserva. Em seguida há a exploração que é a etapa de instalação da infraestrutura responsável pela abertura do poço e dos demais equipamentos para produção. A terceira etapa é referente à produção, separação do gás do petróleo e transporte do mesmo até seu local de

armazenamento. Na quarta, o processamento, realização da compressão do gás. Na última etapa sua distribuição até as termelétricas (ANEEL, 2008).

Segundo Tolmasquim et al. (2016), em 2014, as reservas de gás natural contabilizavam 187 trilhões de m<sup>3</sup>, no qual 43% do total concentram-se no Oriente Médio. O Brasil está na 31<sup>a</sup> posição do ranking das maiores reservas de gás natural, com estoque de 460 bilhões de m<sup>3</sup>.

O carvão natural, apesar de ocupar grande espaço na matriz energética, é responsável por diversos impactos. Formado pela decomposição da matéria orgânica durante milhares de anos em determinadas condições de pressão e temperatura. Sua disponibilidade geograficamente espalhada pelo mundo evita o abastecimento energético das limitações geopolíticas ou de questões de segurança. Podendo ser facilmente estocado e encontrado em diversas formas, não depende de condições climáticas, conseguindo ser uma alternativa quando a geração eólica ou solar não esteja gerando (MME, 2007).

Segundo Oliveira (2009), a utilização do carvão afeta o ecossistema geral, sendo um grande impactante, não somente para o meio ambiente, mas também para a população. Degrada áreas naturais com sua mineração, reduz a biodiversidade, destruindo potenciais turísticos, e os recursos hídricos são completamente comprometidos.

De acordo ainda com Oliveira (2009), o processo é responsável por gerar uma enorme variedade de resíduos e compostos orgânicos de elevado potencial toxicológico, os quais afetam a composição elementar da vegetação, e no ar, oxidando, gera chuvas ácidas.

A energia nuclear convertida em energia elétrica é produzida através da fissão nuclear do átomo de urânio. Considerada como uma energia limpa por emitir valores muito abaixo de gás carbônico em relação a outras fontes. Possui grandes riscos de acidentes e elevado custo de instalação (ANEEL, 2008).

O ciclo para geração de energia começa desde a mineração do urânio, passando pelo seu beneficiamento, extraindo-o do minério natural. Logo mais ele é purificado e concentrado sob a forma de um sal amarelo, *yellowcake*, o qual será

dissolvido e depurado gerando o urânio nuclearmente puro. Em seguida será convertido em gás para aumentar sua concentração de 0,7% para 3%, viabilizando assim sua utilização como combustível nuclear. Com o enriquecimento, o gás é reconvertido novamente para o estado sólido e misturado com outro composto de urânio, transformando em pastilhas para ser o combustível dos reatores na geração de energia elétrica (PEGOLLO, 2006).

Para sua utilização, medidas e preocupações preventivas devem ser levadas em conta, evidenciando a proliferação de armas, disposição de resíduos, custos com segurança pública, evitando atos de terrorismo (FAPESP, 2010).

### **2.1.2 Energia elétrica de fontes renováveis**

As fontes de energia renováveis promovem a sustentabilidade e possuem potencial para satisfazer a necessidade humana. Seu baixo impacto, principalmente, sobre a não geração dos gases do efeito estufa, é uma alternativa para o não uso de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica. As fontes são encontradas na forma hídrica, eólica, solar, oceânica e de biomassa (FAPESP, 2010).

A maior totalidade da matriz energética do país é através de grandes hidrelétricas. Apesar de ser também conhecida como uma fonte de energia limpa é responsável por grandes impactos ambientais e sociais. Ainda que a abundância de grandes rios conduza a uma opção preferencial pela energia hidrelétrica, alternativas e estímulos devem ser focados para minimizar os efeitos negativos da geração (WWF-BRASIL, 2012).

Para geração da energia é necessário integrar a vazão do rio, a quantidade de água disponível em determinado período de tempo e os desníveis do relevo, sejam eles naturais ou criados artificialmente. O aproveitamento da energia hidrelétrica para geração de energia elétrica é feito por meio do uso de turbinas hidráulicas, as quais com seu movimento giratório convertem a energia proveniente do movimento das águas em energia elétrica, podendo alcançar uma eficiência de 90% (ANEEL, 2008).

Para a geração hidrelétrica, no inciso VI do artigo 4º da Lei Nº 10847/2004,

compete à Empresa de Planejamento Energético (EPE): “[...] obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica”.

As maiores barreiras ao desenvolvimento hidrelétrico são de caráter ambiental e judicial, os efeitos do impacto na vida da população, na flora e fauna locais, por interferirem no traçado natural e no volume de água dos rios, alagando extensas áreas, modificando a biodiversidade do local (ANEEL, 2008).

O aproveitamento da energia gerada pelo sol, inesgotável, é uma das alternativas mais promissoras para prover a energia necessária para o desenvolvimento humano. A energia solar praticamente influencia todas as outras fontes de energia indiretamente pela ação da radiação solar e da temperatura. É usada diretamente como energia térmica para aquecimento de fluídos e ambientes e também para conversão em energia elétrica. O aproveitamento da iluminação e do aquecimento natural serve como fator passivo da radiação solar com o auxílio de técnicas estruturais da arquitetura e construção (CRESESB, 2014). O aproveitamento térmico para aquecimento de fluídos é feito através de coletores ou concentradores solares. A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pela incidência da radiação solar sobre as células fotovoltaicas (ANEEL, 2008). Essas células, a grande maioria é produzida com silício monocristalino e policristalino por apresentarem uma tecnologia consolidada e confiável e por possuírem uma melhor eficiência (CRESESB, 2014). Segundo ANEEL (2008), a eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica, podendo chegar a 25%.

Além das condições atmosféricas, a energia incidente sobre a superfície terrestre depende da latitude local e da posição no tempo, referente aos movimentos de rotação e translação que a Terra descreve, resultando na variação de duração solar no dia. Pela posição que o Brasil está localizado no globo terrestre, essa variação não é muito aparente, mas mesmo assim, para maximizar o aproveitamento da radiação solar, deve-se ajustar a posição do painel solar de acordo com a latitude local e o período do ano em que se requer mais energia. Até as regiões que

apresentam menores valores de radiação, possuem potencial de aproveitamento energético (ANEEL, 2008).

Embora abundante e inesgotável, é pouco utilizada pelo potencial que apresenta. Em países mais desenvolvidos que possuem maiores investimentos e incentivos, esse cenário vem mudando, apresentando em 2012 uma produção das células fotovoltaicas tendo potencial equivalente a mais de duas vezes e meia a potência da usina hidrelétrica de Itaipu. O custo das células fotovoltaicas ainda é um empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em pequena e larga escala. Entretanto a tecnologia está se tornando cada vez mais competitiva, em razão, tanto do valor decrescente ao longo dos anos, e também por ser vista como uma fonte energética que não apresenta quase nenhum impacto ambiental, comparada com as outras fontes (CRESESB, 2014). Considera-se que o mínimo de impacto é decorrente da utilização de uma enorme área para grandes projetos, já que a eficiência de conversão de energia é muito baixa, precisando de vários módulos, os quais necessitarão de uma enorme área (ANEEL, 2008).

A biomassa é qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica. Através dela é possível obter energia elétrica e biocombustível. Possui um enorme potencial e é considerada como uma das fontes que mais terá crescimento nos próximos anos, tornando-se expressiva na matriz energética mundial (ANEEL, 2008). No inciso XII do artigo 1º da Lei Nº 11097/2005, introdução dos biocombustíveis, demonstra-se o interesse de incluir na matriz energética: “incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional”.

No Brasil, a geração de energia elétrica com a biomassa é principalmente através da cogeração, processo no qual gera energia elétrica e térmica, podendo ser ambas utilizadas na própria usina ou comercializadas. A matéria mais utilizada é o bagaço de cana, consequência da produção do álcool e do açúcar (TOLMASQUIM et al., 2016).

Os resíduos agropecuários e urbanos submetidos a processos anaeróbicos geram biogás, o qual pode ser queimado para produção de energia elétrica. Em aterros sanitários devidamente projetados, o próprio processo natural de digestão

anaeróbica dos resíduos, pode-se ser captado e transformado em energia elétrica (TOLMASQUIM et al., 2016).

Em relação às fontes oceânicas, somente a energia mecânica é aproveitada como fonte geradora de energia elétrica. Apesar dos oceanos serem um grande reservatório de energia térmica, as tecnologias existentes ainda não conseguem aproveitar a qualidade do calor que possui uma elevada entropia. Em função de sua origem, a conversão para energia elétrica provém das marés, ondas e correntes marinhas (TOLMASQUIM et al., 2016).

A energia das ondas é de 10 a 30 vezes mais densa que a solar, necessitando de uma área bem menor para um mesmo potencial de geração. Apesar de possuir um potencial elevado de geração, seu alto custo na venda da energia incapacita o investimento em projetos. No Brasil, o desenvolvimento acontece de forma restrita, ocorrendo na forma de projetos pilotos. O mais divulgado, instalado no porto de Pecém, no estado do Ceará, é um conversor de energia elétrica através das ondas com capacidade instalada de 100 kW (TOLMASQUIM et al., 2016).

A energia proveniente de fontes eólicas é aquela em que a energia cinética do movimento dos ventos em contato com as pás do aerogerador, ocasiona o movimento delas, originando a energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador produzindo energia elétrica (ANEEL, 2008). Os ventos constantes, intensos e estáveis quanto à direção aumentam a eficiência e a capacidade de geração. Leva-se em conta que grande parte da cadeia produtiva já é nacionalizada (WWF-BRASIL, 2015).

A obtenção da energia eólica também pressupõe a existência de condições naturais específicas e favoráveis. A avaliação do potencial eólico de cada região requer análise e coleta de dados sobre a velocidade e o regime dos ventos. Uma das vantagens é poder operar os parques eólicos em sistema complementar com as usinas hidrelétricas, já que em períodos de estiagem, a velocidade costuma ser maior, garantindo assim, preservar a água dos reservatórios em períodos de poucas chuvas (ANEEL, 2008). Para Tolmasquin et al. (2016, p. 289), a geração por fonte eólica traz diversos benefícios:

[...] possibilidade de compatibilização do uso do solo com outros usos, como a agricultura e a criação de gado, permitindo a coexistência dessa nova atividade com atividades tradicionais, o que diminui a interferência na dinâmica sociocultural local. Por outro lado, a injeção de investimentos em localidades economicamente estagnadas pode fomentar a economia e trazer benefícios locais.

Os parques eólicos quando bem planejados, a sua influência em relação à flora e a fauna, além da população local, é possível garantir sua mitigação de forma eficiente (TOLMASQUIM et al., 2016).

## **2.2 Energia eólica**

Os primeiros registros sobre a utilização da força dos ventos datam do período do século VII, na Pérsia. Moinhos de ventos eram utilizados na moagem de grãos e para bombear a água para irrigação. Consta que durante as Cruzadas, a tecnologia empregada nos moinhos foi exportada da Ásia para a Europa, entretanto a configuração foi alterada, tendo as pás montadas sobre um eixo horizontal ao invés do vertical como vinha sendo adotado. A ilustração “O Salmista do Moinho de Vento”, de 1270, é o registro mais antigo registrado em livro, apresentando um moinho de eixo horizontal (PINTO, 2013).

Segundo Pinto (2013), o desenvolvimento de vários tipos de moinhos de ventos na idade medieval até o século XVII ocorreu de forma acidental e empiricamente. Somente a partir do período da Renascença, dos séculos XVII e XVIII, com a física e a matemática mais estabelecidas, que a tecnologia foi apreciada. No seu manuscrito, em 1502, Da Vinci apresentava um rascunho de um moinho de vento. Na literatura também foi incorporado como sendo “gigantes” armados que ameaçavam a amada de Dom Quixote em sua imaginação no romance de Miguel de Cervantes y Saavedra. Apesar de a Revolução Industrial trazer melhorias no funcionamento dos moinhos de ventos, perderam lugar para as máquinas a vapor.

No continente americano, Daniel Halladay fabricou e comercializou a primeira turbina eólica com a característica da “rosa dos ventos”. No modelo desenvolvido, apresentava também uma pá paralela ao plano da turbina para gira-la em seu eixo vertical, evitando assim o impacto de ventos extremos sobre o maquinário. Utilizado

principalmente para o bombeamento de água (JUNIOR, 2011).

Para geração de energia elétrica, o primeiro moinho de vento arquitetado foi em 1887 pelo engenheiro eletricista e professor James Blyth na cidade de Glasgow, na Escócia. Era de eixo vertical com 10 metros de altura instalado inicialmente para alimentar a iluminação da casa de campo de Blyth, tornando-se a primeira casa do mundo a ter energia elétrica abastecida por fonte eólica. A energia excedente foi oferecida por Blyth para ser empregada na cidade, mas recusada sendo considerada uma “obra do diabo”. Na mesma época, foi construído em Ohio nos Estados Unidos, pela empresa de Charles F. Brush, uma turbina com 144 pás. O número excessivo de pás resultava na lentidão do giro, gerando pouca energia (MATTOS et al., 2010).

O aperfeiçoamento da tecnologia ocorreu através das pesquisas e do trabalho do meteorologista e físico dinamarquês Poul La Cour (1846-1908) utilizando princípios científicos, sendo influência na tecnologia empregada hoje em dia (PINTO, 2013). La Cour em suas pesquisas concluiu que alterando algumas particularidades mecânicas da turbina, o rendimento aumentaria. Apontou que o menor número de pás no rotor era muito mais eficiente do que as turbinas de muitas pás, as quais proporcionavam uma rotação lenta. Por causa de seus apontamentos, em 1918, a Dinamarca instalou uma potência de 3 MW, correspondendo 3% do consumo de energia do país (SINTRA, 2013).

A Alemanha também foi um país que teve um grande desenvolvimento na geração eólica. O físico Albert Betz, em 1925, com meios científicos formulou uma base teórica que é válida até o presente sobre o formato das pás do rotor eólico. Utilizando as teorias de Betz, o engenheiro Hermann Honnef, acreditava e desenvolveu teorias sobre enormes usinas eólicas, com várias turbinas, gerando energia elétrica, combinadas com as tradicionais usinas, proporcionando um preço econômico. Também foi responsável por desenvolver a teoria das turbinas *offshore*, instaladas em superfícies aquáticas (PINTO, 2013).

As grandes turbinas surgiram nos Estados Unidos depois da crise do petróleo que ocorreu na década de 1970, várias empresas em conjunto com a *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), a qual estava participando para

transferir tecnologia, criaram protótipos e desenvolveram tecnologias para calcular a dinâmica dos ventos. A indústria dinamarquesa na década de 1990 teve um alto crescimento e na virada dos anos 2000, a Alemanha com uma cultura e leis voltadas a priorização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, tornou-se o país líder no uso da energia eólica com 13.000 MW de energia instalados. Espera-se que até 2020 a União Europeia tenha uma capacidade instalada de 230 GW (PINTO, 2013).

Com a evolução da tecnologia, as turbinas vêm apresentando a tendência de aumentar a altura da torre, a dimensão das pás e a capacidade de carga, conseguindo fatores de capacidade (FC) maiores com as mesmas velocidades do vento. Como exemplos, temos a empresa Siemens que desenvolveu a turbina de 6 MW de potência e 154 m de diâmetro do rotor, da empresa Wobben Aloys, com potência de 7,5 MW, com diâmetro de rotor de 126 m podendo alcançar até 198 m de altura (FALANI et al., 2015).

### **2.2.1 Ventos**

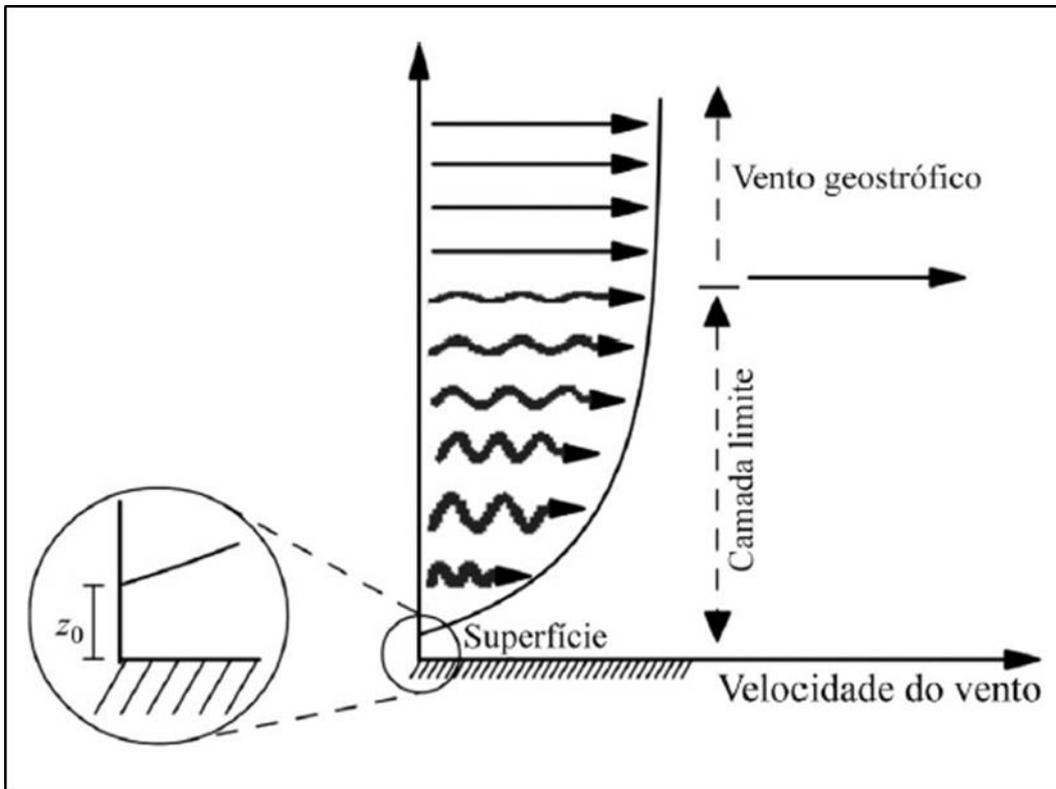
Segundo Custódio (2009, p. 17), “o vento é o ar em movimento, provocado pelo aquecimento desigual da Terra”. De uma forma simplificada, o aquecimento da superfície através do Sol, de forma desigual, gera o deslocamento das camadas de ar, as quais se deslocam de uma zona de pressão para outra. Esse deslocamento das massas de ar originará a formação dos ventos.

A radiação solar que incide sobre a superfície resulta em aquecimentos diferenciados na superfície terrestre gerando um gradiente de pressão em direção à linha do equador em ambos os Hemisférios da Terra. Parte dessa radiação é armazenada como calor sensível, aquecendo a terra e o ar, outra é utilizada na evaporação da água e o restante na fotossíntese das plantas (PINTO, 2013).

O vento é influenciado diretamente pelo gradiente de pressão e pela superfície terrestre. Quanto mais perto da superfície, irá predominar a turbulência mecânica, que afetará na diminuição da velocidade devido ao atrito sofrido pela rugosidade do terreno. Desenvolve-se uma camada limite, que verticalmente,

subdividida, descreve a velocidade dos ventos de zero até o vento geostrófico, que teoricamente apresenta equilíbrio (FIGURA 3) (PES, 2009).

Figura 3 – Perfil vertical da velocidade dos ventos

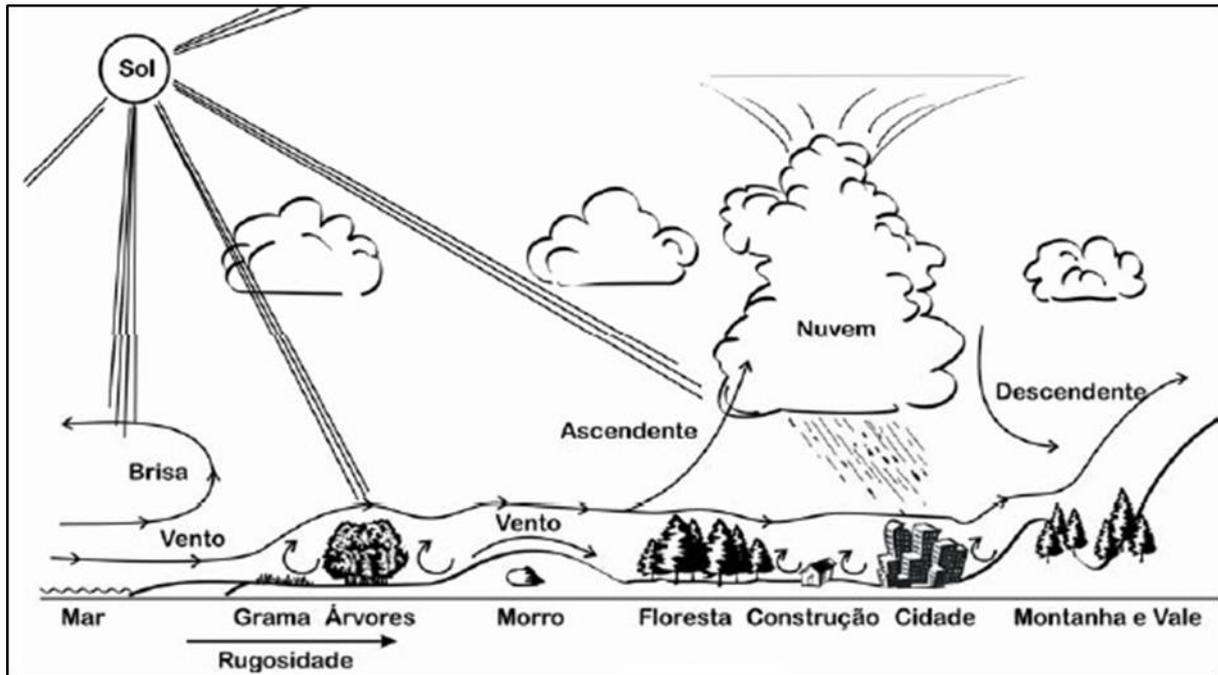


Fonte: Martins et al., 2008 (p. 7).

O desempenho do vento é regido pela sua velocidade, a qual apresenta variações durante o tempo. Também é influenciado pelas características topográficas e rugosidade do terreno, podendo ocorrer aceleração e desaceleração numa mesma região. A altura é outro fator que também determina como o vento irá se comportar. Os parâmetros regionais devem ser todos avaliados, pois numa pequena distância o desempenho do vento pode mudar significativamente, como é demonstrado na FIGURA 4 (ATLAS EÓLICO DO BRASIL, 1988 apud CRESESB, 2014, p. 17).

De acordo com Silva (2015, p. 155), “o perfil do vento se modifica de acordo com o distanciamento do nível do solo”, afirma que o vento quanto mais se afasta do solo, maior será sua velocidade. Tal dado deve ser avaliado, já que nem sempre as medições ocorrem na mesma altura do eixo dos aerogeradores, necessitando que haja a extrapolação da velocidade do vento.

Figura 4 – Comportamento do vento sob a influência das características do terreno



Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1988 apud CRESESB, 2014, p. 17.

Segundo ainda Silva (2015, p. 156), deve-se ser utilizada uma formulação matemática do perfil do vento, no qual indica que “a velocidade do vento a uma certa altura pode ser estimada a partir de um dado de velocidade medida em uma altura de referência”, demonstrado na seguinte equação:

$$v = v_{ref} \ln(z/z_0) / \ln(z_{ref}/z_0) \pm \quad (1)$$

Em que:

v: velocidade do vento a uma altura z sobre o nível do solo;

v<sub>ref</sub>: velocidade de referência, a velocidade medida na altura de referência;

z: altura sobre o nível na qual se está determinando a velocidade v;

z<sub>0</sub>: comprimento da rugosidade no local;

z<sub>ref</sub>: altura de referência, altura no qual é medida a velocidade de referência.

O vento, em determinadas superfícies, sofre influências delas, tendo uma redução na sua velocidade próxima ao solo. Esse fenômeno é determinado pela rugosidade. Entretanto, nem todas as superfícies afetam o comportamento dos ventos. Áreas como longos morros lisos ou áreas oceânicas não aumentam o efeito

da turbulência, enquanto que áreas de construções e vegetações possuem uma elevada rugosidade (CUSTÓDIO, 2009).

Segundo Custódio (2009, p. 137):

A rugosidade de uma determinada superfície é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos de rugosidade que a compõem. Normalmente, essa é parametrizada em uma escala de comprimento, chamada de comprimento de rugosidade  $z_0$ . O comprimento de rugosidade é a altura onde a velocidade do vento é zero, caso o vento tenha um comportamento logarítmico com a variação de altura. Isto geralmente ocorre durante condições de vento moderado e forte.

A Tabela 1 a seguir apresenta valores do comprimento da rugosidade para determinados tipos de superfície:

Tabela 1 – Valores do comprimento de rugosidade para determinada superfície

Tipo de superfície	Comprimento da rugosidade - $Z_0$
Áreas Urbanas	0,7 – 3
Florestas	0,4 – 1
Reflorestamento	0,4 – 0,95
Vegetação de áreas úmidas	0,1 – 0,4
Culturas agrícolas	0,02 – 0,15
Pastagem	0,02 – 0,2
Solo exposto	0,001 – 0,01
Corpos de água, sem vento de superfície	0,0002 – 0,001

Fonte: RS, 2014, p. 56.

Pinto (2013), determina uma relação empírica para encontrar o comprimento da rugosidade:

$$Z_0 = 0,5 (hS/A) \quad (2)$$

Em que:

$Z_0$ : comprimento da rugosidade;

h: altura da rugosidade;

S: seção transversal da rugosidade;

A: área média da rugosidade.

A velocidade do vento é considerada como uma variável aleatória contínua. Ela varia ao longo do dia, do mês, do ano. Para melhor ser analisada, pode ser representada por uma função de densidade de probabilidade. A função que melhor consegue descrever as estatísticas da velocidade do vento é a função de densidade de probabilidade de Weibull (FIGURA 5), como descreve Pinto (2013):

$$f(v) = (k/c)(v/c)^{k-1}e[-(v/c)^k] \quad (3)$$

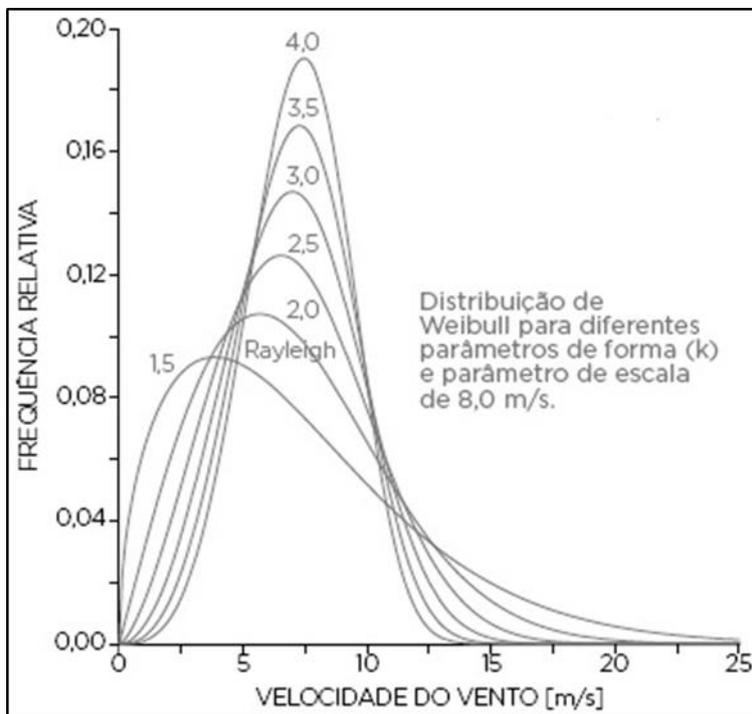
Em que:

v: velocidade do vento, em m/s;

k: fator de forma, adimensional;

c: fator de escala, em m/s.

Figura 5 – Distribuição de Weibull



Fonte: RS, 2014, p. 111.

A expressão que descreve a distribuição cumulativa de Weibull, para ventos com velocidade maiores que a velocidade normal, é dada pela expressão:

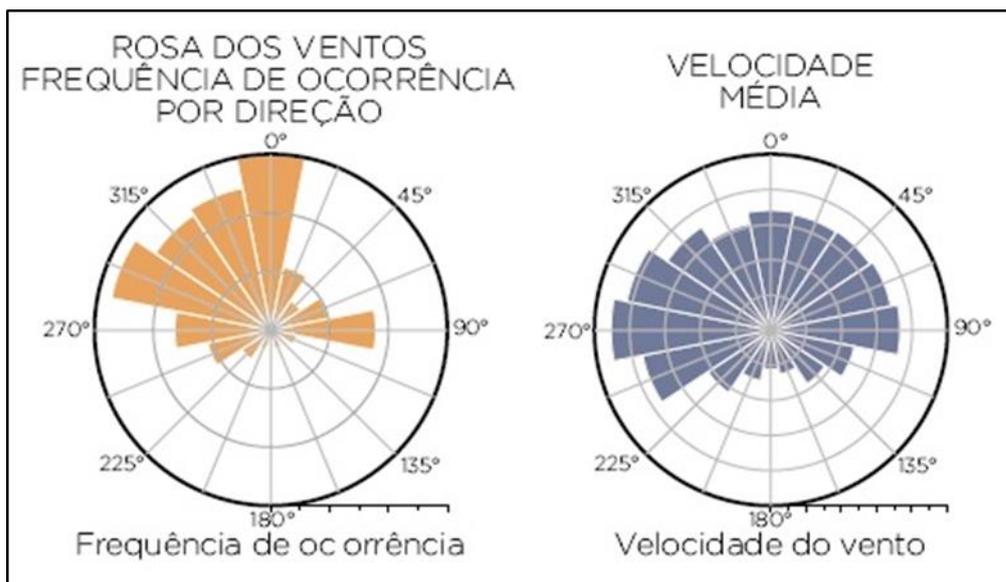
$$F(v) = e\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (4)$$

Segundo Custódio (2009, p. 51):

O fator de escala  $c$  está relacionado com a velocidade média do vento no local, sendo expresso em unidades de velocidade. O fator de forma  $k$ , por sua vez, está relacionado com a variância da velocidade do vento em torno da velocidade média, ou seja, representa a forma da função da distribuição da velocidade do vento.

A direção do vento é outro parâmetro que deve ser também analisado. Identificar de onde o vento é proveniente e como sua velocidade está distribuída na área. Utiliza-se a rosa dos ventos que é repartida em 12 setores de  $30^\circ$  ou 16 setores de  $22,5^\circ$  (FIGURA 6), igualmente espaçadas, com cada círculo concêntrico representando uma frequência diferente, partindo do zero central e aumentando até os círculos externos. As frequências mais ao centro do círculo representam ventos mais calmos, com velocidades menores. A utilização da rosa dos ventos torna-se eficaz para posicionar as turbinas, podendo identificar as áreas aonde a energia do vento deriva, principalmente se não possuir nenhum obstáculo. Em terrenos complexos, com montanhas e vales, a utilização não é aconselhável (PINTO, 2013).

Figura 6 – Rosa dos ventos com 16 setores de  $22,5^\circ$



Fonte: RS, 2014, p. 53.

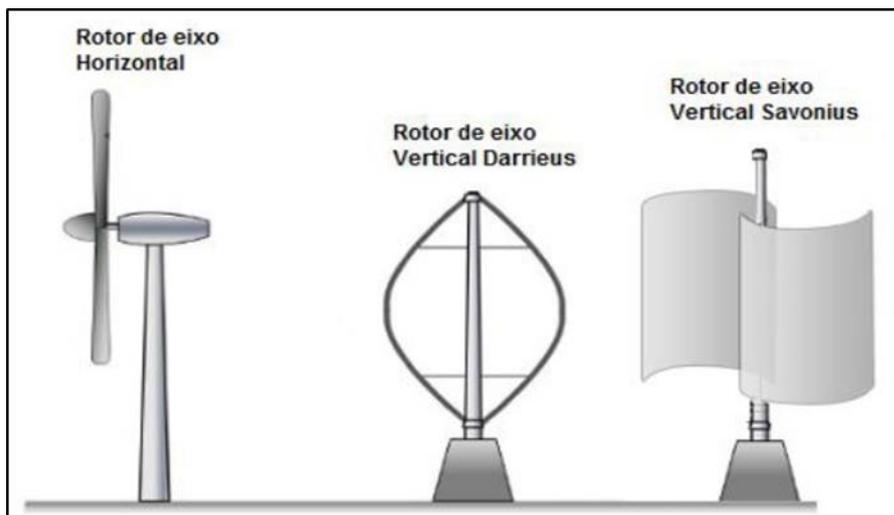
### 2.2.2 Aerogeradores e sistema de medições

Aerogeradores são equipamentos que produzem energia a partir da fonte dos ventos. A energia cinética dos ventos é transformada em energia mecânica para

posteriormente ser convertida em energia elétrica (CUSTÓDIO, 2013).

Com tecnologia já consolidadas são classificadas em relação ao seu eixo (FIGURA 7). Os de eixo vertical (*vertical axis wind turbine – VAWT*), apresentam como vantagem de não necessitar nenhum controle para a orientação da direção do vento e de permitir que o gerador e a caixa de engrenagem possam ser instalados no solo. Sua grande desvantagem é de possuir suas pás perto do solo aonde a velocidade do vento é menor e mais turbulento. O mais alto aerogerador de eixo vertical já instalado foi o no parque eólico Le Nordais no Canadá, com altura de 110 m e potência de 3.8 MW. Já os de eixo horizontal (*horizontal Axis Wind turbine – HAWT*), sua característica principal é referente ao formato das pás do rotor, as quais, quando otimizadas, alcançam eficiência máxima quando a sustentação aerodinâmica é levada ao nível máximo. Como são instaladas em alturas superiores, conseguem acesso a ventos de maiores velocidades obtendo alta eficiência, já que as pás encaram perpendicularmente o vento. Suas desvantagens são praticamente referentes à sua instalação, transporte dos equipamentos e de necessitar de um sistema de controle para girar as pás em direção ao vento (PINTO, 2013).

Figura 7 – Classificação dos aerogeradores em relação ao seu eixo



Fonte: Tolmasquim et al., 2016 (p. 262).

Os aerogeradores de eixo horizontal são constituídos pela torre, nacela, pelo cubo, as pás e pelo gerador. A torre é a parte estrutural responsável pela elevação da nacela em relação ao solo, erguendo em alturas em que a velocidade do vento é maior, para que o aerogerador possua um maior desempenho. Construídas em

concreto ou metal tubular, apresenta elevada contribuição no custo inicial do sistema. A nacelle é a estrutura na qual está contido o gerador, a caixa de engrenagem quando utilizada e todo o sistema de monitoramento e controle das características do vento (CRESESB, 2014). A utilização da caixa de engrenagens determina o tamanho da nacelle, sua função é de acompanhar lentamente a direção do vento. Nos modelos que não a possui, o aproveitamento do vento é realizado somente na sua direção predominante (PINTO, 2013). O cubo, fabricado de aço ou liga metálica de alta resistência, é o componente que fixa as pás através de flanges (CRESESB, 2014). Para Custódio (2009, p. 83), as pás são: “perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em trabalho mecânico”. São fabricadas em fibra de vidro e podem ser reforçadas com epóxi ou madeira. Na fixação com o cubo, podem possuir rolamentos para girar, quando há a necessidade de alterar o ângulo de ataque, relação entre a pá e o ar que se aproxima (PINTO, 2013). O gerador é a máquina geradora de energia elétrica. Dependendo do modelo, da potência, podem ser tanto de corrente contínua, de comutador de corrente alternada, síncronos ou assíncronos, cada um com suas vantagens e desvantagens. Análises para geração eólica quanto à variação na velocidade do vento, faixa de rotações por minuto para a geração, variações do torque de entrada uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo, exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida (CRESESB, 2014).

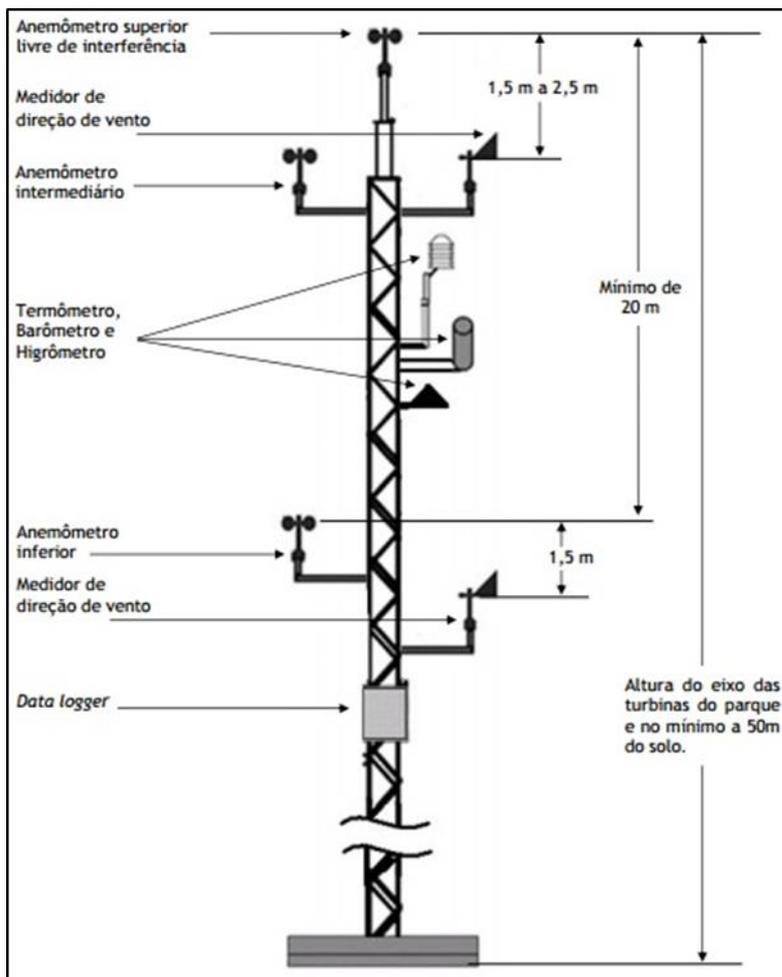
De acordo com a Nota Técnica DEA 08/14, a EPE indica que uma torre de medição (FIGURA 8), além do *Data logger*, deve conter os seguintes equipamentos: três anemômetros de concha, dois medidores de direção dos ventos, medidor de umidade do ar e pressão barométrica e um termômetro.

Anemômetros e sensores de direções são aparelhos específicos utilizados para medir os parâmetros dos ventos. Os mais comuns são os de hélice e os de copo. Consiste em três ou quatro copos espaçados em um eixo giratório (CALDAS, 2010). Nos de copos, sua funcionalidade é definida como um movimento de arrasto, no qual o coeficiente de arrasto acaba sendo maior na parte côncava do que na convexa, resultando que o lado côncavo de frente para o vento fique mais suscetível à força de arraste, fazendo que os copos girem sobre seu eixo central (PINTO, 2013).

Devem ser instalados na região que será representativa para instalação do parque eólico, livre de obstáculos que possam interferir no comportamento do vento, garantindo assim, resultados que não são influenciados pelos fatores locais (CALDAS, 2010). A posição da torre de medição em relação ao parque é estabelecida no parágrafo 1º do inciso III do artigo 6º-A da Portaria Nº 29/2011:

Fica definido como parque eólico o conjunto de aerogeradores interligados eletricamente, situados nas áreas circulares com raio de até dez quilômetros em torno das torres de medição anemométrica, no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea, e com raio de até seis quilômetros, no caso de terrenos complexos, [...].

Figura 8 – Torre de medição e seus equipamentos



Fonte: EPE, 2014 (p. 4).

Sobre a campanha de medição, segundo a mesma Portaria Nº 29/2011 no inciso II do artigo 6º-A:

Apresentação, no ato do cadastramento, de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em altura mínima de

cinquenta metros, por período não inferior a vinte e quatro meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento, [...].

E no inciso III, “apresentação, no ato do cadastramento, da estimativa da geração média anual de longo prazo do parque eólico e da respectiva incerteza padrão”.

### 2.2.3 Geração de energia elétrica num aerogerador

A energia cinética obtida pela turbina quando o vento passa por ela, transformando em energia elétrica, a potência é determinada pela função ao cubo da velocidade  $v$  do vento (MME, 2001). A potência é obtida sobre a seguinte fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \eta \quad (5)$$

Em que:

P: potência elétrica;

P: densidade do ar, em kg/m<sup>3</sup>;

A: área do rotor;

V: velocidade do vento;

C<sub>p</sub>: coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

η: eficiência do conjunto gerador/transmissão.

Entretanto, conforme Custódio (2009), uma turbina ideal só consegue extrair 59,3% da potência disponível do vento, uma real, por causa das perdas aerodinâmicas na conversão da energia eólica, só conseguirá extrair parte deste total.

O total de energia gerado num parque em um determinado período é expresso pelo fator de capacidade, o qual representará a real credibilidade de um parque em produzir energia. É dado em “função do total de energia a ser gerada caso o sistema operasse em sua potência nominal durante um intervalo de tempo definido” (SILVA, 2015, p. 185). Representado por valores percentuais é expresso pela seguinte fórmula:

$$FC = \frac{\partial P(t)dt}{\partial P_{nom}(t)dt} \quad (6)$$

Em que:

FC: fator de capacidade;

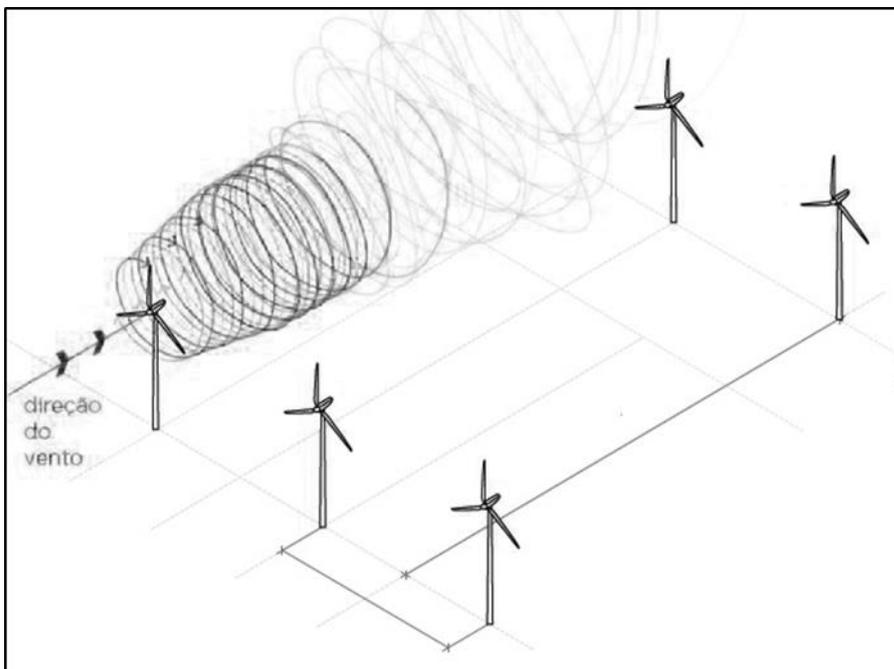
P(t): potência entregue pelo sistema no instante t;

P<sub>nom</sub>: potência nominal instalada no sistema;

t: período de integração do sistema.

O espaçamento entre uma turbina e outra (FIGURA 9) é um fator que deve ser considerado. O rotor de uma turbina absorve parte da energia cinética do vento, resultando na diminuição de sua velocidade. Ao longo do caminho a velocidade volta gradativamente ao normal ao se misturar com as massas de ar no escoamento livre. Também resulta uma esteira helicoidal, podendo afetar o controle do ângulo de passo da pá e aumentar as vibrações estruturais na turbina (RS, 2014). A esteira é responsável por processos de fadiga nas turbinas, diminuindo a vida útil e aumentando os custos de manutenção. Recomenda-se que a distância lateralmente seja de três a cinco vezes o diâmetro do rotor, verticalmente, que seja de cinco a sete vezes (PINTO, 2013).

Figura 9 – Espaçamento entre as turbinas e efeito da esteira



Fonte: RS, 2014.

## 2.2.4 Impactos

Empreendimentos eólicos são classificados como uma geração de baixo potencial poluidor, como é descrito no *caput* da Resolução Nº 462/2014, “[...] os empreendimentos de energia eólica se apresentam como empreendimentos de baixo potencial poluidor e tem um papel imprescindível na contribuição para uma matriz energética nacional mais limpa”. Segundo a mesma resolução, no artigo 3º, será o órgão licenciador que enquadrará o empreendimento quanto ao impacto ambiental.

Em relação ao solo e seu uso, parques eólicos não alteram o lençol freático por consumo, contaminação, geração ou lançamento de resíduos. Também não há grandes movimentos de terra e nem o empecilho de sua utilização, principalmente por questões de dimensionamento e determinados padrões geométricos que devem ser seguidos para que um aerogerador não interfira na geração do outro. Em relação ao uso do solo, praticamente 1% da área do complexo se torna improdutivo, podendo o restante continuar sendo utilizado para agroindústria, bovinocultura, turismo, entre outras (SILVA, 2015).

Em relação ao impacto visual, Pinto (2013, p. 223), afirma que “é influenciado por fatores como o tipo de paisagem, as cores e o número de pás, a quantidade e o design das turbinas”. Mesmo sendo uma alteração subjetiva, as turbinas de grande porte modificam a paisagem. Silva (2015) indica que em situações assim, cabe à população local se posicionar sobre o empreendimento.

Os ruídos gerados pelo movimento das pás através do ar, do movimento da caixa de engrenagem, não são danosos para os humanos e aos animais, os sons não diferem de outros sons comuns dos subúrbios. Apesar disso, nos projetos a questão do ruído é sempre considerada (GIPE, 1995 apud SILVA, 2015).

Os impactos sobre a flora e a fauna são considerados mínimos nas áreas de influência do empreendimento. Algumas mortes de pássaros são registradas pela colisão nas turbinas, mas são índices muito abaixo naqueles expostos na prática da caça, colisão com linhas de transmissão e tráfego de veículos (SILVA, 2015).

### 2.3 WAsP

O método *Wind Atlas Analysis And Application Program* (WAsP), desenvolvido no Departamento de Energia Eólica e Física Atmosférica do Laboratório Nacional de Risø, em 1987, consiste em gerar um atlas de vento no local observado, podendo assim estimar a produção energética eólica na área. O método extrapola as estatísticas climáticas verticalmente e horizontalmente descrevendo o fluxo de vento em diferentes terrenos e próximo de obstáculos (MORTESEN et al., 2007). É um modelo de microescala utilizado para terreno simplificado, não recomendado para complexo (SANTOS, 2014). O terreno simplificado consiste em apresentar uma declividade inferior a 17° (MEASNET, 2009).

Tendo as medições de vento, partindo de dados através de uma torre anemométrica, extrapola-se esses dados, gerando histogramas e rosa dos ventos, determinando o escoamento no ponto específico. Partindo dessa extrapolação inicial, possuindo as informações da topografia do local, rugosidade do solo e obstáculos, modela-se para cada ponto do terreno, ao entorno da torre, um novo escoamento do vento, gerando um atlas eólico. Com a geração do atlas eólico e a curva dos atributos dos modelos de aerogeradores e de suas localizações, é possível estimar a produção de energia (SANTOS, 2014).

### 2.4 Panorama mundial, nacional e estadual

Os países europeus, em 2011, tiveram uma participação de 43% na geração de energia elétrica por fonte eólica. A China teve a segunda posição na representação com 33% da capacidade instalada e em seguida a América do Norte, com 22% (SILVA, 2015).

Na década de 90, os países europeus apresentavam um crescimento superior, sendo que cerca de 75% das novas turbinas eram instaladas em território europeu. Verifica-se o incentivo do uso de fontes renováveis, creditadas ao programa *fixed feed-in tariffs*, no qual as distribuidoras compravam a energia gerada por fontes renováveis. No ano de 1998, nos Países Baixos foi criada uma política que determinava que as distribuidoras deveriam destinar uma quantidade por ano de

energia gerada por fonte renovável. Na Dinamarca e na Suécia ocorreram os primeiros parques eólicos offshore. Existe previsão que os países da Espanha, Turquia, França e Grécia aumentam potencialmente sua capacidade instalada (SILVA, 2015). A expansão ocorreu principalmente pelo incentivo que os países creditaram aos projetos de energia eólica, garantindo incentivos fiscais e econômicos relacionando ao desenvolvimento sustentável (MORELLI, 2012).

No Brasil, através do estímulo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), buscando segurança no abastecimento da energia, previu-se a instalação de 54 complexos com geração de 1.422,92 MW. Ao fim do programa, em 2011, a meta quase foi atingida sendo instalada uma potência de 1.325,6 MW (MORELLI, 2012). De acordo com o MME (2016), a potência instalada no ano de 2015 é de 2.700 MW sendo o quarto país na expansão da fonte eólica, realidade que pode vir a diminuir com a desvalorização da moeda brasileira. Em relação a indústria, o país possui nove fabricantes de turbinas eólicas, quatro fabricantes de pás e doze de torres, ficando entre 50% e 70% o maquinário do parque.

O estado do Rio Grande do Sul, em 2012, foi o sétimo estado em consumo de energia elétrica no Brasil. Consumo que atingiu 34,8 TWh, sendo que 50% são destinados para indústria, transporte e agropecuária. Em relação ao consumo médio per capita, nos outros setores, foi na faixa de 1365 kWh/ano, constituindo uma superioridade de 11,6% em relação a taxa média nacional. O estado, na sua geração elétrica, especialmente possui 60,3% de fonte hídrica e a de eólica com apenas 11,9% de potência instalada, constituindo um total de 7418,6 MW (RS, 2014).

## **2.4 Legislação**

No Decreto N° 5025/2004, sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), no artigo 5 apresenta como objetivo, “aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, [...]”.

Na Resolução Normativa N° 391/2009, “estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas”. No artigo 12, a ANEEL analisará o estudo do potencial eólico, a capacidade instalada e o acesso da conexão para transmissão e distribuição.

Segundo o inciso I do artigo 2° da Resolução Normativa N° 462/2014, considera os empreendimentos eólicos como:

[...] qualquer empreendimento de geração de eletricidade que converta a energia cinética dos ventos em energia elétrica, em ambiente terrestre, formado por uma ou mais unidades aerogeradoras, seus sistemas associados e equipamentos de medição, controle e supervisão, classificados como:

- a) usina eólica singular: unidade aerogeradora, formada por turbina eólica, geradora de energia elétrica;
- b) parque eólico: conjunto de unidades aerogeradoras;
- c) complexo eólico: conjunto de parques eólicos.

Em relação ao licenciamento ambiental, a Resolução N° 462/2014, indica os procedimentos necessários, como é elucidado no artigo 1°, “[...] estabelece critérios e procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre”.

No Rio Grande do Sul, a Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler (Fepam) (2014), indica os procedimentos para o licenciamento dos parques em sua Portaria 118/14, estabelecendo critérios, exigências e estudos prévios.

### 3 METODOLOGIA

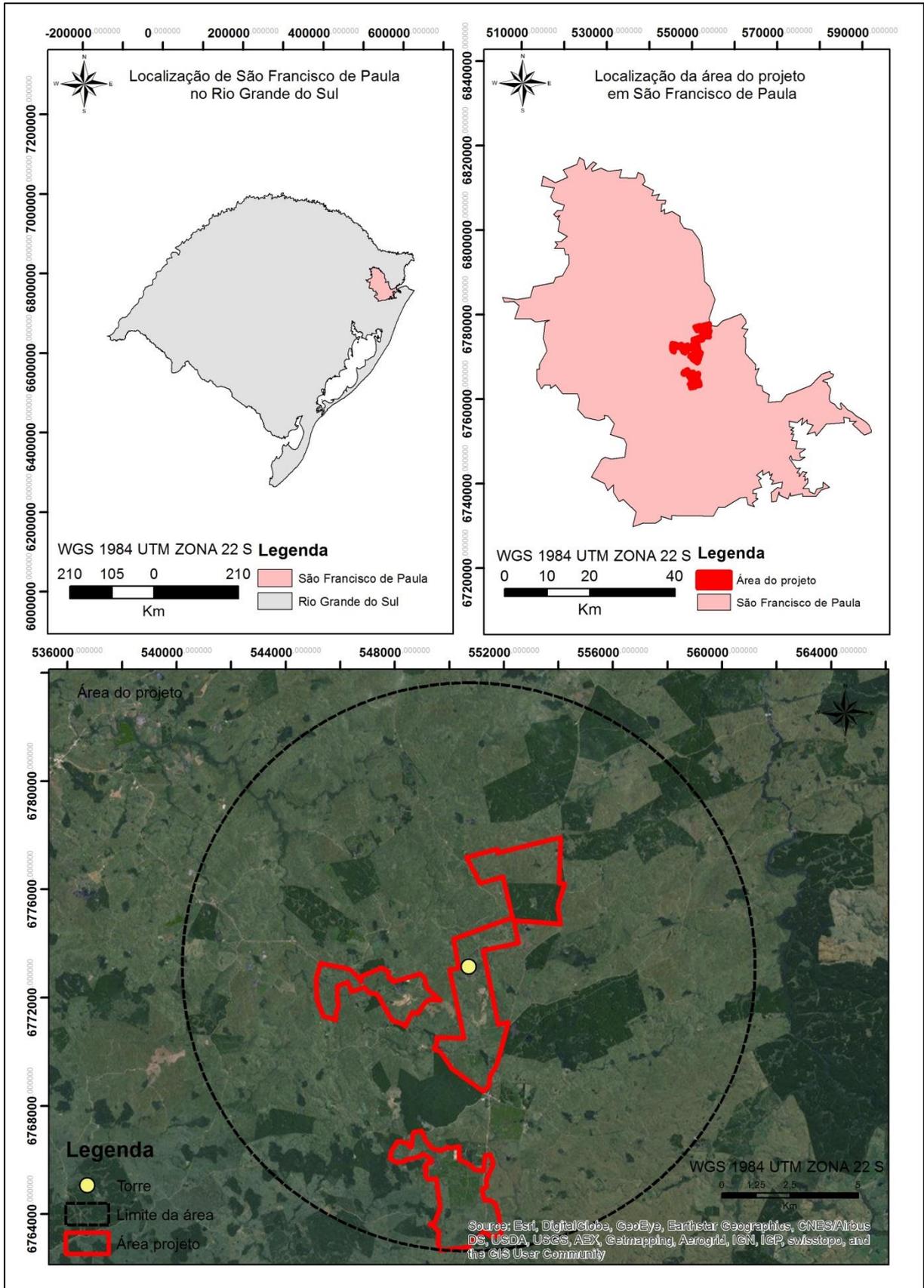
Nesta parte será apresentada a metodologia utilizada para realizar essa monografia. No primeiro subcapítulo, será descrito e identificado à área, já no segundo, os softwares utilizados. No terceiro item, haverá a abordagem dos dados de entrada com a utilização de processos de geoprocessamento e sensoriamento remoto. No próximo, os dados anemométricos e a aplicação do método WASP. Por último, o *micrositing* (dimensionamento do parque eólico) e a produção energética.

#### 3.1 Área de estudo

A área de estudo para instalação do parque eólico (FIGURA 10) localiza-se no município de São Francisco de Paula na região da Serra Gaúcha, a qual envolve a porção nordeste do Estado do Rio Grande do Sul. A área possui 28,63 km<sup>2</sup>, caracterizada por superfícies planas a levemente onduladas, conforme é demonstrado nas Figuras 11 e 12. A torre anemométrica (FIGURA 13) está instalada nas coordenadas 6773133,00 mN, 550712,00 mL, do sistema de coordenadas Universal Transversa de Mercator (UTM), datum WGS 84, zona 22 S. Por se caracterizar como um terreno simplificado, a área máxima do projeto poderia atingir até 10 km em torno da torre (BRASIL, 2011).

A superfície predominantemente é composta de campos limpos e com capões da Floresta Ombrófila Mista (FEPAM, 2014), apresenta paisagem exótica composta pelo gênero *Pinus* (TEIXEIRA, 2005). Está localizada numa área que possui uma sensibilidade média para impactos ambientais (FIGURA 14), necessitando que haja a elaboração de EIA-RIMA (FEPAM, 2014).

Figura 10 – Mapa de localização do projeto



Fonte: Autor, 2016.

Figura 11 – Detalhe do terreno ao sul da torre anemométrica



Fonte: Autor, 2016.

Figura 12 – Detalhe do terreno ao norte da torre anemométrica



Fonte: Autor, 2016.

Figura 13 – Torre anemométrica



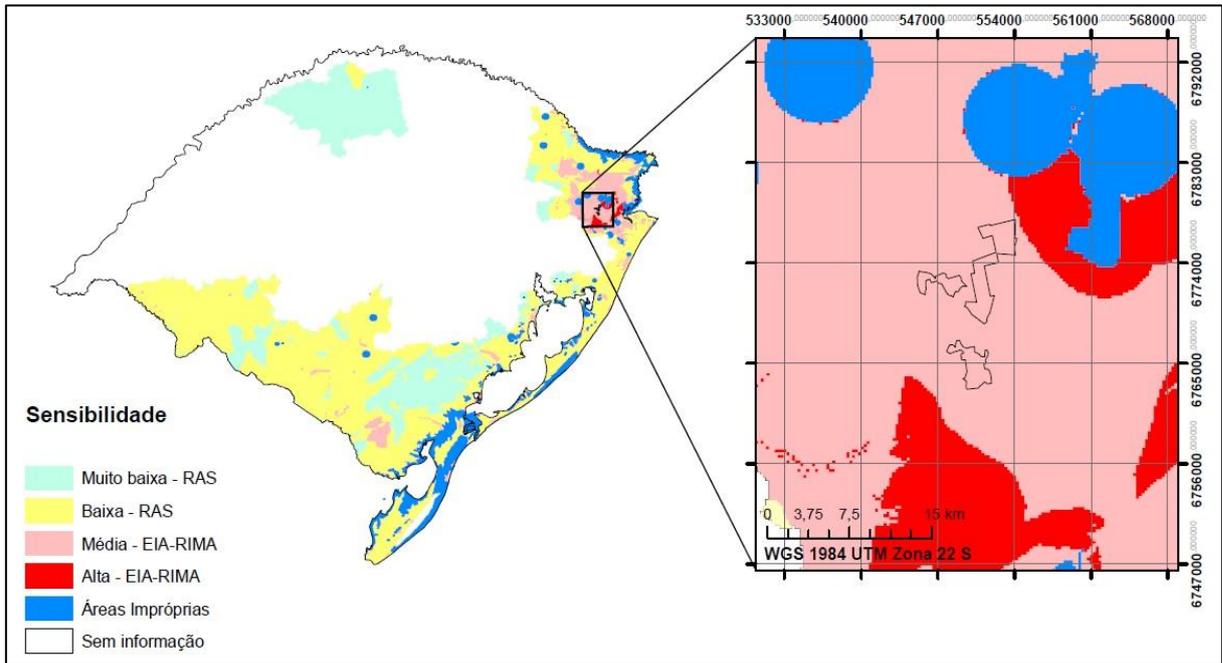
Fonte: Autor, 2016.

O solo é composto por rochas ígneas com domínio de riolitos e riodacitos com textura predominante de argilo-siltoso. Localiza-se nas fácies Caxias e Várzea do Cedro como é apresentado na Figura 15 (CPRM, 2016).

Segundo o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2014), a velocidade dos ventos médios anuais, na região na altura de 100 m, varia de 7 a 7,5 m/s (FIGURA 16) e frequência predominante, de acordo com a Figura 17. Na proximidade, possui

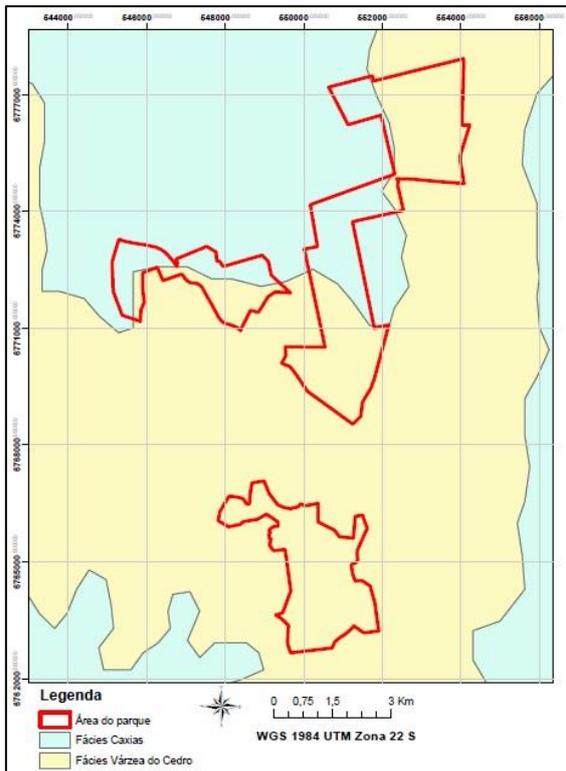
subestações com linhas de transmissões e projetos para instalação de novas, permitindo assim, que a energia seja distribuída (FIGURA 18).

Figura 14 – Sensibilidade da área para impactos ambientais



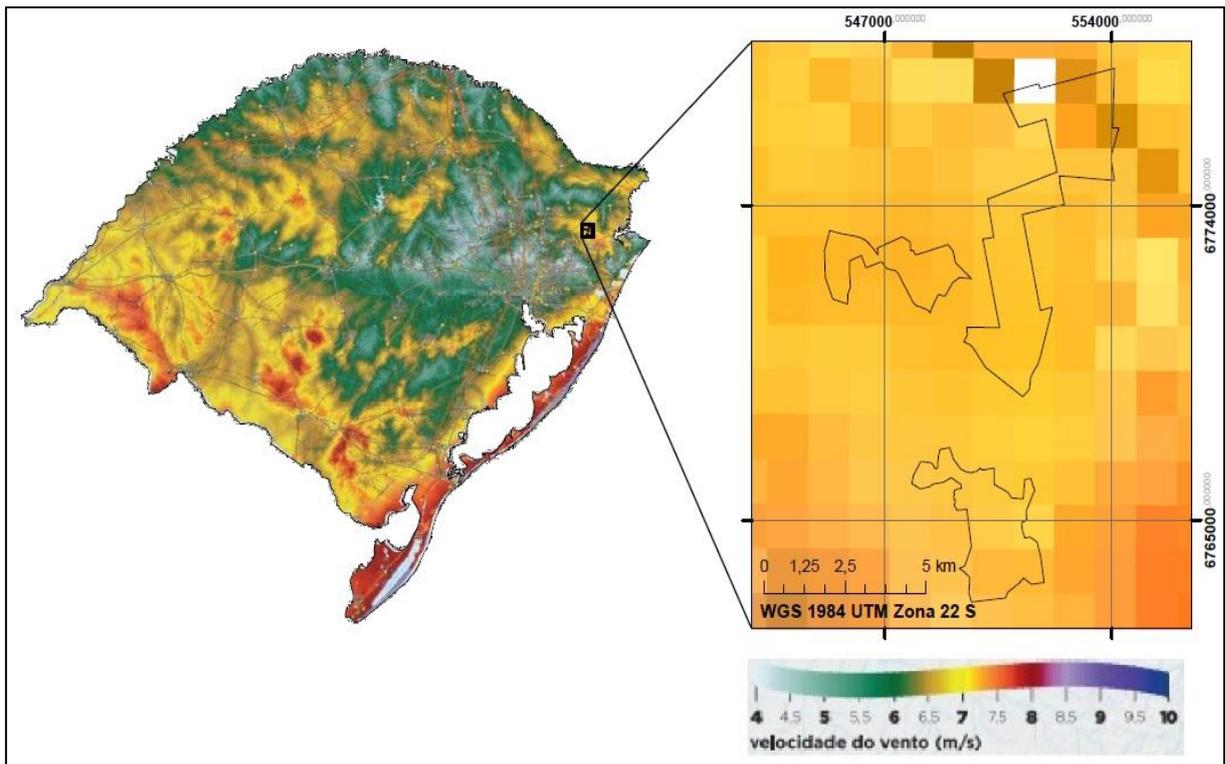
Fonte: Adaptado pelo autor com base na FEPAM, 2014.

Figura 15 – Fácies Caxias e Várzea do Cedro



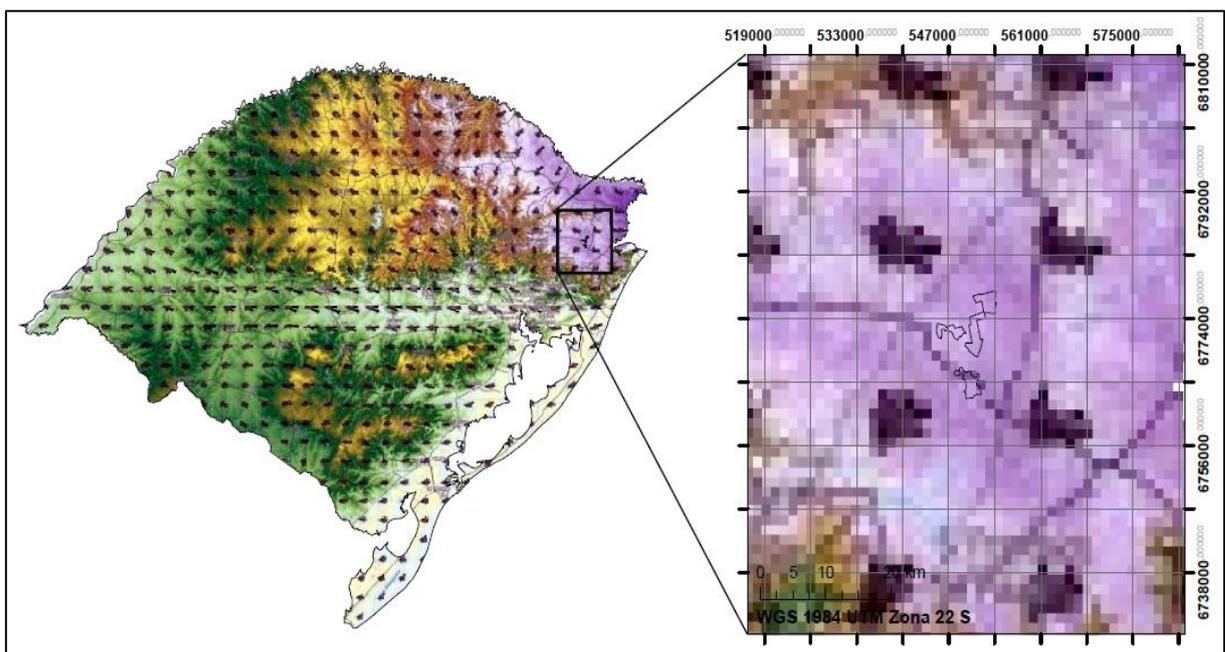
Fonte: Adaptado pelo autor com base em CPRM, 2016.

Figura 16 – Velocidade média anual segundo Atlas Eólico do RS



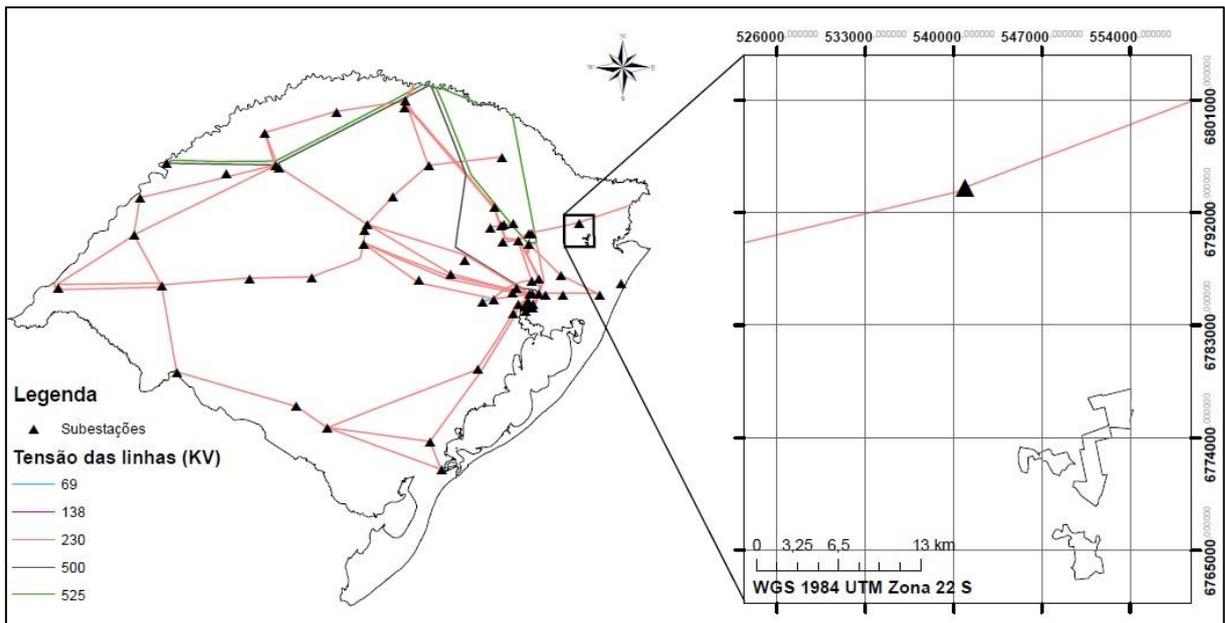
Fonte: Adaptado pelo autor com base em RS, 2014.

Figura 17 – Frequência predominante



Fonte: Adaptado pelo autor com base em RS, 2014.

Figura 18 – Localização das linhas de transmissão em relação a área



Fonte: Adaptado pelo autor com base em CPRM, 2016

### 3.2 Softwares utilizados

Para realizar os primeiros procedimentos, dados de entrada referente à superfície, utiliza-se o software Esri ArcGIS para modelar a topografia, classificar a rugosidade do terreno e delimitar as áreas de exclusão. Em relação aos dados de vento, a organização na planilha eletrônica do Microsoft Excel e empregados para gerar o atlas eólico no software EMD windPRO.

Para o dimensionamento das turbinas, o software OpenWind. Com o posicionamento, novamente utiliza-se o EMD windPRO, para estimar a produção energética no local.

### 3.3 Dados de entrada

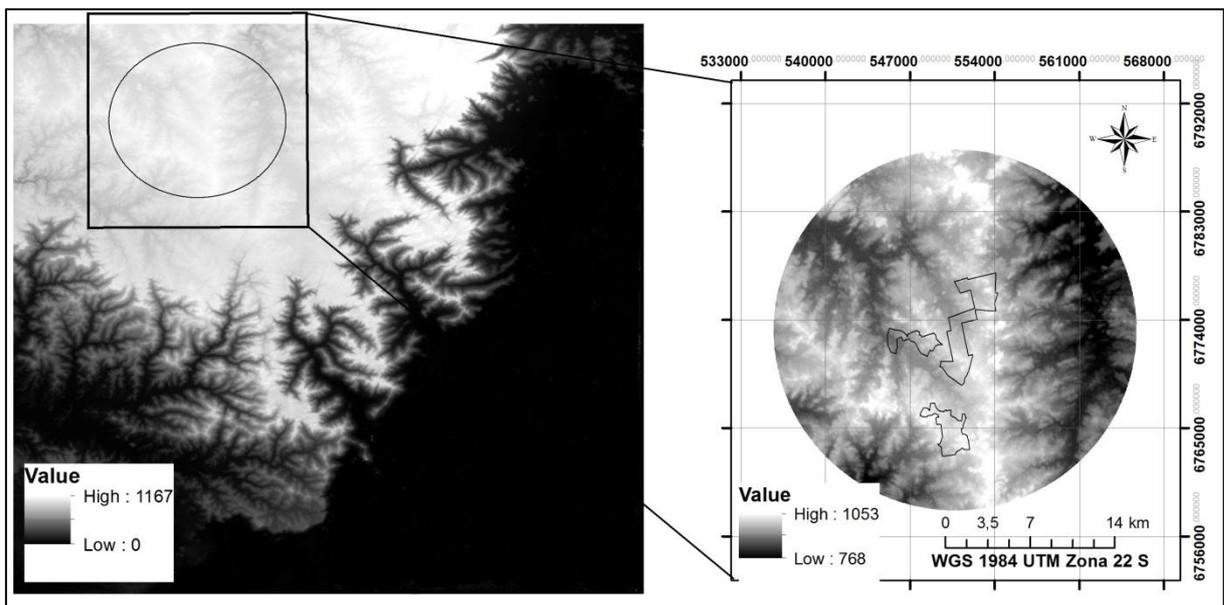
O resultado dos dados de entrada será através de técnicas de geoprocessamento e sensoriamento remoto. O geoprocessamento consiste no conjunto de metodologias que resulta na obtenção, arquivamento, processamento e reprodução de elementos georreferenciados (ANTUNES, 2012). Já o sensoriamento remoto, na visão mais tradicional, indica a coleta de imagens dos objetos da

superfície, sem haver um contato físico direto entre o sensor e o objeto (MENESES et al., 2012).

Inicialmente há a necessidade de identificar se a área possui características de terreno simplificado ou complexo, conferindo se o método WAsP poderá ser usado. Para o procedimento, a aquisição de um modelo digital de elevação (MDE), através do projeto Topodata. O projeto Topodata, realizando algumas correções, utilizou dados do programa *Shuttle Radar Topographic Mission* (SRTM), o qual, através do sobrevoo de uma aeronave equipada de instrumentos, modelou tridimensionalmente a cobertura terrestre pelo meio de interferometria (VALERIANO, 2004).

O dado adquirido, identificado pelo código 29S51\_ (FIGURA 19), com ele pode ser extraído a declividade e a altimetria, por curvas de níveis. Com as curvas de níveis, com equidistâncias de 10 m, será criado um modelo de grade irregular, *Triangulated Irregular Network* (TIN).

Figura 19 – Modelo digital de elevação



Fonte: Adaptado pelo autor com base em Topodata, 2016.

O modelo TIN representará o relevo, sendo de áreas mais complexas como também planas, adquirindo as características do terreno sem a necessidade de haver muitos dados para processar. Este interpolador origina uma amostra preservando as particularidades topográficas, possuindo a possibilidade de

aprimoramento. O interpolador gera estruturas geométricas vetoriais compostas de arcos, as quais assimilam a superfície através de faces triangulares (KÖNIG, 2014).

Para as áreas de exclusão, será limitado em cima do serviço de mapas online, *World Imagery Basemap* do ArcGIS, através de *shapefiles*. Os *shapefiles* são arquivos vetoriais, representado por pontos, linhas e polígonos, contendo informações geoespaciais (ESRI, 1998).

Por meio de *shapefile* de polígonos são desenhadas as áreas de vegetação, de rios, os quais não foram identificados pelo Índice de diferença normalizada da água (NDWI). Com *shapefile* de linha, as estradas e o limite da área do projeto. O de ponto, as residências.

Para as áreas alagadas realiza-se o NDWI, processo que através da manipulação das bandas espectrais da imagem, identifica áreas úmidas, áreas com água na superfície. É representado através da fórmula:

$$NDWI = \frac{(\rho \text{ banda verde} - \rho \text{ banda infravermelho médio})}{(\rho \text{ banda verde} + \rho \text{ banda infravermelho médio})} \quad (7)$$

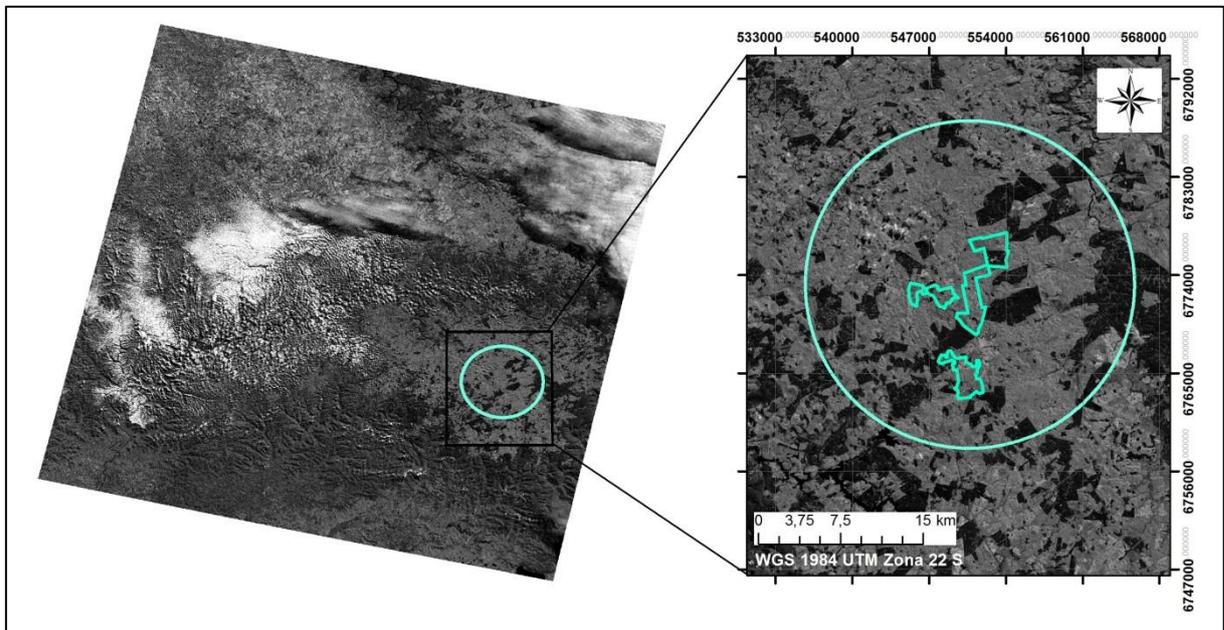
Os valores obtidos por esse índice vão de -1 a 1. Resultados que vão de 0 a 1 indicam que há umidade no local (GONZAGA, 2011). O resultado obtido foi convertido em *shapefile*.

Para a realização do NDWI utilizou-se a imagem do satélite Landsat 8 do sensor *Operational Land Imager* (OLI), datada em 18/05/2016 no horário de 13h 17min e 32s (FIGURA 20). As bandas usadas da imagem foram a 3 que corresponde a onda de comprimento de reflectância do verde e a banda 6 que corresponde a do infravermelho médio. A escolha da data da imagem foi baseada no período com a menor intensidade pluviométrica em São Francisco de Paula de acordo com o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Priorizou-se principalmente para serem identificadas somente áreas úmidas de banhados que não tivessem influência das chuvas.

Tendo sido marcado os alvos de exclusão através de *shapefile*, é aplicada a ferramenta *buffer* que aumentará a área de influência em cada categoria. Para as áreas de vegetação e regiões alagadas foram configuradas 300 m de influência,

para as residências 400 m, para as estradas e o limite da área do projeto 200 m. Tendo todas as áreas de exclusão marcadas com suas influências, as quais serão o espaço de restrição para o dimensionamento das turbinas no parque de acordo com o órgão ambiental licenciador (FEPAM, 2014).

Figura 20 – Imagem Landsat 8, 18/05/2016



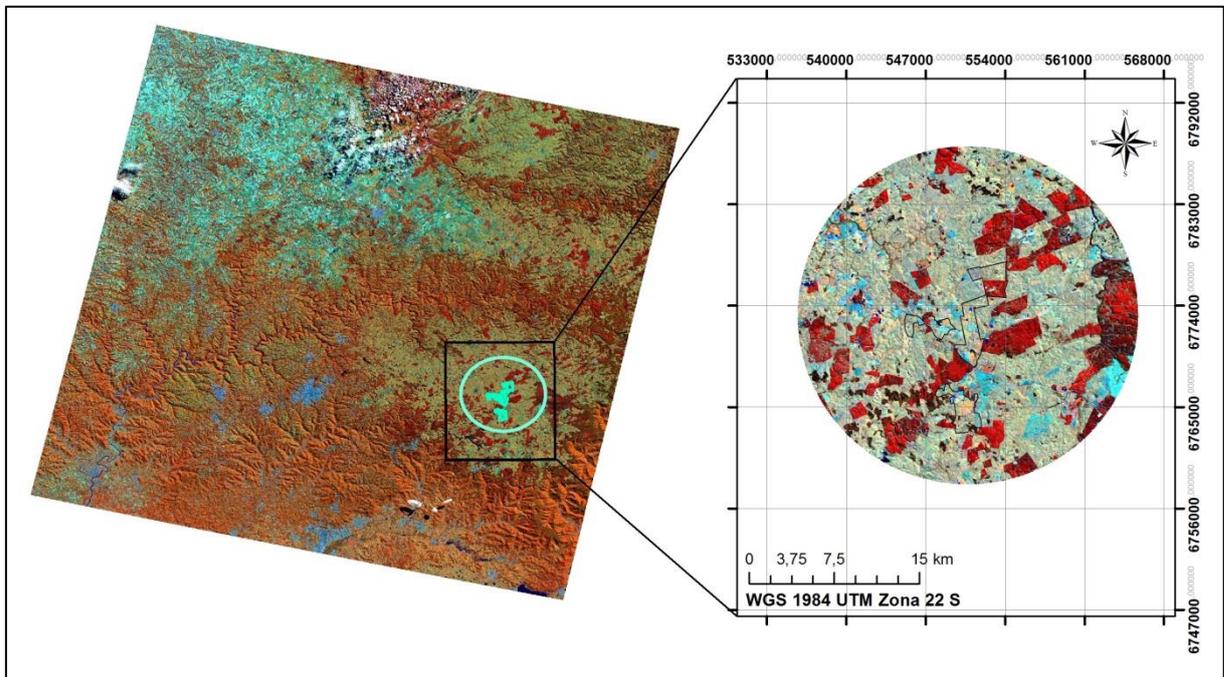
Fonte: Adaptado pelo autor com base em USGS, 2016.

Para a definição da rugosidade, utiliza-se a imagem do satélite Landsat 8, do sensor OLI, datada em 16/04/2016 no horário de 13h 17min e 53s empregada anteriormente no processo NDWI, gerando assim, um mapa que abrange 12 km de raio em relação à torre anemométrica. A imagem passará por um processo de composição de bandas para que as feições sejam mais fáceis de serem identificadas e separadas. Esse processo originará uma composição colorida no qual cada banda é associada a um dos componentes vermelho, verde e azul (RGB) (RIOS et al., 2010). Pode ser observada na Figura 21, a composição RGB564 para realizar a classificação supervisionada. A banda 5 – infravermelho próximo, foi selecionada no vermelho, a banda 6 – infravermelho médio, no verde e a banda 4 – vermelho, no azul.

Utiliza-se um processo de classificação supervisionada, no qual há a necessidade de conhecer a área em qual está sendo processada para realizar esta ação. Selecionam-se pequenas amostras na imagem que sejam representativas,

classificando-as nas classes identificadas previamente através de fotos, visita a campo ou mapas temáticos (MENESES et al., 2012). Para a referida análise serão mapeadas três classes: solo exposto, vegetação e corpos hídricos, os quais, respectivamente receberão valores para rugosidades de 0,01; 0,7 e 0,001.

Figura 21 – Composição RGB564



Fonte: Adaptado pelo autor com base em USGS, 2016.

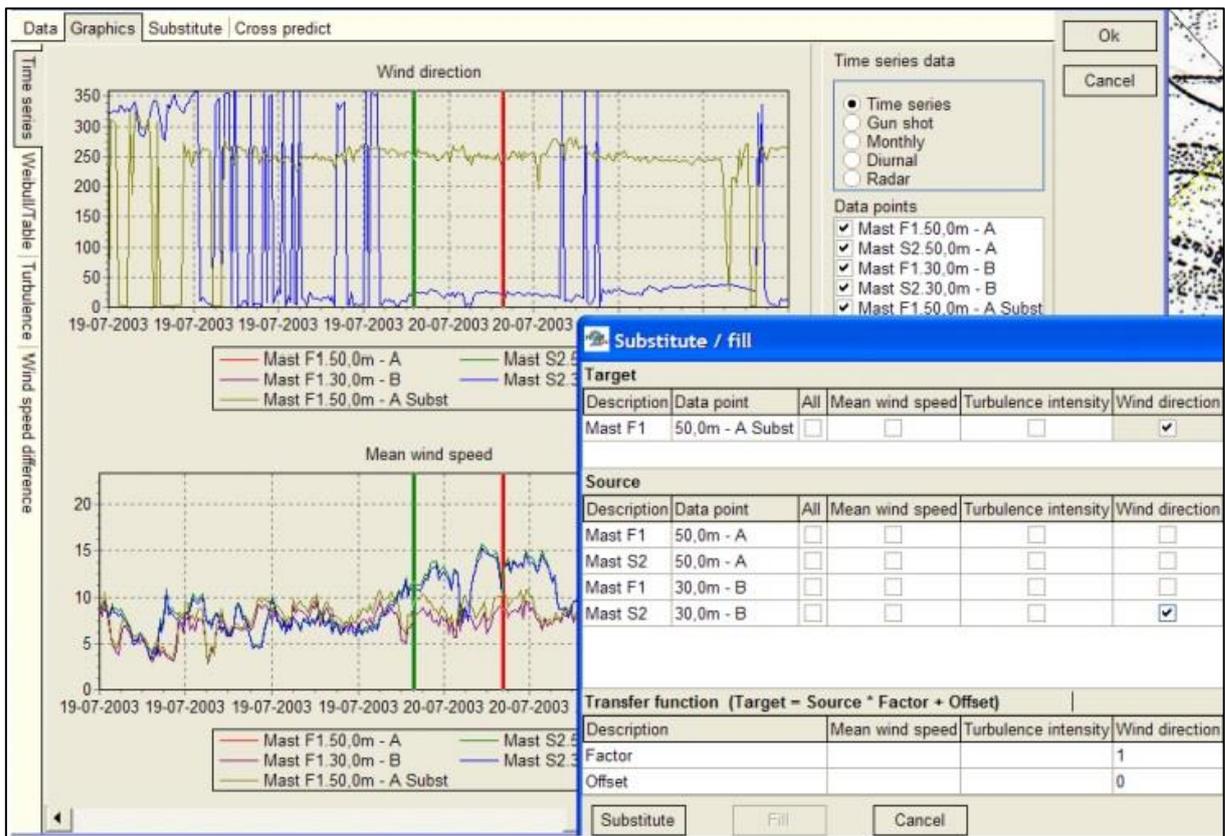
Para a classificação supervisionada será empregado o método de máxima verossimilhança. Esse método indica que os objetos que fazem parte à mesma classe, exibirão resposta espectral próxima à média de valores para aquela classe (RIBEIRO et al., 2007).

### 3.4 Dados anemométricos

Os dados anemométricos são computados e registrados de 10 em 10 minutos contendo informações de velocidade e de direção do vento durante toda campanha anemométrica. São arquivados em tabela eletrônica do Microsoft Excel. Quando inseridos no *software* windPRO, os dados são transformados em gráficos para identificar de forma visual falhas e lacunas nos dados. Essas falhas devem ser eliminadas para que não haja uma extrapolação positiva ou negativa da velocidade do vento, para direção também já que alterará a frequência em cada setor. No

gráfico marca-se o início e o final do erro eliminando-o conforme é demonstrado na Figura 22 (EMD, 2016).

Figura 22 – Eliminação das falhas dos dados anemométricos



Fonte: EMD, 2016.

A campanha anemométrica ocorre desde fevereiro de 2012, mas para esse estudo estão sendo considerados somente os últimos três anos, do período de agosto do ano de 2013 até agosto de 2016.

Depois de ter sido realizado a conformidade dos dados de ventos no windPRO, adiciona-se o modelo TIN e o de rugosidade, gerados no ArcGIS, para gerar um atlas eólico com WAsP.

O modelo computacional WAsP é utilizado para gerar um atlas e avaliar o potencial eólico da área. Estima os recursos eólicos extrapolando horizontalmente e verticalmente os dados dos ventos em determinada área (MORTENSEN et al., 2007).

Os dados de ventos medidos na torre anemométrica são intercalados horizontalmente e verticalmente sobre diferentes tipos de superfície, para assim,

obter uma grade de dados, os quais descrevem o perfil vertical do vento em determinada altimetria corrigindo o fluxo eólico (MORTESEN et al., 2007).

No seu modo de análise, extrapolam-se os dados de ventos do perfil vertical de referência por meio do ajuste da distribuição de probabilidades de Weibull, removendo os efeitos dos obstáculos locais, topografia e efeitos das rugosidades, formando-se um perfil de vento geostrófico, apresentando característica do fluxo de vento acima da camada limite. Para uma confiabilidade necessita de condições apropriadas:

- o local da torre de medição e das turbinas deve ser submetido ao mesmo regime de tempo;
- os dados de referência da estação meteorológica devem ser confiáveis;
- as condições atmosféricas no local da torre de medição e das turbinas devem ser estáveis;
- o terreno circundante ao local da torre de medição e das turbinas deve ser suficientemente suave para evitar a separação de fluxo;
- o modelo topográfico deve ser adequado e confiável;
- os dados coletados do vento devem ser superiores a um ano.

Essa análise é realizada partindo do ponto central que é a torre, tendo o perfil de vento das medições. Para cada pixel da imagem que se afasta do ponto central, cria-se um novo perfil, utilizando-se o anterior corrigido.

Para cada mês será criado uma rosa de vento que demonstrará a variação percentual na direção do vento durante o mês e um diagrama mostrará a frequência percentual de distribuição da velocidade do vento com ajuste de Weibull. No seu modo de análise, WAsP usa os dados das torres anemométricas para produzir o perfil de vento observado nas torres. Em seguida, remove-se os efeitos topográficos locais para criar um perfil de vento regional para uma área mais ampla que abrange os locais das turbinas (PES, 2010). Segundo Pes (2010), fornecendo a curva de potência da turbina eólica, pode-se obter a produção de energia anual de um vento.

Em relação a equação de Weibull descrita em 2.2.1, para definir o valor de  $k$  e  $c$ , utiliza-se um método empírico (INDHUMATHY et al., 2014), onde:

$$k = (\sigma/\bar{v})^{-1,086} \quad (8)$$

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

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (10)$$

$$\sigma = \sqrt{c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]} \quad (11)$$

Em que:

$\bar{v}$ : velocidade média do vento calculada à altura do rotor da turbina;

$\sigma$ : desvio padrão;

$\Gamma$ : função gama, no qual  $x = (1 + 1/k)$ .

Para qualificar a qualidade da medição anemométrica, pode-se realizar uma correlação dos dados anemométricos com estações próximas que possuem campanhas de longos prazos. Esse método é o *Measure Correlate Predict* (MCP). Utiliza-se o método também para fazer uma predição da velocidade do vento, estimando assim a produção de energia (PINTO, 2013).

Para o estudo em si, somente será feito uma qualificação dos dados, utilizando como referência a estação que se localiza mais proximamente da torre anemométrica. A Tabela 2 apresenta valores da correlação referente à sua qualidade:

Tabela 2 – Valores de referencia para qualidade da correlação

Qualidade da correlação	Valores de referencia
Muito baixa	0,5 – 0,6
Baixa	0,6 – 0,7
Moderada	0,7 – 0,8
Boa	0,8 – 0,9
Muito boa	0,9 – 1,0

Fonte: EMD, 2016.

### 3.5 *Micrositing*

O *micrositing* é o dimensionamento do parque eólico evitando que haja o posicionamento inadequado das turbinas eólicas. O posicionamento incorreto pode acarretar perda na eficiência energética e as turbinas poderão sofrer o efeito da turbulência. Para se aproveitar o melhor potencial, as turbinas são alocadas de acordo com a direção dominante do vento (LOPES, 2010).

Para o posicionamento das turbinas foi utilizado o software OpenWind. Utiliza-se o atlas eólico gerado e o *shapefile* da área útil, o qual indica a área útil possível de ser instalados os aerogeradores.

O *software* tem a capacidade de aperfeiçoar o posicionamento em relação à geração de energia, para isso opera um processo de otimização estocástico que envolve em alterar aleatoriamente as posições das turbinas e, em seguida, avaliar se as alterações são benéficas ou não, rejeitando aquelas que não são. Inicialmente há a tentativa de adicionar o número máximo de turbinas sem interferir o espaço físico indicado para que não haja influência da turbulência. Logo em seguida são eliminadas todas as turbinas que se localizam em áreas que a geração não terá condições de satisfazer o FC selecionado. A turbina que se encontra na área de melhor potencial se torna a preferencial e a partir dela é vista qual será a segunda. Para a terceira, há a interação entre a primeira e depois com a segunda e assim por diante até chegar num número máximo (AWSTRUEPOWER, 2014).

Para a modelagem foram escolhidos três modelos de aerogeradores da marca Enercon. Os aerogeradores foram o E82, E92 e E103. A escolha partiu de uma breve avaliação eólica, a qual indicava que a medição de vento a 100 m era a mais ideal. Os aerogeradores possuem uma altura do rotor de 98 m, na qual foi realizado o cálculo do atlas eólico. A Tabela 3 apresenta o diâmetro dos rotores dos aerogeradores, parâmetro que indica a distância entre um e outro. Seguem abaixo os gráficos da curva de potencial dos aerogeradores (FIGURA 23). O modelo de aerogerador que apresentar a melhor configuração, será modificado o espaçamento entre eles para ver a mudança do fator de capacidade e geração energética.

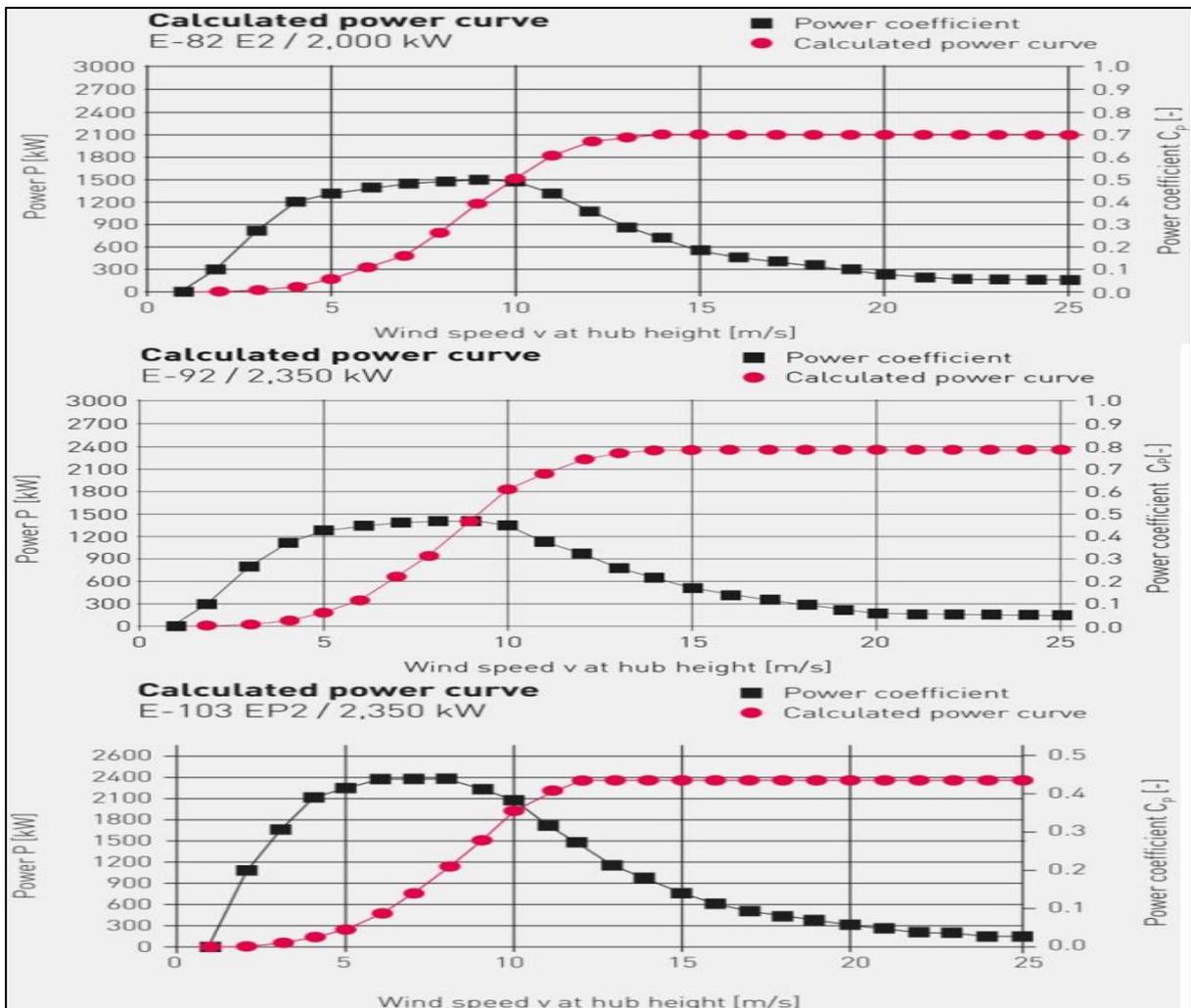
Tabela 3 – Diâmetro dos rotores dos aerogeradores

Modelo do aerogerador	Diâmetro do rotor (m)
Enercon E82	82
Enercon E92	92
Enercon E103	103

Fonte: Enercon, 2016.

Determinou-se o FC acima de 30%, já que de acordo com Silva (2015), o FCem média no Brasil apresenta-se acima do valor determinado. Em países europeus como a Alemanha, em média alcança 23%.

Figura 23 – Curva potencial dos aerogeradores



Fonte: Enercon, 2016.

Tendo o posicionamento das turbinas é possível realizar os cálculos de geração de energia elétrica como é apresentado em 2.2.3.

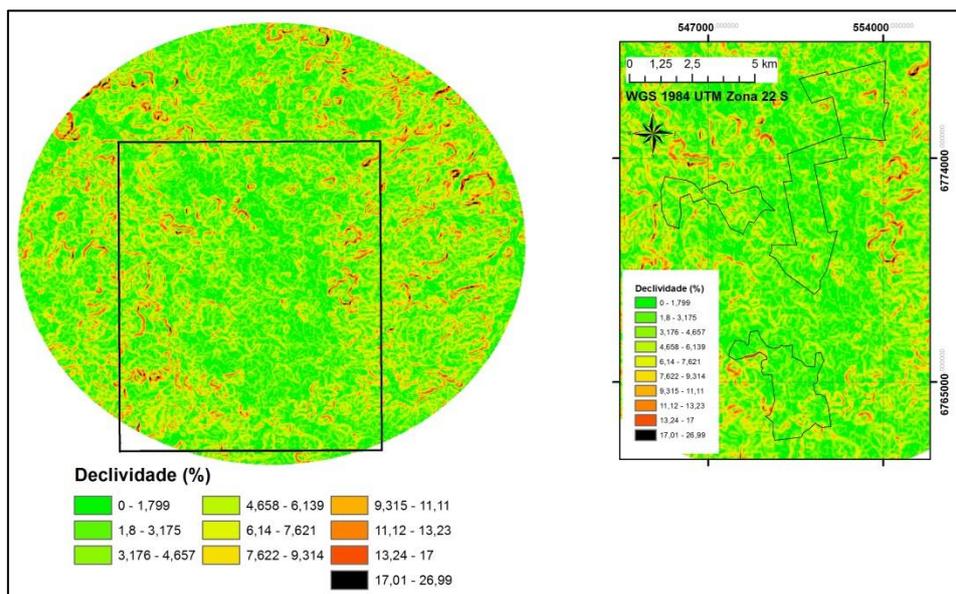
## 4 RESULTADOS

Os resultados apresentados seguirão a mesma sequência da metodologia. No primeiro momento será exibida uma resposta aos dados de entrada que são relacionados principalmente ao terreno. Em seguida sobre os dados anemométricos e por final sobre o *micrositing*.

### 4.1 Dados de entrada

A modelagem do terreno é um importante fator representativo para a qualidade do resultado do método de microescala WAsP. Como é apresentada na Figura 24, a declividade aponta o tipo de terreno que descreve a área.

Figura 24 – Declividade do terreno na área

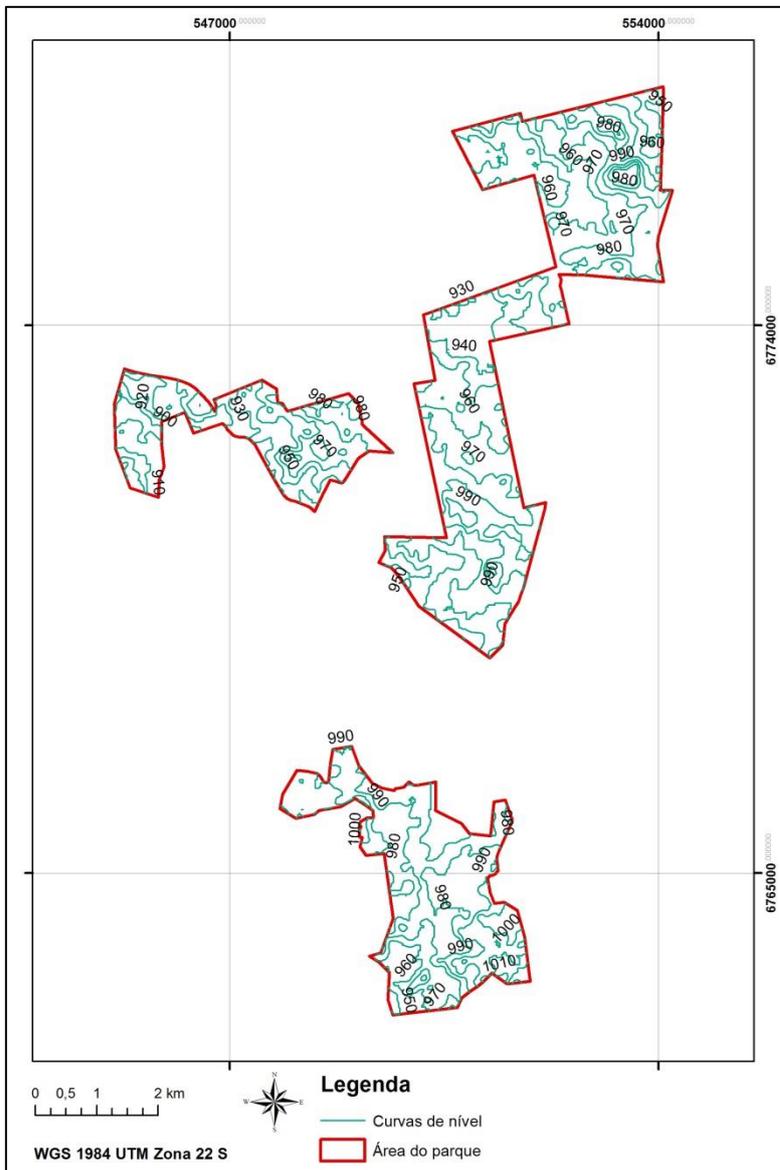


Fonte: Autor, 2016.

A área praticamente possui uma declividade abaixo de 17%, caracterizando um terreno simplificado, indicando que o método WAsP aplicado garantirá um resultado satisfatório na modelagem do atlas eólico. Considerando o total da área, contando com o raio de 12 km, apenas 0,18% da área possui uma declividade acima de 17%, sendo que esse percentual praticamente se encontra no nordeste do limite da área.

Pela altimetria do parque (FIGURA 25), também é possível identificar que o terreno é simplificado; de acordo com Roca (2015), deveria ter uma diferença máxima de 75 m num pequeno espaço.

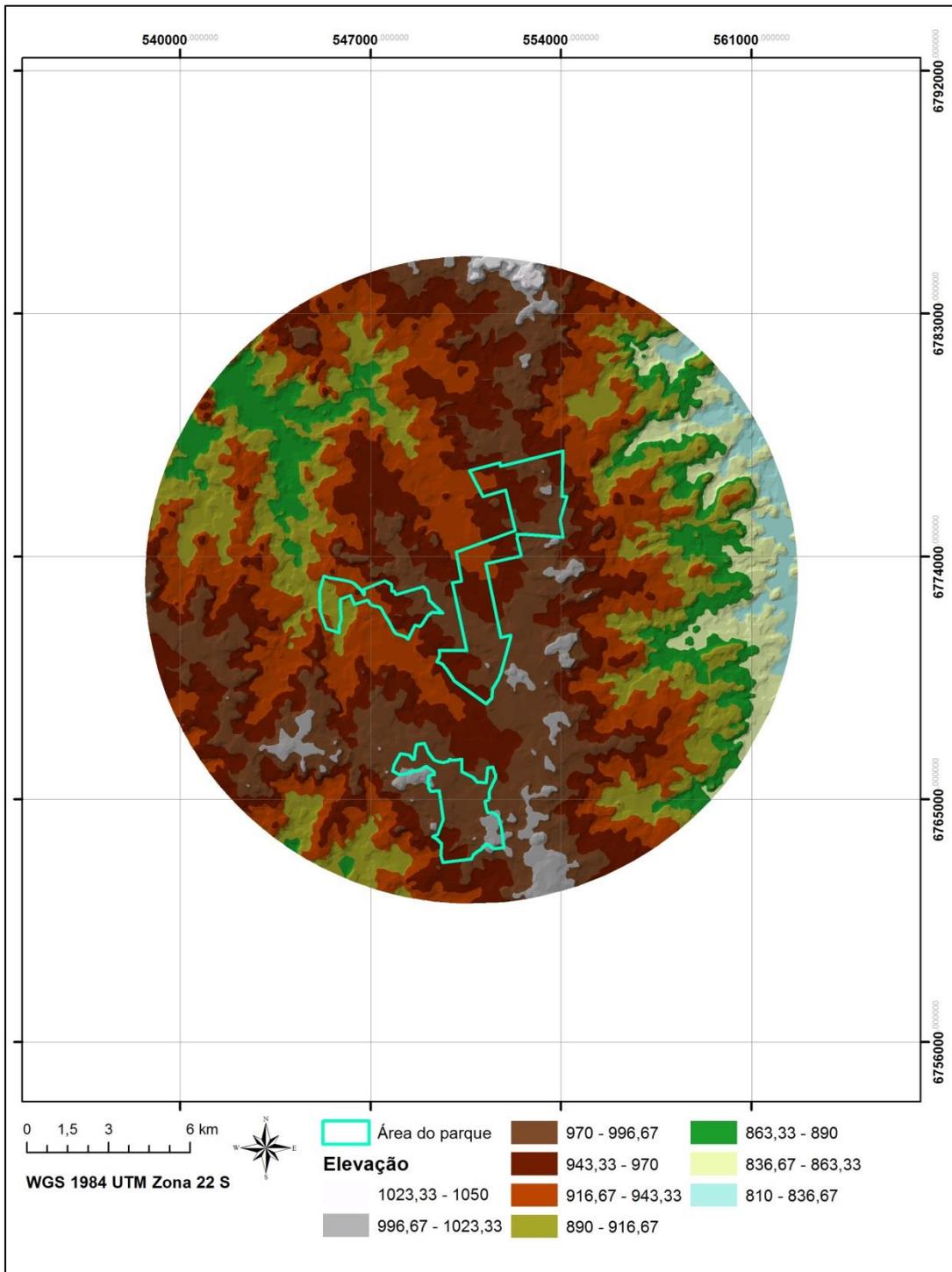
Figura 25 – Altimetria do parque



Fonte: Autor, 2016.

Abaixo é apresentado o TIN gerado (FIGURA 26). Gerou-se já que o windPRO utiliza esse modelo para computar o relevo. Principalmente pela área do parque não possuir uma grande variação de elevação, o modelo apresentou coerência com o modelo digital de elevação.

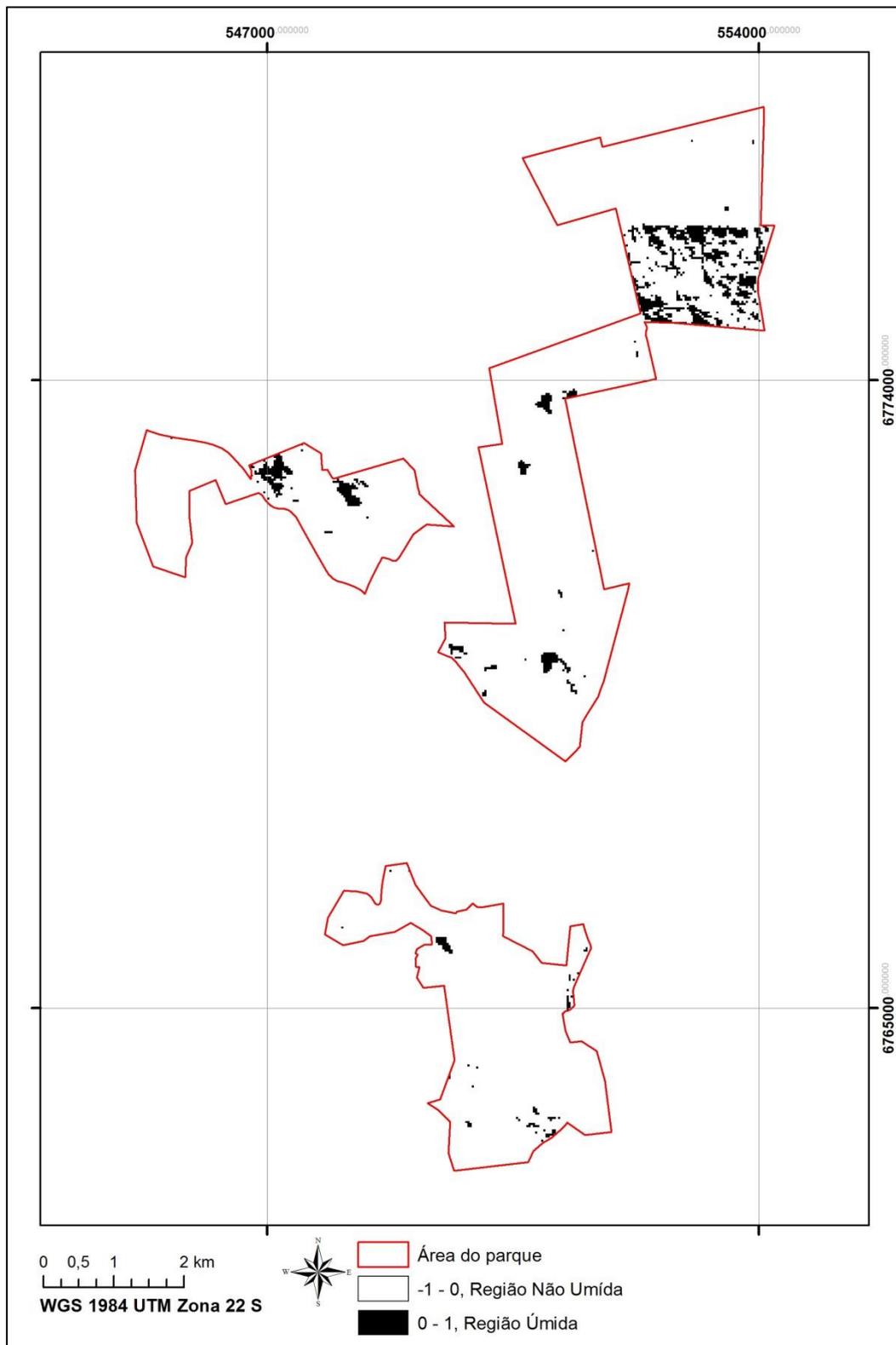
Figura 26 - *Triangulated Irregular Network* da área



Fonte: Autor, 2016.

Para as áreas alagadas que serão utilizadas como mapeamento de exclusão, o resultado foi através da geração do NDWI como pode ser visto na Figura 27.

Figura 27 – NDWI



Fonte: Autor, 2016.

De acordo com a Fepam (2014), a região é composta de áreas alagadas, banhados e possui a ocorrência das seguintes espécies prioritárias para a conservação:

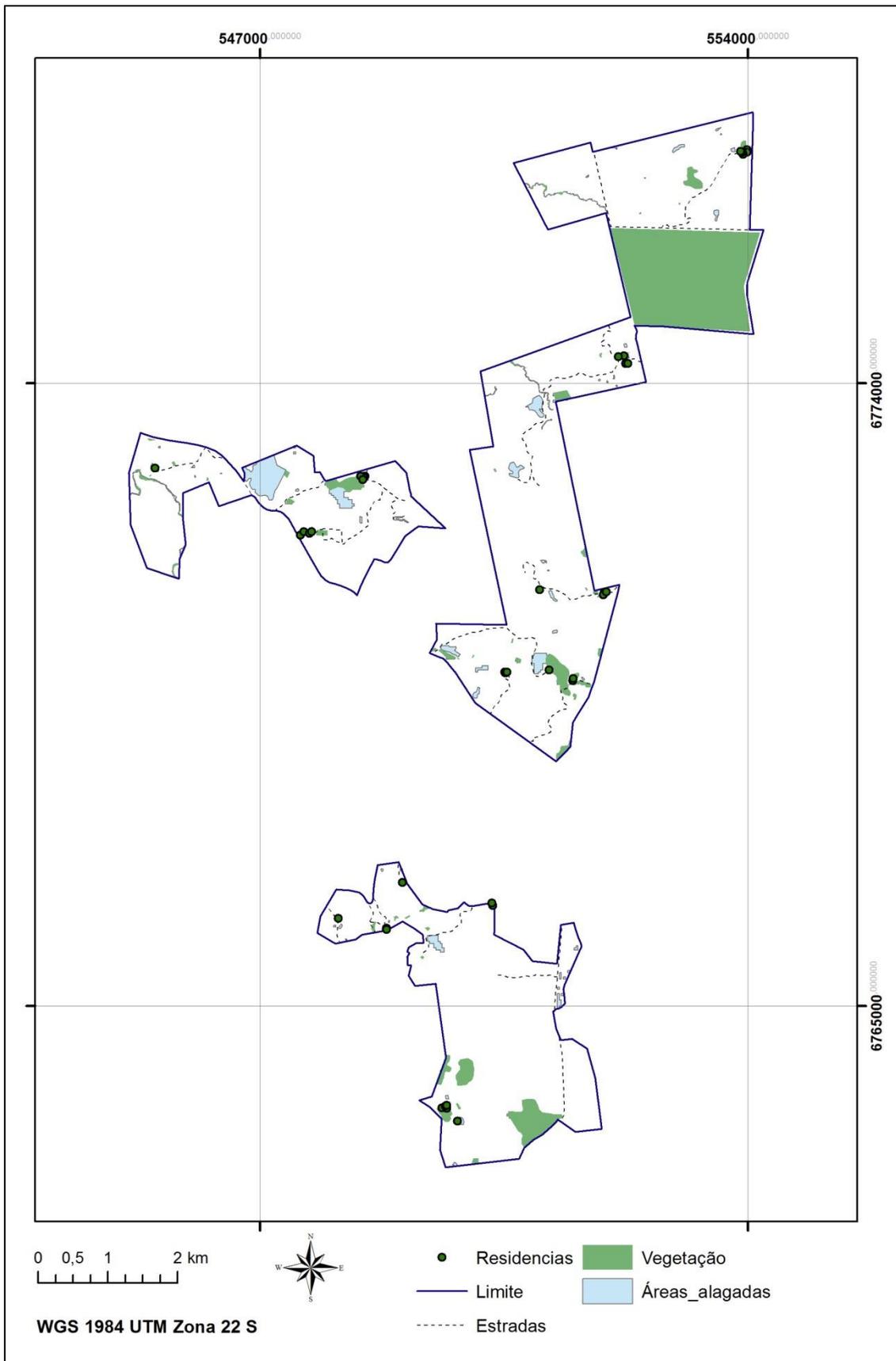
[...] tais como o lagartinho-pintado (*Contomastix vacariensis*), o cágado-de-ferradura (*Phrynops williamsi*), muçurana (*Clelia hussami*), a iguaninha-azul (*Stenocercus azureus*) e papa-vento-de-barriga-lisa (*Urostrophus vautieri*) dentre os anfíbios a perereca (*Trachycephalus dibernardoii*), a rã-de-vidro (*Vitreorana uranoscopa*), a rãzinha-das-pedras (*Cycloramphus valae*), a perereca-macaca (*Phyllomedusa distincta*), a rã-da-cachoeira (*Hylodes meridionalis*), o sapinho (*Dendrophryniscus krausae*) e a perereca (*Dendropsophus nahdereri*). Representando os ambientes abertos podem ser citadas a rã-de-barriga-vermelha (*Elachistocleis erythrogaster*), a perereca (*Hypsiboas joaquinii*), o sapinho-verde-de-barrigavermelha (*Melanophryniscus cambaraensis*), a perereca (*Hypsiboas prasinus*), a rã-quatro-olhos (*Pleurodema bibroni*) e o sapinho (*Melanophryniscus tumifrons*).

Priorizou-se utilizar o NDWI para localizar as áreas que deverão ser excluídas da área. Apesar do NDWI também marcar áreas influenciadas pela umidade da vegetação, o mapeamento foi bem condicente, principalmente pelo fato da área ser utilizada mais para criação de animais e não para o plantio. Somente na região nordeste da área, aonde que possui uma parcela de vegetação exótica e nativa que pode ter ocorrido uma incoerência. Entretanto não precisou ser excluída já que depois iriam ser marcados as áreas de exclusão de vegetação que também apresentam a mesma área de influência.

Pela utilização da imagem Landsat 8 que possui 30 m de resolução espacial, alguns rios não foram mapeados pelo NDWI, precisando ser mapeados manualmente por *shapefiles*.

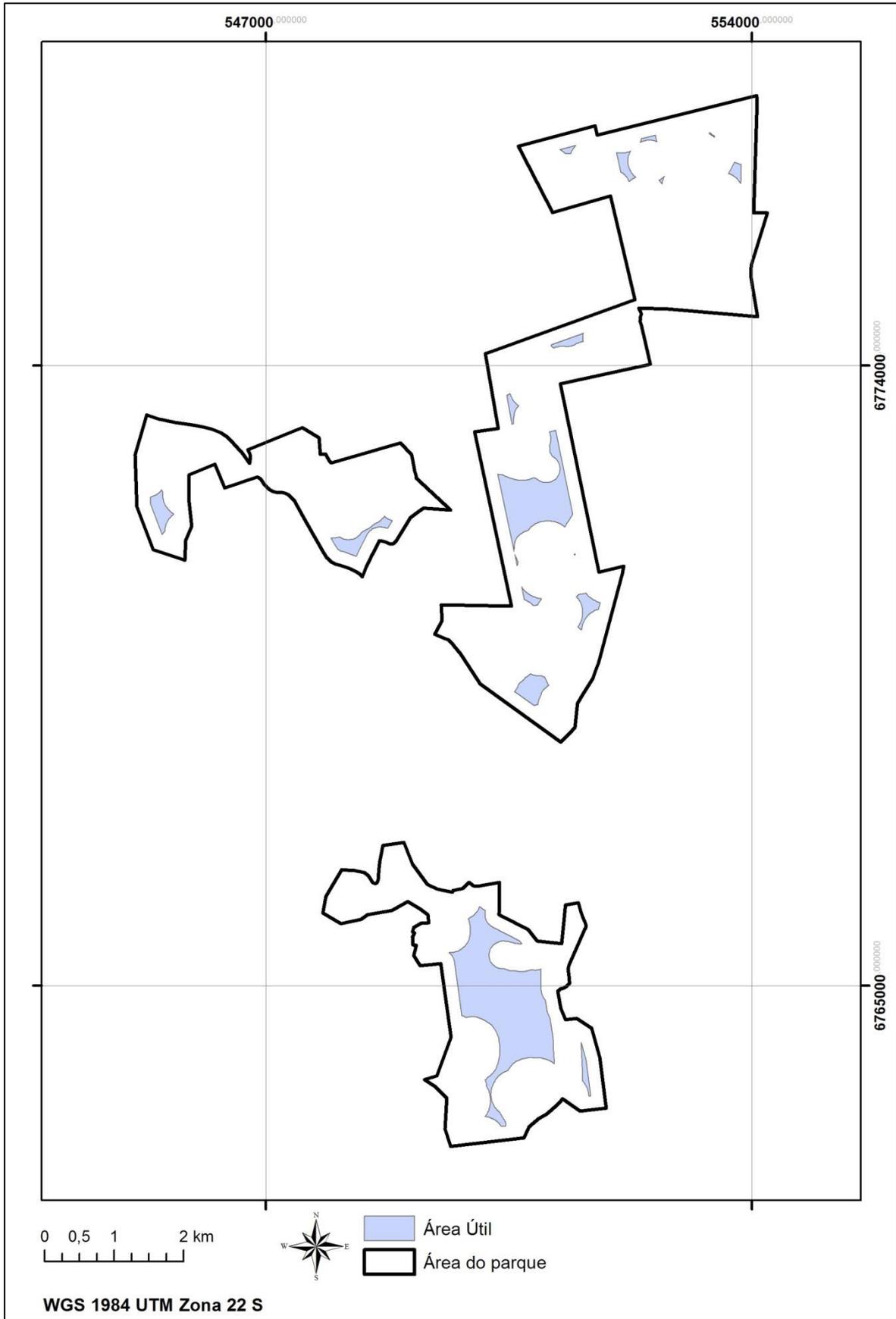
O mapeamento total das exclusões da área sem as áreas de influência pode ser conferido na Figura 28; já na Figura 29, a área útil para instalação dos aerogeradores. Não existe no Brasil nenhuma regulamentação sobre o distanciamento das turbinas em relação às residências, na França indica-se de 250 a 500 m, já no Reino Unido essa distância é baseada no tamanho da torre podendo chegar até 3000 m, na Dinamarca, quatro vezes a altura da torre (FILHO, 2013). Em razão disso foi aplicada uma área de influência de 400 m, para identificar se a área do espaço foi acertada, testes de sombreamento e de ruído deverão ser realizados posteriormente. Para o posicionamento dos aerogeradores, a área útil equivale a 11,28% da área total do parque.

Figura 28 - Mapeamento total das exclusões sem as áreas de influência



Fonte: Autor, 2016.

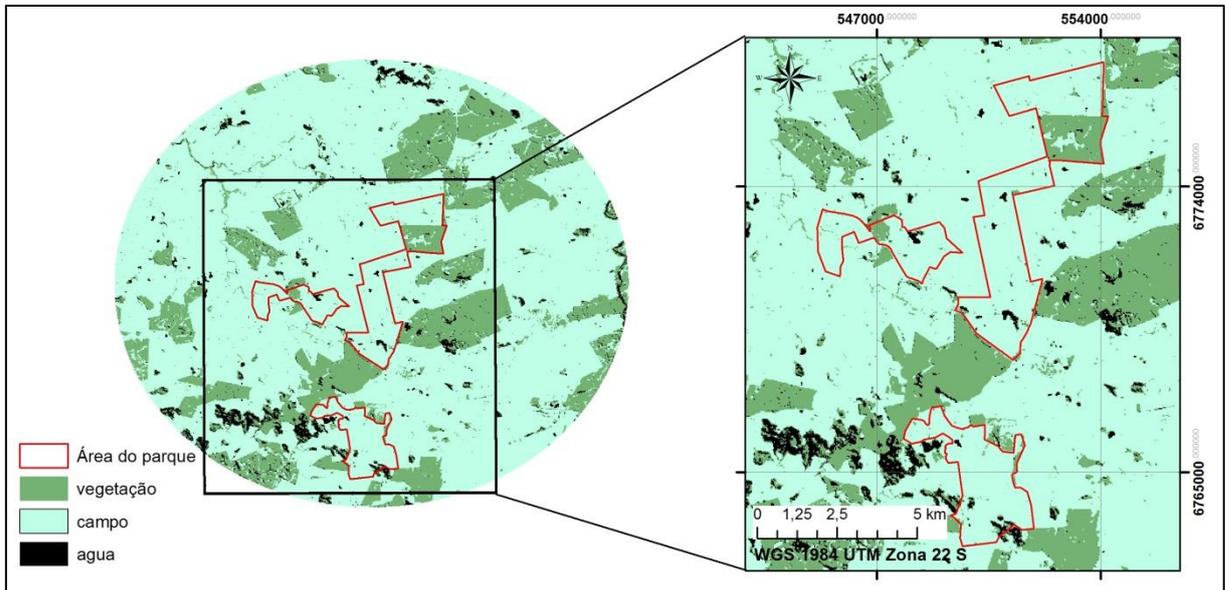
Figura 29 – Área útil para instalação dos aerogeradores



Fonte: Autor, 2016.

Abaixo apresenta o mapeamento da rugosidade (FIGURA 30). Pela área ser bastante uniforme, praticamente áreas abertas de campos e alguns pontos de vegetação, a qual não foi diferenciada, já que na área as vegetações nativas e exóticas possuem a mesma altura, apresentou uma classificação lógica em relação à imagem.

Figura 30 – Mapeamento da rugosidade



Fonte: Autor, 2016.

Todos os dados de entrada apresentaram um bom modelamento, apesar disso para um melhor refinamento, a aquisição de dados em campo seria necessária. Desde dados de topografia, com geração de curvas altimétricas de um e um metro e conhecimento mais detalhado da área.

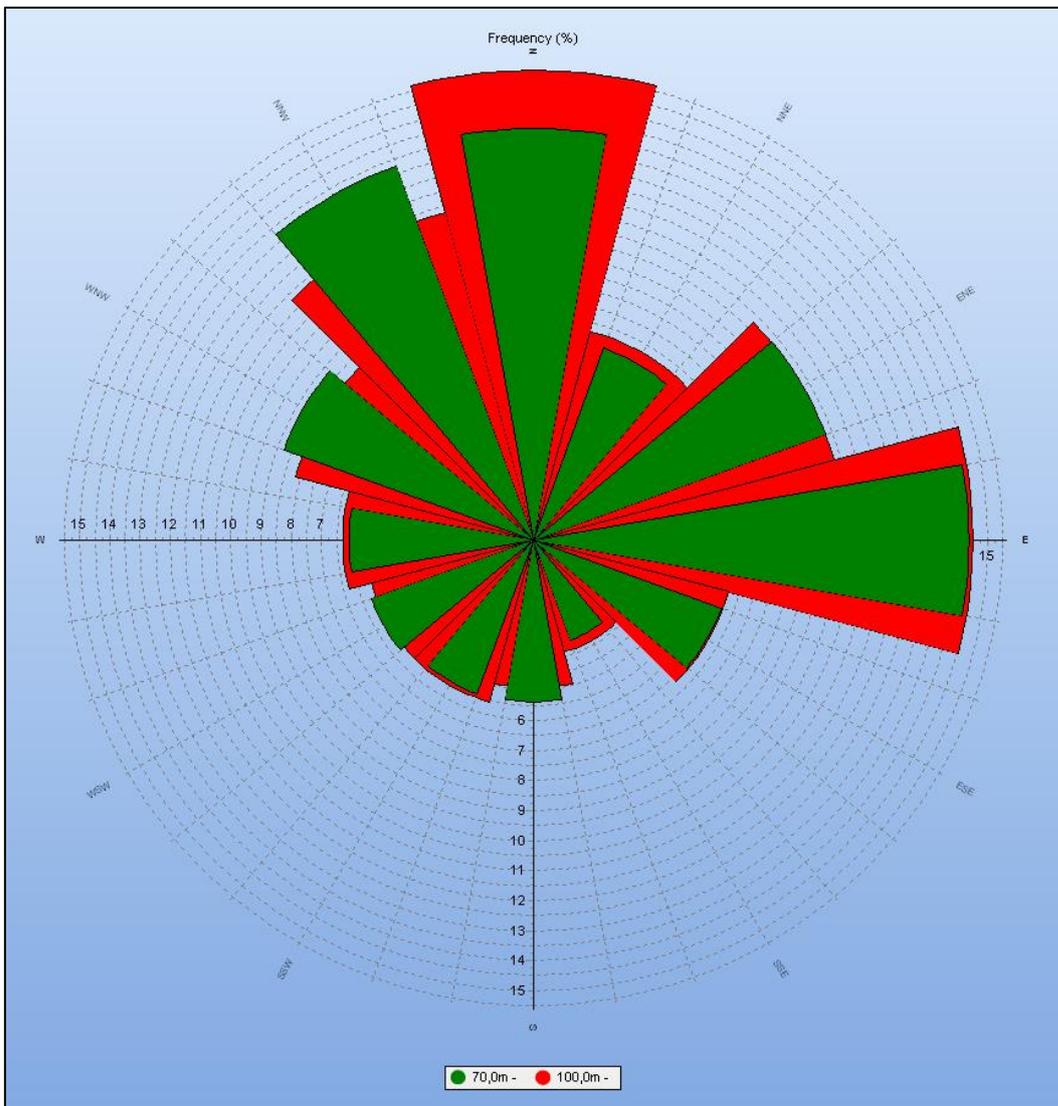
#### 4.2 Dados anemométricos

Na avaliação, os dados da campanha anemométrica em relação ao Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, pode-se constatar que no Atlas apresenta velocidades para a área maiores do que ocorreram na medição anemométrica. O Atlas na sua metodologia utiliza um modelo de mesoescala e algumas torres de medição, sem ser especificado quais, apresentam uma campanha anemométrica inferior a um ano. Em relação a sua metodologia, como é comentado, torna-se muito coerente quando utilizada para grandes extensões de área (RS, 2014). Para o Atlas, a metodologia do

WAsP não poderia ser aplicada, pois para cada área de aproximadamente 706 km<sup>2</sup> necessitaria uma torre de medição.

Em relação a frequência (FIGURA 31), a medição apresentou coerência da qual é apresentada no Atlas, apesar de não proporcionar dados diretamente no centro da área e sim no seu entorno, ver 3.1 Figura 17.

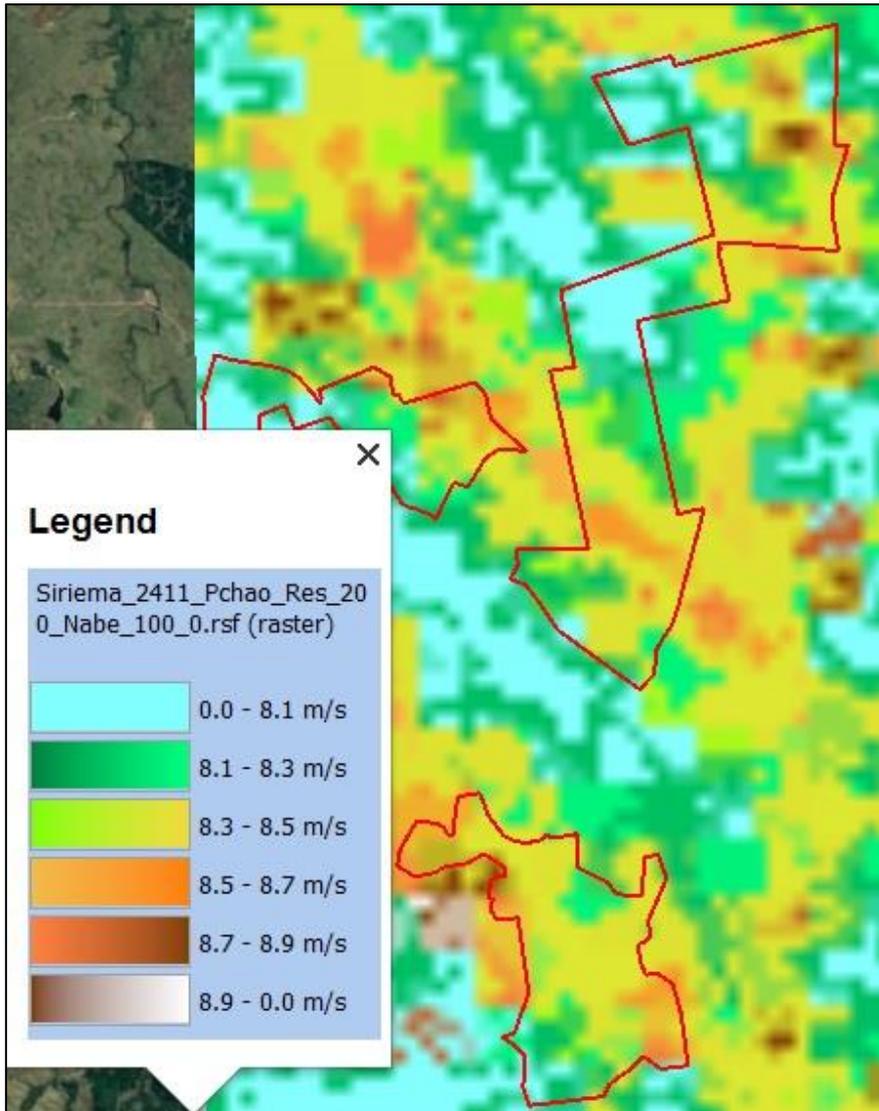
Figura 31 – Frequência registrada na torre anemométrica



Fonte: Autor, 2016.

Verificando como uma campanha anemométrica inferior a um ano é responsável por apresentar valores completamente fora da realidade. Pode ser observado na Figura 32, na qual é demonstrado um atlas eólico da área com somente os primeiros meses de medição do ano de 2012. Os valores encontram-se bem extrapolados, mostrando-se locais de ventos quase na faixa de 9 m/s.

Figura 32 – Atlas eólico com medição inferior a um ano



Fonte: Autor, 2016.

Em relação a campanha anemométrica, a altura que apresentou as melhores condições de vento foi a de 100 m como é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados da campanha anemométrica

Classificação	Média	Mínimo	Máximo
100 m velocidade (m/s)	6,45	0,00	31,47
70 m velocidade (m/s)	5,97	0,00	29,38
40 m velocidade (m/s)	5,29	0,00	26,73

Fonte: Autor, 2016.

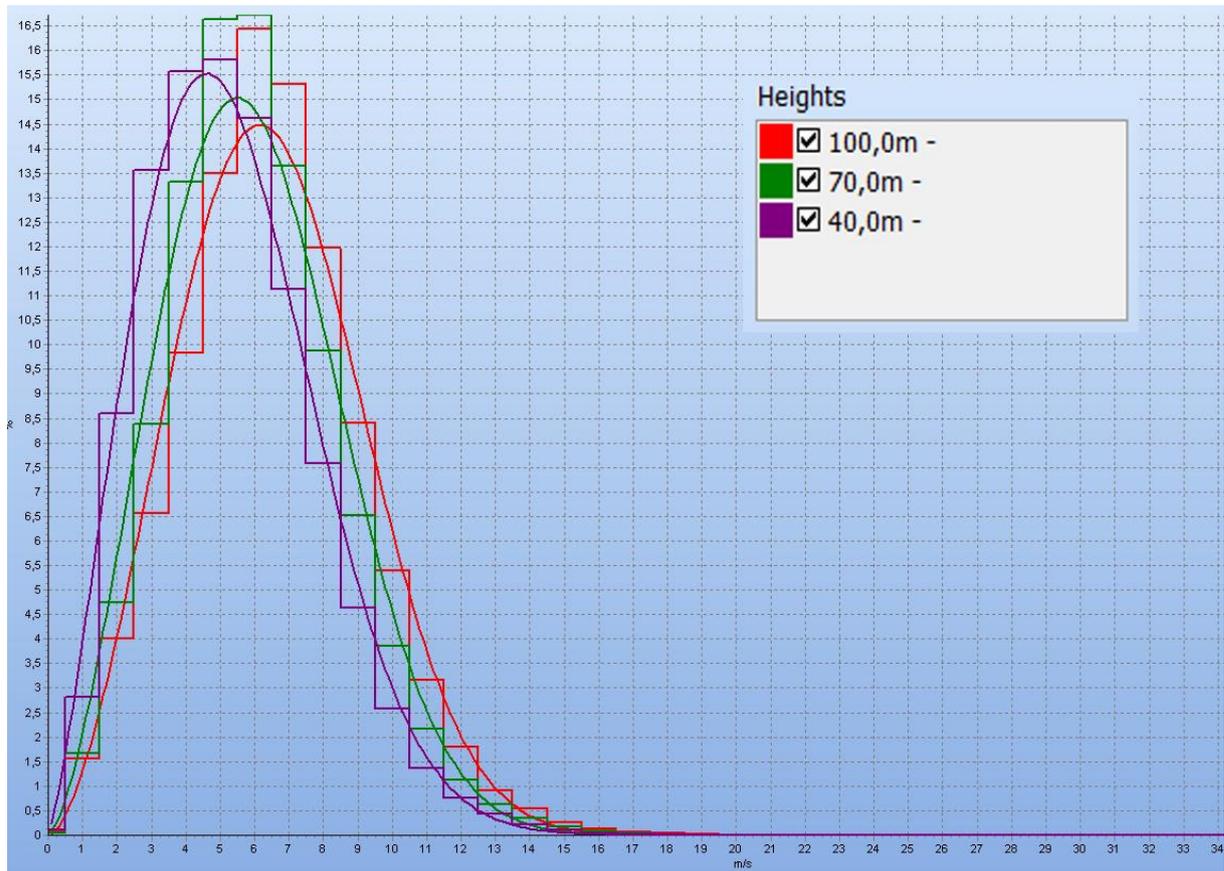
Na tabela 5 é apresentado os valores de Weibull para as alturas e na Figura 33 a distribuição de Weibull.

Tabela 5 – Valores de Weibull

Classificação	Velocidade Média	Parâmetro c	Parâmetro k
100 m	6,52	7,34	2,6621
70 m	5,97	6,73	2,5073
40 m	5,3	5,99	2,2456

Fonte: Autor, 2016.

Figura 33 – Distribuição de Weibull da área



Fonte: Autor, 2016.

Na Tabela 6 são apresentadas as velocidades médias mensais da campanha anemométrica para altura de 100 m. Percebe-se o escoamento sofre pouco, mantendo-se quase que linear em relação à velocidade média mensal. O mês de novembro de 2013 apresentou a maior média, enquanto o mês de maio de 2014 a menor média.

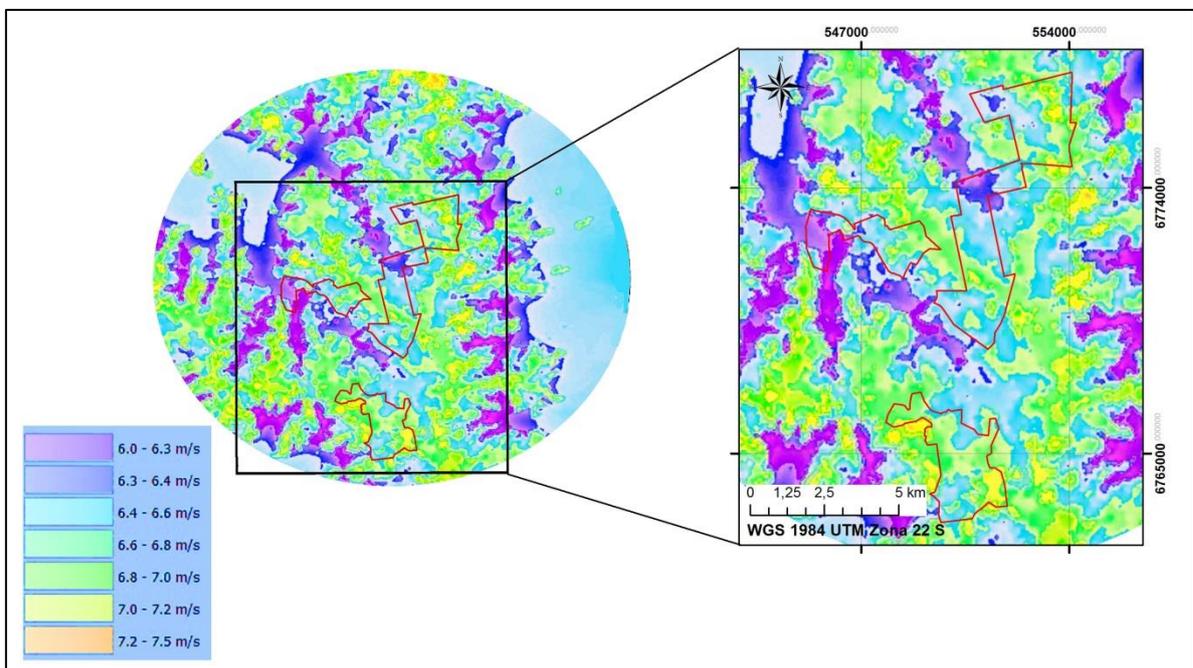
Tabela 6 – Velocidades médias mensais

Mês	2013	2014	2015	2016
Janeiro		6,35	6,28	6,33
Fevereiro		7,12	6,08	6,21
Março		6,34	6,00	6,15
Abril		6,51	5,84	6,05
Mai		5,83	6,44	6,28
Junho		6,79	6,93	6,81
Julho		6,86	6,48	7,00
Agosto	7,34	6,77	7,20	6,89
Setembro	6,37	7,52	6,37	
Outubro	6,90	6,70	6,19	
Novembro	7,62	6,10	7,21	
Dezembro	6,31	6,70	6,32	

Fonte: Autor, 2016.

Para essa campanha, o resultado é apresentado na forma do atlas eólico calculado pelo método WAsP (FIGURA 34) em relação à altura de 98 m, as alturas dos rotores dos aerogeradores determinaram essa altura. Como comentado anteriormente, há uma grande variação da velocidade em relação ao Atlas Eólico do Rio Grande do Sul.

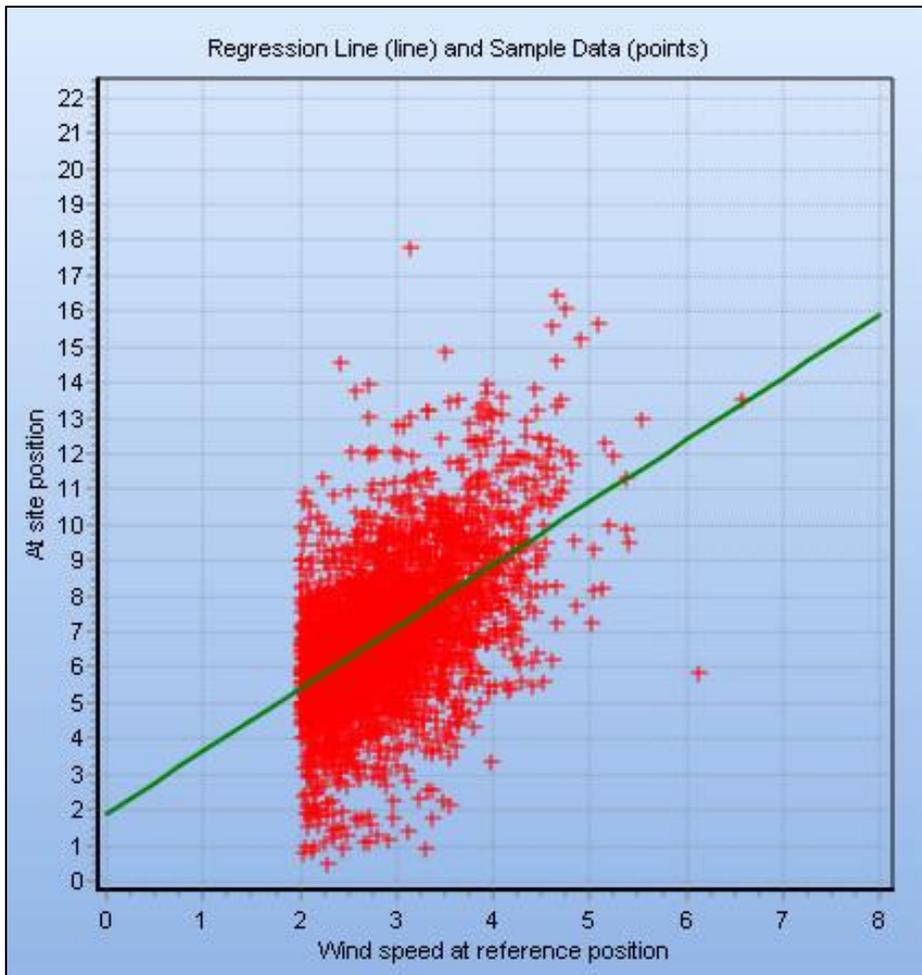
Figura 34 – Atlas eólico calculado pelo método WAsP



Fonte: Autor, 2016.

Para verificar a qualidade da campanha utilizou-se o método MCP, uma correlação, no qual apresentou valor de 0,84 para a velocidade do vento, o gráfico apresenta a correlação linear entre os dados da campanha anemométrica e da estação próxima (FIGURA 35).

Figura 35 – Método MCP



Fonte: Autor, 2016.

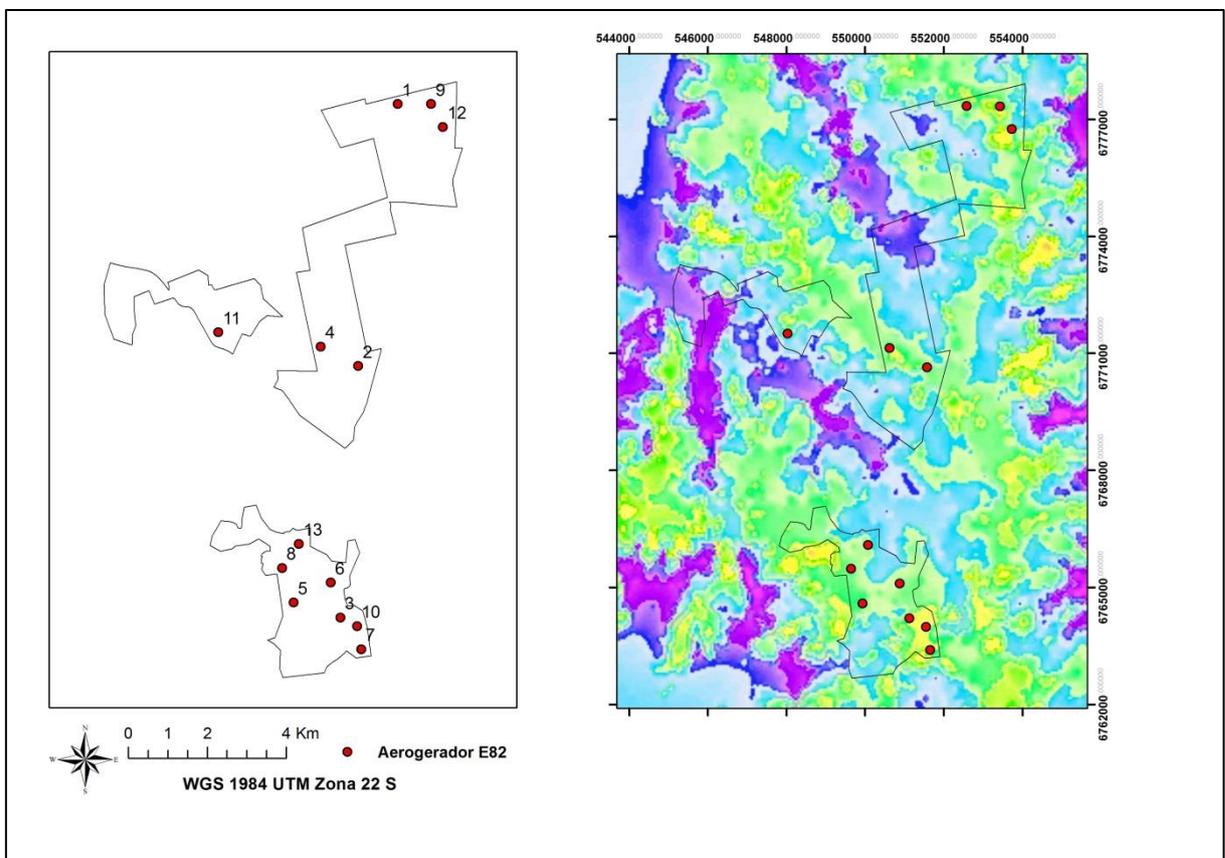
### 4.3 *Micrositing*

O *micrositing* leva em consideração a curva de potência do aerogerador, sua aerodinâmica e o potencial da área. Com o teste dos três modelos, logo ficou evidente que o modelo E103 consegue aproveitar melhor o potencial eólico, principalmente pela área das pás serem maiores, estando em maior contato com o vento. Assim sendo, houve um maior número de turbinas posicionadas na área. Entre os modelos E82 e E92, em relação a quantidade de turbinas a E82 apresentou

poucas a mais, tendo uma produção de geração inferior a E92 com tempo bem menor de funcionamento. A E103, com potencial eólico menor da área consegue gerar e chegar a um FC que os outros dois modelos não conseguem chegar com essas condições. Mesmo que a E103 tenha um rotor maior e exija um maior espaçamento, ela consegue aproveitar o potencial bem melhor que as outras num espaço mais reduzido.

Na Figura 36 é demonstrado o dimensionamento do modelo E82, na Figura 37 o modelo E92 e na Figura 38, o modelo E103. Na Figura 39 é apresentada uma outra configuração do modelo E103, considerando espaçamento de três vezes verticalmente e três vezes horizontalmente.

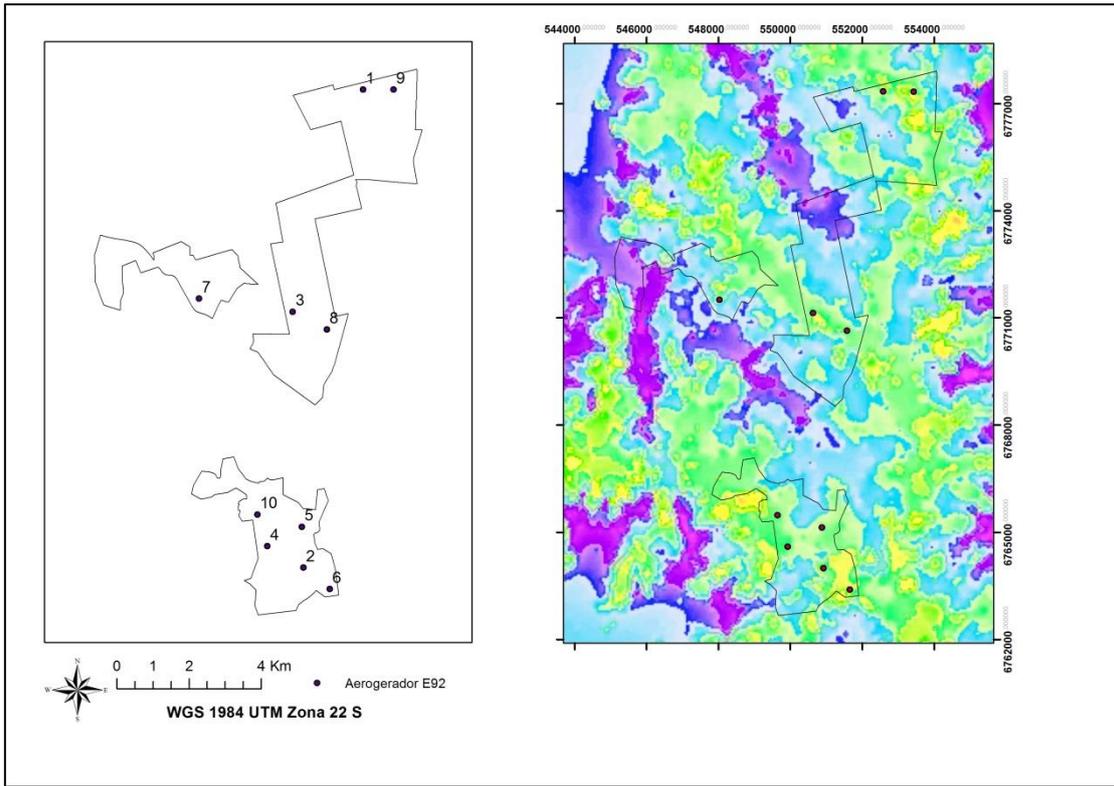
Figura 36 – Dimensionamento E82



Fonte: Autor, 2016.

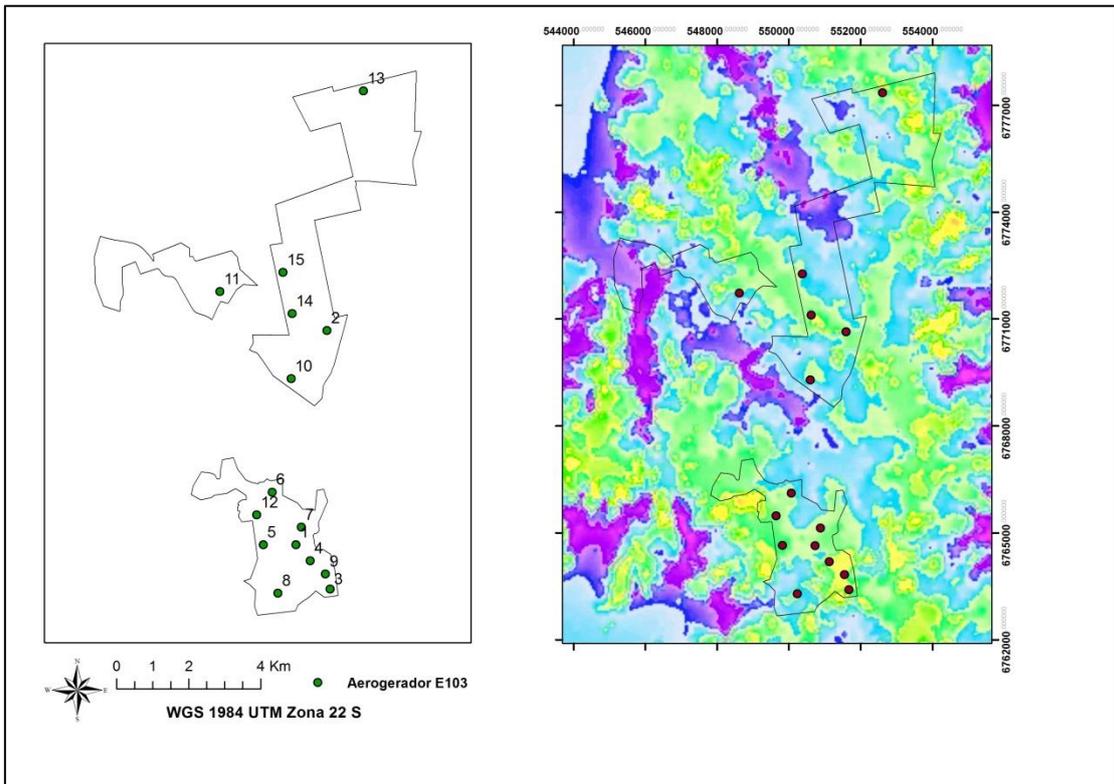
O dimensionamento com a turbina E82 (ANEXO A), alcançou um FC de 17,4% com geração de 66.178.1 MWh por ano, sendo que estará em funcionamento por 1.527 h no ano, o que representa aproximadamente 64 dias.

Figura 37 - Dimensionamento E92



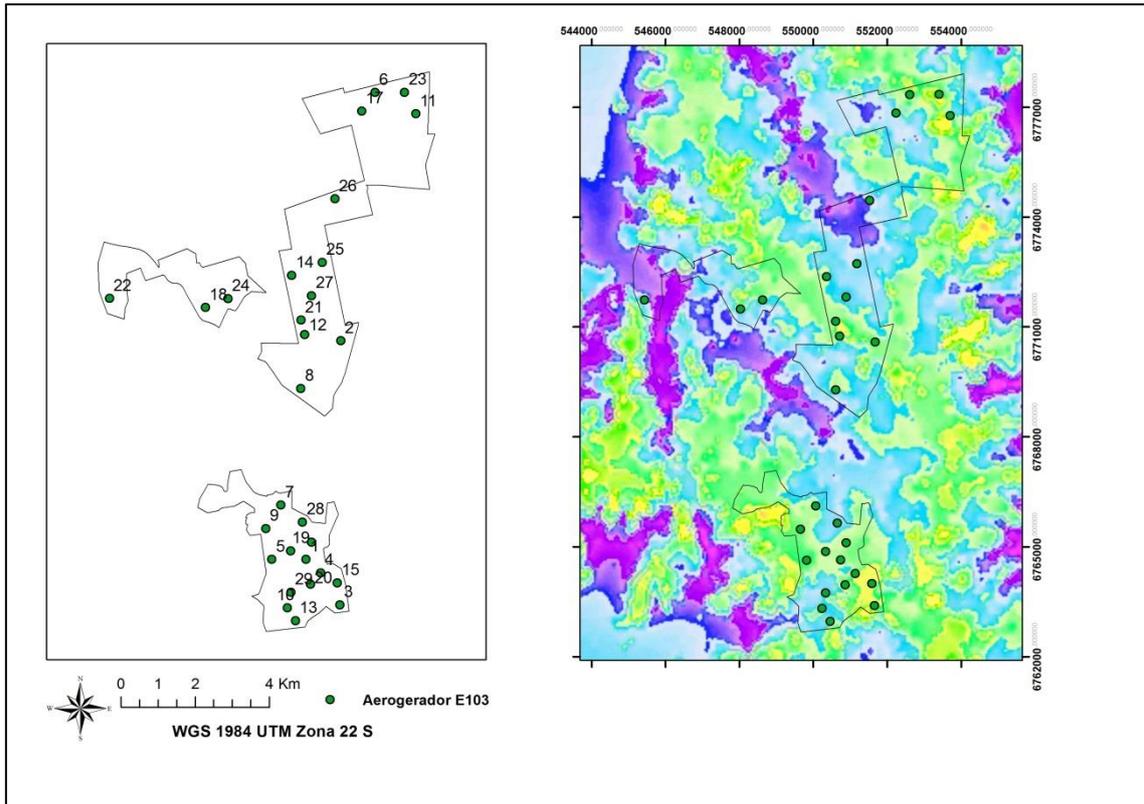
Fonte: Autor, 2016.

Figura 38 - Dimensionamento E103



Fonte: Autor, 2016.

### 39 - Dimensionamento E103, espaçamento menor



Fonte: Autor, 2016.

O dimensionamento com a turbina E92 (ANEXO B), alcançou um FC de 26,5% com geração de 60.546,2 MWh por ano, sendo que estará em funcionamento por 2.319 h no ano, o que representa aproximadamente 97 dias. Já com a turbina E103 (ANEXO C), o FC alcançado foi de 28,7% com geração de 98.392,6 MWh por ano, sendo que estará em funcionamento por 2512 h no ano, o que representa aproximadamente 105 dias.

Utilizando um espaçamento menor a turbina E103 (ANEXO D) alcançou um FC de 27,4% com geração de 182.180,1 MWh por ano, sendo que estará em funcionamento por 2.406 h no ano, o que representa aproximadamente 100 dias. Adicionando quase o dobro de turbinas e não respeitando o espaçamento recomendado, a perda do FC não foi tão significativa, como também a geração de energia, o que deve ser levado em conta nesse caso seria o efeito da turbulência no maquinário.

## 5 Conclusão

Esta monografia teve como objetivo, analisar o potencial eólico para geração de energia eólica no município de São Francisco de Paula, conferindo se haveria a possibilidade ou não da instalação de um complexo eólico. Para isso utilizou-se o método WAsP. Com os resultados e as análises, concluiu-se que a área estudada não apresenta um potencial eólico competitivo.

Com ventos que praticamente não ultrapassam a velocidade média de 7 m/s, torna-se uma alternativa muito incerta para a possibilidade de ganho em leilões de energia. Os leilões visam áreas que possuem ventos variando a partir de 7,5 m/s para cima. A velocidade tem uma grande influência na variação da produção energética. A soma de apenas alguns décimos deste valor da velocidade representa uma grande diferença de produção, já que o cálculo para a produção, a velocidade é elevada ao cubo. A medição feita a 100 m de altura apresentou ventos mais constantes. Na curva da distribuição de Weibull, nota-se que os ventos possuem uma frequência mais equilibrada na sequência da velocidade, principalmente, a qual teria interferência na geração de energia em relação a curva de potência dos aerogeradores.

Em relação ao posicionamento dos aerogeradores, pode-se observar que as restrições ambientais impostas pelo órgão licenciador, restringe praticamente 90% da área. Apesar de ser um entrave que deve ser obedecido, deve-se observar que o impacto ambiental de maior magnitude ocorre durante a instalação dos aerogeradores. Estradas e canteiros de obras devem ser construídos identificando o impacto em relação ao movimento e peso do maquinário sobre o solo. Depois de

instalados os aerogeradores, os impactos reduzem drasticamente. A área é apontada como sendo uma área de sensibilidade média em relação aos répteis e seres anfíbios, não havendo relação com a rota migratória das aves.

Ainda sobre os aerogeradores, seus posicionamentos ocorreram nas melhores áreas de vento. Observa-se que as áreas que sofreram as restrições eram as que apresentavam menores valores da velocidade, mesmo assim, a posição dos aerogeradores em todos os casos observados, o fator de capacidade gerado sempre resultou abaixo dos 30%. Indica-se que há a necessidade de existir um maior número de turbinas para aproveitar o potencial eólico para produzir uma determinada quantidade menor de energia.

Pode-se concluir que o atlas eólico gerado pelo método WAsP representa bem a área com a relação dos dados da campanha anemométrica. Sua extrapolação dos resultados originais para cada área adjacente, indicando valores possíveis e nenhum fora da escala. Entender como funciona o fluxo eólico, e várias metodologias, garante uma alternativa futura de produção energética.

Apesar de não possuir potencial para participação de leilões de energia, a área poderia ser utilizada no cenário da microgeração. A instalação de um ou dois aerogeradores para gerar o máximo de energia permitido.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> >. Acesso em: 21 abril 2016.

ANTUNES, Alzir F. B. **Iniciando em geoprocessamento**. Ufpr. Paraná, 2012. Disponível em: < <https://docs.ufpr.br/~felipe/sig.pdf> >. Acesso em: 18 nov. 2016.

AWS TRUEPOWER. **Openwind User Manual**. Version 1.6. Albany, 2014. Disponível em: < [http://software.awstruepower.com/openwind/wp-content/uploads/sites/2/2014/12/Openwind\\_user\\_manual\\_1-6.pdf](http://software.awstruepower.com/openwind/wp-content/uploads/sites/2/2014/12/Openwind_user_manual_1-6.pdf) >. Acesso em: 18 nov. 2016.

BRASIL. Decreto Nº 5025, de 30 de março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. Disponível em: < [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm) >. Acesso em: 21 abril 2016.

BRASIL. Lei Nº 10847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Disponível em: < [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm) >. Acesso em: 21 abril 2016.

BRASIL. Lei Nº 11097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências. Disponível em: < [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm) >. Acesso em: 27 abril 2016.

BRASIL. Portaria Nº 29, de 28 de janeiro de 2011. Ministério de Minas e Energia. . Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20A-3%20e%20Reserva%202011/Portaria%20MME%20n%C2%BA%2029-11.pdf> >. Acesso em: 15 abril 2016.

BRASIL. Resolução Normativa Nº 391, de 15 dezembro de 2009. Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009391.pdf>>. Acesso em: 15 abril 2016.

BRASIL. Resolução Nº 462, de 24 julho de 2014. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre, altera o art. 1º da Resolução CONAMA n.º 279, de 27 de julho de 2001, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=703>>. Acesso em: 15 abril 2016.

BUCUSSI, Alessandro A. **Introdução ao conceito de energia**. UFRGS. Instituto de Física. Porto Alegre, RS, 2006. Disponível em: < [http://www.if.ufrgs.br/tapf/v17n3\\_Bucussi.pdf](http://www.if.ufrgs.br/tapf/v17n3_Bucussi.pdf)>. Acesso em: 21 abril 2016.

CALDAS, Danilo M. **Estudo do Potencial Eólico e Estimativa de Geração de Energia de um Projeto Eólico na cidade do Rio de Janeiro utilizando o WindPro e o WAsP**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: < <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000767.pdf>>. Acesso em: 07 maio 2016.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: < [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 21 abril 2016.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. 1. ed. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DUPONT, F. H. et al. **Energias Renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável**. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental. Santa Maria, v. 19, n. 1, Ed. Especial, p. 70 – 81, 2015. Disponível em: < <https://periodicos.ufsm.br/reget/article/viewFile/19195/pdf>>. Acesso em: 31 out. 2016.

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A. **Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações**. 1. ed. Universidade Federal de Itajubá. Campinas, SP, 2012. Disponível em: < [http://www.elektro.com.br/Media/Default/DocGalleries/Eficientiza%C3%A7%C3%A3o%20Energ%C3%A9tica/Livro\\_Eficiencia\\_Energetica.pdf](http://www.elektro.com.br/Media/Default/DocGalleries/Eficientiza%C3%A7%C3%A3o%20Energ%C3%A9tica/Livro_Eficiencia_Energetica.pdf)>. Acesso em: 21 abril 2016.

EMD International A/S. **windPRO 3.1 User Guide**. 2016. Disponível em: < [http://help.emd.dk/knowledgebase/content/windPRO3.1/c3-UK\\_windPRO3%201\\_ENERGY.pdf](http://help.emd.dk/knowledgebase/content/windPRO3.1/c3-UK_windPRO3%201_ENERGY.pdf)>. Acesso em: 10 out. 2016.

ENVIRONMENTAL SYSTEMS RESEARCH INSTITUTE – ESRI. **ESRI Shapefile Technical Description**. 1998. Disponível em: < <https://www.esri.com/library/whitepapers/pdfs/shapefile.pdf>>. Acesso em: 22 out. 2016.

FALANI, Samira Y. A. et al. **Prospecção Tecnológica para a Geração Eólica**. Brazil Windpower 2015 Conference and Exhibition. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: < [http://www2.ctee.com.br/brazilwindpower/2015/papers/Mario\\_Gonzalez.pdf](http://www2.ctee.com.br/brazilwindpower/2015/papers/Mario_Gonzalez.pdf)>. Acesso em: 22 out. 2016.

FILHO, Wilson P. B. **Impactos ambientais em usinas eólicas**. Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais. Minas Gerais, 2013. Disponível em: < <http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2013/ag-267.pdf>>. Acesso em: 22 out. 2016.

FUNDAÇÃO DE AMPARO À PESQUISA DO ESTADO DE SÃO PAULO – FAPESP. **Um futuro com energia sustentável**: iluminando o caminho. São Paulo, 2010. Disponível em: < <http://www.fapesp.br/publicacoes/energia.pdf>>. Acesso em: 22 abril 2016.

FUNDAÇÃO ESTADUAL DE PROTEÇÃO AMBIENTAL HENRIQUE LUIS ROESSLER – FEPAM. Portaria Fepam 118/14. Porto Alegre, 2014. Disponível em: < [http://www.fepam.rs.gov.br/Documentos\\_e\\_PDFs/Eolica/Portaria%20FEPAM%20118%202014\\_licenciamento%20e%C3%B3lico.pdf](http://www.fepam.rs.gov.br/Documentos_e_PDFs/Eolica/Portaria%20FEPAM%20118%202014_licenciamento%20e%C3%B3lico.pdf)>. Acesso em: 22 dez. 2016.

GONZAGA, Elba P. et al. **Análise do comportamento do NDVI e NDWI em períodos de diferentes intensidades pluviométricas no Sertão alagoano**. Anais XV Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto. Curitiba, 2011. Disponível em: < <http://www.dsr.inpe.br/sbsr2011/files/p1632.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

INDHUMATHY, D. et al. **Estimation of Weibull Parameters for Wind speed calculation at Kanyakumari in India**. International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. 2014. Disponível em: < [http://www.ijirset.com/upload/2014/january/33\\_Estimation.pdf](http://www.ijirset.com/upload/2014/january/33_Estimation.pdf)>. Acesso em: 11 nov. 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Key World Energy Statistics 2016**. Paris, 2016. Disponível em: < <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

JUNIOR, Cyrio F. D. **Análise dinâmica de torres de energia eólica**. Universidade de Brasília. Brasília, 2011. Disponível em: < <http://www.pecc.unb.br/wp-content/uploads/dissertacoes/M11-6A-Cyrio-Junior.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

KÖNIG, Derik. **Comparação de métodos de interpolação na geração de modelos digitais de elevação**: estudo de caso em área no município de São José, Santa Catarina. I Simpósio Mineiro de Geografia. Alfenas, 2014. Disponível em: < <http://www.unifal-mg.edu.br/simgeo/system/files/anexos/Derik%20K%C3%B6nig.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

LOPES, Francis R. **Estudo da influência da esteira e da densidade de máquinas na produção de energia em uma fazenda eólica**. UFRGS. Porto Alegre, 2010. Disponível em: <

<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/27779/000766430.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

MARTINS, F. R. et al. **O aproveitamento da energia eólica**. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 30, n. 1. São José dos Campos, 2008. Disponível em: <<http://www.sbfisica.org.br/rbef/pdf/301304.pdf>>. Acesso em: 22 abril 2016.

MATTOS, L. P. et al. **Uma visão do estado da arte da geração de energia elétrica Offshore**. CONEM 2010. VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica. Campina Grande, 2010. Disponível em: <<http://www.abcm.org.br/anais/conem/2010/PDF/CON10-0930.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

MEASURING NETWORK OF WIND ENERGY INSTITUTES – MEASNET. **Evaluation of Site-Specific Wind Conditions**. Madrid, 2009.

MENESES, Paulo R. et al. **Introdução ao processamento de imagens de sensoriamento remoto**. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://cnpq.br/documents/10157/56b578c4-0fd5-4b9f-b82a-e9693e4f69d8>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: Eletrobrás, 2001. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. Acesso em: 07 abril 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: EPE, 2007. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PNE/20080512\\_6.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_6.pdf)>. Acesso em: 22 abril 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2014**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha+Energ%C3%A9tica+-+Brasil+2015.pdf/4e6b9a34-6b2e-48fa-9ef8-dc7008470bf2>>. Acesso em: 22 abril 2016.

MIYASHIRO, Carolina S. et al. **Dimensionamento de sistemas eólicos no entorno geográfico do município de Marechal Cândido Rondon**. Paraná, 2013. Disponível em: <<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiTkdXuqpTNAhXHXB4KHdhBBSsQFggiMAE&url=http%3A%2F%2Frevistas.ufpr.br%2Ferber%2Farticle%2Fdownload%2F33805%2FDimensionamento%2520de%2520sistemas%2520e%25C3%25B3licos%2520no%2520entorno%2520geogr%25C3%25A1fico%2520do%2520munic%25C3%25ADpio%2520de%2520Marechal%2520C%25C3%25A2ndido%2520Rondon&usg=AFQjCNGvZ7CyBijCt-Qeg9lceNZm7z0U6A>>. Acesso em: 22 abril 2016.

MOREIRA, Maurício A. **Fundamentos do sensoriamento remoto e metodologias de aplicações**. 2. Ed. Viçosa: UFV, 2003.

MOREIRA, Paula F. et al. **O Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios**. Brasília, 2012. Disponível em: <

[http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/o\\_setor\\_eletrico\\_brasileiro\\_e\\_a\\_sustentabilidade\\_no\\_sec\\_21-oportunidades\\_e\\_desafios\\_-pdf\\_leve.pdf](http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/o_setor_eletrico_brasileiro_e_a_sustentabilidade_no_sec_21-oportunidades_e_desafios_-pdf_leve.pdf)>. Acesso em: 22 abril 2016.

MORELLI, Francis de Souza. **Panorama geral da energia eólica no Brasil**. USP. São Carlos, 2012. Disponível em: <  
<http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-04022013-101829/?&lang=br>>. Acesso em: 08 out. 2016.

MORTENSEN, Niels G. et al. **Getting Started with Wasp 9**. Dinamarca, 2007. Disponível em: <  
<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiXr6PWqJPNAhUG2SYKHR4HB6IQFggdMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.wasp.dk%2F~%2Fmedia%2FSites%2FWASP%2FWAsP%2520support%2FGetting%2520Started%2520with%2520WAsP%25209.ashx%3Fla%3Dda&usq=AFQjCNHWk4729E1Sk849bLmRQ3w7N4AX6g>>. Acesso em: 01 abril 2016.

NASCIMENTO, Luís F. **Gestão ambiental e sustentabilidade**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2012. Disponível em: <  
[http://www.ufjf.br/engsanitariaeambiental/files/2012/09/Livrotexto\\_Gestao\\_Ambiental\\_Sustentabilidade2.pdf](http://www.ufjf.br/engsanitariaeambiental/files/2012/09/Livrotexto_Gestao_Ambiental_Sustentabilidade2.pdf)>. Acesso em: 26 abril 2016.

OLIVEIRA, Edmar A. **Perspectivas da geração termelétrica a carvão no Brasil no horizonte 2010-2030**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <  
[http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/edmar\\_antunes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/edmar_antunes.pdf)>. Acesso em: 26 abril 2016.

PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

PEGOLLO, Carlos A. G. **A utilização da energia nuclear na geração de energia elétrica**. Universidade São Judas Tadeu. São Paulo, 2006. Disponível em: <  
[ftp://ftp.usjt.br/pub/revint/357\\_47.pdf](ftp://ftp.usjt.br/pub/revint/357_47.pdf)>. Acesso em: 22 abril 2016.

PES, Marcelo P. **Estudo do impacto das mudanças climáticas no potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul**. Para os períodos de 2010 a 2040 e 2070 a 2100. São José dos Campos: INPE, 2010. Disponível em: <  
[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/teses/DISSERTACAO\\_MARCELO-PES.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/teses/DISSERTACAO_MARCELO-PES.pdf)>. Acesso em: 26 abril 2016.

PETERSEN, E. L. et al. **Wind Power Meteorology**. Dinamarca, 1997. Disponível em: < [http://orbit.dtu.dk/files/105708549/Ris\\_I\\_1206.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/105708549/Ris_I_1206.pdf)>. Acesso em: 10 nov. 2016.

POMÍLIO, José A. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2012. Disponível em: < <http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/it744/>>. Acesso em: 26 abril 2016.

RIBEIRO, Rômulo J. C. et al. **Comparação dos métodos de classificação supervisionada de imagem Máxima Verossimilhança e Redes Neurais em ambiente urbano**. Florianópolis, 2007. Dinamarca, 1997. Disponível em: <

<http://mar.te.sid.inpe.br/col/dpi.inpe.br/sbsr@80/2006/10.03.11.59/doc/5471-5478.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2016.

RIO GRANDE DO SUL. **Atlas eólico de Estado do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: SDPI: AGDI, 2014.

RIOS, Renan O. et al. **Análise do uso e ocupação do solo da cidade de Vitória-ES usando a composição colorida de imagens orbitais fornecidas pelo satélite Landsat-7**. ERMAC 2010. São José del-Rei, 2010. Disponível em: < <http://www.ufsj.edu.br/portal2-repositorio/File/i-ermac/anais/sessoes-tecnicas/st10.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

ROCA, William B. **Dimensionamento de um parque eólico e sua subestação, comparando ferramentas de CFD e Atlas Eólicos**. UFRGS. Porto Alegre, 2015. Disponível em: < <http://hdl.handle.net/10183/134614> >. Acesso em: 11 nov. 2016.

SANTOS, Adriana G. **Método para o georreferenciamento de mapas urbanos baseado na atribuição de pesos aos pontos de controle**. USP. São Carlos, 2009. Disponível em: < <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18143/tde-08102009-134614/pt-br.php>>. Acesso em: 17 maio 2016.

SANTOS, Alexandre T. S. **Um estudo sobre a variabilidade do vento no nordeste do Brasil através de métodos estatísticos e via modelos dinâmicos de meso e micro escala**. UFRN. Natal, 2014. Disponível em: < [https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/20586/1/AlexandreTorresSilvaDosSantos\\_TESE.pdf](https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/20586/1/AlexandreTorresSilvaDosSantos_TESE.pdf)>. Acesso em: 17 nov. 2016.

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL – CPRM. 2016. Disponível em: < <http://www.cprm.gov.br/>>. Acesso em: 17 maio 2016.

SILVA, Neilton F. **Energias Renováveis na expansão do setor elétrico brasileiro: o caso da energia eólica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

SINTRA, Hélder L. **Modelação de Torre Eólica: Controlo e Desempenho**. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Lisboa, 2013. Disponível em: < <http://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/3210/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2016.

TEIXEIRA, Italo F. **Estudo da paisagem da floresta nacional de São Francisco de Paula, RS, Brasil**. UFSM. Santa Maria, 2005. Disponível em: < [http://coral.ufsm.br/ppgef/pdf/TESE/TESE\\_Italo\\_Filippi\\_Teixeira.pdf](http://coral.ufsm.br/ppgef/pdf/TESE/TESE_Italo_Filippi_Teixeira.pdf)>. Acesso em: 17 out. 2016.

TOLMASQUIM, Mauricio T. et al. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>>. Acesso em: 17 maio 2016.

TOLMASQUIM, Mauricio T. et al. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>>. Acesso em: 17 maio 2016.

TOMÉ, Ricardo F.D. **Previsão do tempo com modelos de mesoscala**: Casos de estudo com o modelo MM5 nos Açores. Faculdade de Ciências Universidade de Lisboa, 2004. Disponível em: <  
[http://www.climaat.angra.uac.pt/documentos/PDF/Ricardo\\_Tome\\_Estagio\\_2004\(2\).pdf](http://www.climaat.angra.uac.pt/documentos/PDF/Ricardo_Tome_Estagio_2004(2).pdf)>. Acesso em: 10 nov. 2016.

TROEN, Ib; PETERSEN, Erik L. **European Wind Atlas**. Commission of the European Communities. Roskilde, 1989. Disponível em: <  
[http://orbit.dtu.dk/files/112135732/European\\_Wind\\_Atlas.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/112135732/European_Wind_Atlas.pdf) >. Acesso em: 10 nov. 2016.

WWF-BRASIL. **Desafios e Oportunidades para a energia eólica no Brasil**: recomendações para políticas públicas. Brasília, 2015. Disponível em: <  
[http://d3nehc6yl9qzo4.cloudfront.net/downloads/15\\_6\\_2015\\_wwf\\_energ\\_eolica\\_final\\_web.pdf](http://d3nehc6yl9qzo4.cloudfront.net/downloads/15_6_2015_wwf_energ_eolica_final_web.pdf)>. Acesso em: 5 maio 2016.

## **ANEXOS**

# ANEXO A – Relatório turbina E82

Project:  
**Siriema\_TCC\_guilherme**

Licensed user:  
**EAB New Energy GmbH**  
Am Steinberg 7  
DE-09603 Großschirma  
49 37328 898-0  
EPI Energia Ltda. / matheus@epienergia.com.br  
Calculated:  
19.11.2016 17:49/3.0.651

## PARK - Main Result

Calculation: 13xE82

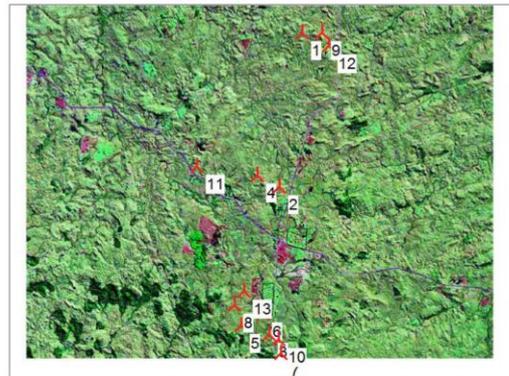
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1,086 kg/m³ to 1,090 kg/m³  
Air density relative to standard 88,7 % to 89,0 %  
Hub altitude above sea level (asl) 1.057,9 m to 1.098,0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 12,3 °C to 12,5 °C  
Pressure at WTGs 889,9 hPa to 894,1 hPa

Wake Model Parameters  
Wake decay constant 0,075 Open farmland

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0



### Resource file(s)

G:\\_Projects\Siriema\Siriema\_TCC\_guilherme\_Res\_50\_Hub\_98.0\_0.rsf

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	66.178,1	59.560,3	67.773,1	97,6	17,4	4.581,6	1.527	6,8

<sup>a)</sup> Based on Result-10,0%

### Calculated Annual Energy for each of 13 new WTGs with total 39,0 MW rated power

Links	Valid	WTG type Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy		Park	
								Creator	Name	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
1 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.347,2	4.812	97,65	6,91
2 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.096,6	4.587	99,05	6,75
3 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.087,4	4.579	95,88	6,84
4 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.233,4	4.710	99,21	6,82
5 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.005,9	4.505	96,32	6,78
6 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.078,0	4.570	97,76	6,78
7 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.050,2	4.545	95,54	6,83
8 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.015,3	4.514	97,58	6,75
9 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.300,2	4.770	98,72	6,86
10 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.075,2	4.568	96,24	6,82
11 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	5.060,1	4.554	99,32	6,71
12 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	4.911,2	4.420	97,71	6,67
13 A	Yes	ENERCON	E-82 E3-3.000	3.000	82,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	4.917,2	4.425	98,55	6,67

### WTG siting

UTM (south)-WGS84 Zone: 22

	Easting	Southing	Z [m]	Row data/Description
1 New	552.583	6.777.340	990,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 IO! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (1)
2 New	551.579	6.770.636	990,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 IO! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (2)
3 New	551.129	6.764.204	1.000,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 IO! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (3)
4 New	550.629	6.771.136	990,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 IO! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (4)
5 New	549.939	6.764.584	990,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 IO! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (5)
6 New	550.880	6.765.096	990,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 IO! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (6)
7 New	551.654	6.763.391	1.000,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 IO! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (7)

To be continued on next page...

Project:  
Siriema\_TCC\_guilherme

Licensed user:  
**EAB New Energy GmbH**  
Am Steinberg 7  
DE-09603 Großschirma  
49 37328 898-0  
EPI Energia Ltda. / matheus@epienergia.com.br  
Calculated:  
19.11.2016 17:49/3.0.651

## PARK - Main Result

Calculation: 13xE82

...continued from previous page

UTM (south)-WGS84 Zone: 22				
	Easting	Southing	Z	Row data/Description
			[m]	
8 New	549.645	6.765.472	989,5	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 !O! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (8)
9 New	553.430	6.777.339	980,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 !O! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (9)
10 New	551.549	6.763.982	1.000,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 !O! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (10)
11 New	548.030	6.771.502	959,9	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 !O! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (11)
12 New	553.730	6.776.756	969,0	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 !O! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (12)
13 New	550.074	6.766.086	979,1	ENERCON E-82 E3 3000 82.0 !O! hub: 98,0 m (TOT: 139,0 m) (13)

# ANEXO B - Relatório turbina E92

Project:  
**Siriema\_TCC\_guilherme**

Licensed user:  
**EAB New Energy GmbH**  
Am Steinberg 7  
DE-09603 Großschirma  
49 37328 898-0  
EPI Energia Ltda. / matheus@epienergia.com.br  
Calculated:  
19.11.2016 17:44/3.0.651

## PARK - Main Result

Calculation: 10xE92

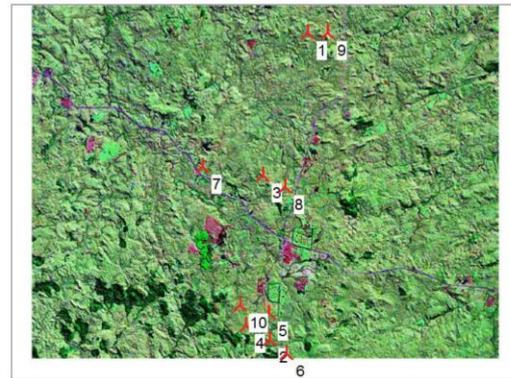
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1,086 kg/m³ to 1,090 kg/m³  
Air density relative to standard 88,7 % to 89,0 %  
Hub altitude above sea level (asl) 1.057,9 m to 1.098,0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 12,3 °C to 12,5 °C  
Pressure at WTGs 889,9 hPa to 894,1 hPa

Wake Model Parameters  
Wake decay constant 0,075 Open farmland

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0



### Resource file(s)

G:\\_Projects\Siriema\Siriema\_TCC\_guilherme\_Res\_50\_Hub\_98.0\_0.rsf

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>		Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]		
Wind farm	60.546,2	54.491,6	61.379,5	98,6	26,5	5.449,2	2.319	6,8

<sup>a)</sup> Based on Result-10,0%

### Calculated Annual Energy for each of 10 new WTGs with total 23,5 MW rated power

Links	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy		Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
										Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]		
1 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	6.252,9	5.628	98,23	6,91
2 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	6.099,6	5.490	97,59	6,86
3 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	6.119,5	5.508	99,27	6,82
4 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	5.936,9	5.343	97,46	6,78
5 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	5.994,6	5.395	98,63	6,78
6 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	6.099,8	5.490	98,70	6,83
7 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	5.918,1	5.326	99,39	6,71
8 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	5.979,2	5.381	99,18	6,75
9 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	6.201,6	5.581	99,27	6,86
10 A	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	98,0	0,0	EMD	Level 0 - official - 2350kW - 02/2014	5.944,0	5.350	98,74	6,75

### WTG siting

UTM (south)-WGS84 Zone: 22

	Easting	Southing	Z [m]	Row data/Description
1 New	552.582	6.777.340	990,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (14)
2 New	550.923	6.763.986	1.000,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (15)
3 New	550.630	6.771.136	990,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (16)
4 New	549.926	6.764.587	990,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (17)
5 New	550.881	6.765.128	990,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (18)
6 New	551.654	6.763.391	1.000,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (19)
7 New	548.031	6.771.502	959,9	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (20)
8 New	551.580	6.770.637	990,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (21)
9 New	553.430	6.777.339	980,0	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (22)
10 New	549.646	6.765.472	989,5	ENERCON E-92 2,3 MW 2350 92.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 144,0 m) (23)

# ANEXO C - Relatório turbina E103

Project:  
**Siriema\_TCC\_guilherme**

Licensed user:  
**EAB New Energy GmbH**  
Am Steinberg 7  
DE-09603 Großschirma  
49 37328 898-0  
EPI Energia Ltda. / matheus@epienergia.com.br  
Calculated:  
19.11.2016 18:17/3.0.651

## PARK - Main Result

Calculation: 15xE103

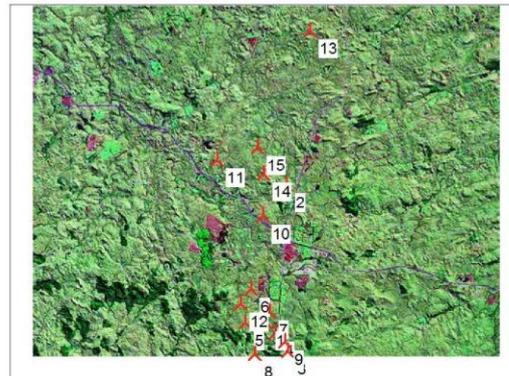
Wake Model N.O. Jensen (RISO/EMD)

**Calculation Settings**  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1,086 kg/m³ to 1,089 kg/m³  
Air density relative to standard 88,7 % to 88,9 %  
Hub altitude above sea level (asl) 1,066,0 m to 1,098,0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 12,3 °C to 12,5 °C  
Pressure at WTGs 889,9 hPa to 893,3 hPa

**Wake Model Parameters**  
Wake decay constant 0,075 Open farmland

**Displacement heights from objects**

**Wake calculation settings**  
Angle [ ° ] Wind speed [ m/s ]  
start end step start end step  
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0



Scale 1:250.000

New WTG

### Resource file(s)

G:\\_Projects\Siriema\Siriema\_TCC\_guilherme\_Res\_50\_Hub\_98,0\_0.rsf

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results			Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	98.392,6	88.553,3	101.358,7	97,1	28,7	5.903,6	2.512	6,8

=) Based on Result-10,0%

### Calculated Annual Energy for each of 15 new WTGs with total 35,3 MW rated power

Links	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy		Park		Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.	Type-generator					Creator	Name	Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]	Efficiency [%]		
1 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.393,5	5.754	94,72	6,75	
2 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.653,9	5.989	98,66	6,75	
3 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.519,8	5.868	94,72	6,82	
4 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.567,4	5.911	94,84	6,84	
5 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.450,3	5.805	94,47	6,79	
6 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.442,3	5.798	98,09	6,67	
7 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.573,8	5.916	96,69	6,78	
8 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.409,9	5.769	96,29	6,71	
9 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.583,8	5.925	95,92	6,81	
10 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.425,9	5.783	98,46	6,65	
11 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.565,5	5.909	99,04	6,70	
12 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.540,3	5.886	97,06	6,75	
13 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	7.089,0	6.380	99,90	6,91	
14 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.760,0	6.084	98,16	6,82	
15 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.417,1	5.775	99,28	6,62	

### WTG siting

UTM (south)-WGS84 Zone: 22

Easting Southing Z Row data/Description

	Easting	Southing	Z [m]	Row data/Description
1 New	550.735	6.764.638	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (71)
2 New	551.599	6.770.637	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (72)
3 New	551.680	6.763.396	1.000,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (73)
4 New	551.130	6.764.187	1.000,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (74)
5 New	549.824	6.764.639	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (75)
6 New	550.069	6.766.112	978,8	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (76)
7 New	550.881	6.765.132	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (77)
8 New	550.234	6.763.283	978,1	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (78)

To be continued on next page...

Project:  
**Siriema\_TCC\_guilherme**

Licensed user:  
**EAB New Energy GmbH**  
Am Steinberg 7  
DE-09603 Großschirma  
49 37328 898-0  
EPI Energia Ltda. / matheus@epienergia.com.br  
Calculated:  
19.11.2016 18:17/3.0.651

## PARK - Main Result

Calculation: 15xE103

...continued from previous page

		UTM (south)-WGS84 Zone: 22			
	Easting	Southing	Z	Row data/Description	
			[m]		
9 New	551.556	6.763.818	1.000,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (79)	
10 New	550.602	6.769.289	970,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (80)	
11 New	548.622	6.771.729	968,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (81)	
12 New	549.643	6.765.474	989,6	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (82)	
13 New	552.613	6.777.348	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (83)	
14 New	550.624	6.771.112	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (84)	
15 New	550.375	6.772.268	970,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-! hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m) (85)	

# ANEXO D - Relatório turbina E103, menor espaçamento

Project:  
**Siriema\_TCC\_guilherme**

Licensed user:  
**EAB New Energy GmbH**  
Am Steinberg 7  
DE-09603 Großschirma  
49 37328 898-0  
EPI Energia Ltda. / matheus@epienergia.com.br  
Calculated:  
19.11.2016 18:23/3.0.651

## PARK - Main Result

Calculation: 29xE103

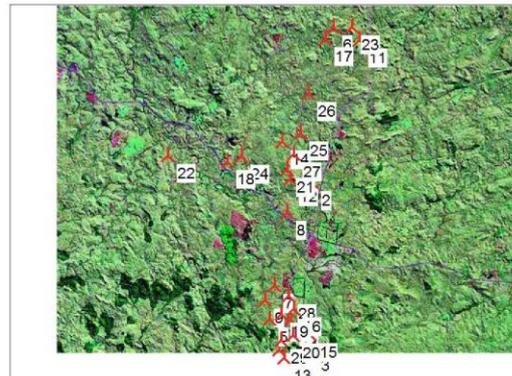
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

**Calculation Settings**  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1,086 kg/m³ to 1,095 kg/m³  
Air density relative to standard 88,7 % to 89,3 %  
Hub altitude above sea level (asl) 1.018,0 m to 1.098,0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 12,3 °C to 12,8 °C  
Pressure at WTGs 889,9 hPa to 898,4 hPa

**Wake Model Parameters**  
Wake decay constant 0,075 Open farmland

**Displacement heights from objects**

**Wake calculation settings**  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0



### Resource file(s)

G:\\_Projects\Siriema\Siriema\_TCC\_guilherme\_Res\_50\_Hub\_98,0\_0\_rsf

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>		Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]		
Wind farm	182.180,1	163.962,1	192.183,6	94,8	27,4	5.653,9	2.406	6,7

<sup>a)</sup> Based on Result-10,0%

### Calculated Annual Energy for each of 29 new WTGs with total 68,2 MW rated power

Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve Creator	Name	Annual Energy		Park Efficiency	Mean wind speed
										Result	Result-10,0%		
1 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.095,4	5.486	90,39	6,75
2 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.520,1	5.868	97,12	6,74
3 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.482,1	5.834	93,85	6,83
4 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.340,0	5.706	91,82	6,83
5 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.232,7	5.609	91,31	6,79
6 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.863,5	6.177	96,72	6,91
7 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.363,0	5.727	96,87	6,67
8 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.356,8	5.721	97,48	6,65
9 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.411,9	5.771	95,17	6,75
10 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.086,5	5.478	91,45	6,71
11 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.403,7	5.763	97,36	6,67
12 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.193,9	5.575	92,41	6,73
13 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	5.849,1	5.264	91,86	6,57
14 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.261,1	5.635	97,13	6,61
15 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.492,4	5.843	94,50	6,81
16 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.350,2	5.715	93,51	6,77
17 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.270,5	5.643	96,97	6,62
18 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.413,9	5.772	96,46	6,70
19 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.150,2	5.535	91,28	6,75
20 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.022,0	5.420	87,96	6,80
21 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.579,3	5.921	95,82	6,81
22 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.102,1	5.492	98,81	6,48
23 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.847,4	6.163	98,27	6,85
24 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.442,6	5.798	97,17	6,70
25 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.191,4	5.572	97,85	6,55
26 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.068,0	5.461	98,82	6,46
27 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	6.141,1	5.527	96,16	6,58
28 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	5.966,4	5.370	95,53	6,52
29 A	Yes	ENERCON	E-103 EP2 TES-2.350	2.350	103,0	98,0	0,0	USER	Level 0- official- calculated-preliminary-2350 kW-11/2015	5.882,7	5.114	89,97	6,55

Project:  
Siriema\_TCC\_guilherme

Licensed user:  
EAB New Energy GmbH  
Am Steinberg 7  
DE-09603 Großschirma  
49 37328 898-0  
EPI Energia Ltda. / matheus@epienergia.com.br  
Calculated:  
19.11.2016 18:23/3.0.651

## PARK - Main Result

Calculation: 29xE103

### WTG siting

UTM (south)-WGS84 Zone: 22						
	Easting	Southing	Z	Row data/Description		
			[m]			
1 New	550.744	6.764.632	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(86)
2 New	551.680	6.770.586	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(87)
3 New	551.654	6.763.391	1.000,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(88)
4 New	551.135	6.764.265	1.000,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(89)
5 New	549.820	6.764.628	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(90)
6 New	552.608	6.777.347	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(91)
7 New	550.067	6.766.110	978,9	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(92)
8 New	550.603	6.769.284	970,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(93)
9 New	549.656	6.765.470	989,3	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(94)
10 New	550.236	6.763.308	979,2	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(95)
11 New	553.708	6.776.769	968,9	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(96)
12 New	550.709	6.770.750	982,3	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(97)
13 New	550.458	6.762.959	963,3	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(98)
14 New	550.358	6.772.367	968,9	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(99)
15 New	551.591	6.763.991	1.000,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(100)
16 New	550.890	6.765.099	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(101)
17 New	552.245	6.776.842	966,7	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(102)
18 New	548.029	6.771.492	959,1	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(103)
19 New	550.331	6.764.865	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(104)
20 New	550.863	6.763.952	997,8	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(105)
21 New	550.609	6.771.150	990,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(106)
22 New	545.436	6.771.739	920,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(107)
23 New	553.405	6.777.355	980,8	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(108)
24 New	548.632	6.771.735	967,9	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(109)
25 New	551.180	6.772.722	960,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(110)
26 New	551.523	6.774.452	946,9	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(111)
27 New	550.894	6.771.813	970,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(112)
28 New	550.647	6.765.645	970,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(113)
29 New	550.333	6.763.736	970,0	ENERCON E-103 EP2 TES 2350 103.0 !-!	hub: 98,0 m (TOT: 149,5 m)	(114)