



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
ENG07053 - TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO EM ENGENHARIA
QUÍMICA



Técnicas de análise de dados de produção de parques eólicos

Autor: Ernani Júnior Schnorenberger

Orientador: Nilson Romeu Marcilio

Coorientador: Luiz Elody Sobreiro

Porto Alegre, junho de 2014

Sumário

Sumário	ii
Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	vi
Lista de Símbolos	vii
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	3
2.1 Aerogeradores Modernos	3
2.1.1 Curvas de Potência	4
2.2 Disponibilidade de um Parque Eólico	5
2.3 Detecção de Problemas de Funcionamento	6
2.3.1 Filtragem de Dados	6
2.3.2 Curvas Modelo	8
2.3.3 Métodos Paramétricos	9
2.3.4 Métodos Não Paramétricos	9
2.3.5 Detecção de Anomalias	9
3 Materiais e Métodos	11
3.1 Síntese de Dados de Produção	11
3.1.1 Dados MERRA	11
3.1.2 Aerogerador E 82 Enercon 2 MW	12
3.1.3 Distribuição Normal	13
4 Resultados e Discussões	16
4.1.1 Curvas de Potência	16
4.1.2 Velocidade de Rotação do Rotor Versus Potência	18
4.1.3 Ângulos de Pitch Versus Velocidade do Vento	19
4.1.4 Orientação da Nacela	20
4.2 Gestão dos Métodos	20
5 Conclusões e Trabalhos Futuros	23
6 Referências	24
7 Anexo 1	25

Agradecimentos

À minha família, pelo apoio e pelas oportunidades que me ofereceram.

Ao orientador desse trabalho, professor Nilson Romeu Marcilio, pela disponibilidade e experiência de grande valor.

Ao coorientador desse trabalho, Luiz Elody Sobreiro, pelas correções e dicas preciosas.

Aos meus colegas de faculdade durante todos estes anos, compartilhando momentos alegres.

Ao DEQUI e seus professores, pela formação que me proporcionaram.

Resumo

O objetivo deste trabalho é criar uma ferramenta para auxiliar operadores no monitoramento de parques eólicos. Utilizando dados meteorológicos públicos, foram sintetizados dados horários de produção de aerogeradores com a utilização da distribuição de probabilidade normal. A partir destes dados, foram propostos e implementados quatro métodos de análise com base em dados de produção: curva de potência, curva velocidade de rotação do rotor versus potência, curva velocidade do vento versus ângulo de *pitch* e frequência de distribuição da direção da nacela. A ferramenta foi implementada na linguagem de programação Python 3.2 com auxílio do ambiente de desenvolvimento integrado Eclipse Standard. Também foi proposto um diagrama de gestão dos métodos de análise.

Lista de Figuras

Figura 2.1: Aerogerador modelo E-101 do fabricante Enercon. Extraído do portfólio do fabricante (2014).	3
Figura 2.2: Nacela do aerogerador modelo V-66 do fabricante Vestas. Extraído do portfólio do fabricante (2014).	4
Figura 2.3: Em cinza, curva de potência calculada do aerogerador modelo E-115 do fabricante Enercon. Extraído do portfólio do fabricante (2014).	5
Figura 2.4: Distribuição de pontos obtida a partir de dados reais de produção. Extraído de Kusiak et al. (2009).	7
Figura 2.5: Distribuição de pontos obtida a partir de dados de produção. Extraído de Sainz et al. (2009).	8
Figura 2.6: Carta de controle criada a partir de dados reais de produção. Extraído de Kusiak et al. (2009).	9
Figura 3.1: Curva de potência (vermelho) gerada a partir de dados sintetizados (azul). ...	14
Figura 4.1: Representação do funcionamento de um aerogerador.	16
Figura 4.2: Curva de potência gerada por um anemômetro não calibrado (simulação). ...	18
Figura 4.3: Curva velocidade de rotação versus potência (vermelho) gerada a partir de dados sintetizados (azul).	18
Figura 4.4: Curva velocidade do vento versus ângulo de <i>pitch</i> (vermelho) gerada a partir de dados sintetizados (azul).	19
Figura 4.5: Curva de distribuição da orientação da nacela gerada a partir de dados sintetizados.	20
Figura 4.6: Interface do programa.	21
Figura 4.7: Fluxograma de gestão de análises.	22

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Estados de funcionamento de um aerogerador (<i>status codes</i>).	7
Tabela 3.1: Curvas características do aerogerador utilizadas na síntese de dados.....	12
Tabela 4.1: Curva de potência calculada a partir de dados de produção sintetizados.	17

Lista de Símbolos

v	Velocidade do vento
h	Altura de medição da velocidade do vento
α	Expoente da equação do perfil de vento
ρ	Massa específica do ar
P	Pressão atmosférica
M	Massa molar média do ar
R	Constante universal dos gases
T	Temperatura ambiente
v_a	Velocidade do vento ajustada para a massa específica do ar padrão
μ	Média da distribuição normal
σ	Desvio médio da distribuição normal
MW	Megawatt
kW	Quilowatt
rpm	Rotações por minuto

1 Introdução

Com os avanços tecnológicos ocorridos nas últimas décadas, as tecnologias de produção de energia elétrica a partir da energia cinética do vento tornaram-se economicamente viáveis, superando fontes energéticas estabelecidas, como termoelétricas e usinas nucleares (US EIA, 2014). Isso possibilitou um grande aporte de investimentos privados e estatais em parques eólicos em diferentes países, com destaque, num primeiro momento, para os países ditos desenvolvidos.

No Brasil, onde 82 % da matriz energética é composta por hidroelétricas (EPE, 2012) o sistema elétrico é altamente dependente do regime de chuvas, expondo o país a períodos de racionamento de energia, como o que ocorreu nos anos 2001 e 2002 na conhecida Crise do Apagão. Mais recentemente, em 2014, os reservatórios das usinas hidroelétricas brasileiras estiveram em um nível historicamente baixo, colocando em risco o crescimento econômico do país. A escassez foi refletida no aumento do preço da energia elétrica no mercado livre, que atingiu R\$ 822,83 em janeiro de 2014.

Estudos da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE, 2013), órgão público brasileiro que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, preveem um aumento do consumo da energia elétrica no Brasil de 4% ao ano nos próximos 10 anos. Para suprir esta demanda, reduzindo a dependência brasileira à energia hidroelétrica, está em curso uma diversificação da matriz energética nacional. Neste processo, a energia eólica está tendo um papel importante por ser altamente competitiva (US EIA, 2014) e pela abundância de locais adaptados ao seu desenvolvimento (Amarante et al., 2001).

A energia eólica é adaptada ao Brasil por diferentes razões, sendo uma delas o fato de ser um complemento à energia hidroelétrica. O período de seca no Brasil, em que os níveis dos reservatórios das usinas hidroelétricas estão baixos, coincide com o período de ventos mais fortes (Amarante et al, 2001). Desta forma, os parques eólicos podem ajudar a conservar o nível dos reservatórios em períodos de seca, aumentando a segurança do sistema elétrico nacional, reduzindo os riscos de racionamento.

Outro fator que contribui para o desenvolvimento da energia eólica na matriz energética nacional é a incidência de ventos fortes e constantes, adaptados às tecnologias atuais, principalmente na região Nordeste, tradicionalmente deficitária na produção de energia (EPE, 2013).

Neste sentido, o Ministério de Minas e Energia prevê que a capacidade eólica instalada chegue a 17 GW em 2022. Um crescimento de mais de 900 % em relação ao ano de 2012 (MME, 2013). Boa parte desta energia já foi contratada pelo governo em leilões de energia, ou seja, os projetos já estão em fase avançada. Portanto, o mercado brasileiro de projetos eólicos, que emprega hoje 356 mil pessoas (IRENA, 2014) e está em plena expansão, sofrerá uma migração do setor de projetos para o setor de operação de parques eólicos. Nesta área é que se insere este trabalho, ao propor ferramentas que auxiliem na operação de parques eólicos a partir de dados gerados pelas turbinas eólicas durante o seu funcionamento.

Utilizando Python 3.2, uma linguagem de programação de alto nível e fácil implementação, e dados meteorológicos disponíveis publicamente, são propostos

métodos de análise de dados com o objetivo de auxiliar operadores no monitoramento de parques eólicos. Além das técnicas baseadas na curva de potência de aerogeradores, muito exploradas na literatura científica, são propostos outros métodos de análise: curva velocidade de rotação do rotor versus potência, curva velocidade do vento versus ângulo de *pitch* e distribuição do ângulo de orientação da nacela.

Este trabalho está dividido em uma revisão bibliográfica, que explica o funcionamento de aerogeradores; materiais e métodos, que expõe os recursos utilizados na síntese de dados de produção e na implementação do programa; e resultados, onde os métodos são apresentados e analisados. Após, são apresentadas as conclusões resultantes deste estudo e sugestões para trabalhos futuros.

2 Revisão Bibliográfica

Moinhos de vento têm sido usados há mais de 3 mil anos por várias culturas na moagem de grãos e no bombeamento de água para irrigação ou drenagem de terras. Acredita-se que foram os Persas os primeiros a construírem moinhos no território onde hoje fica o Afeganistão. No fim do século XIX, moinhos começaram a ser também usados na geração de eletricidade, principalmente nos Estados Unidos, e durante o século XX, serviram como um meio de geração de energia elétrica em regiões isoladas. Quando a rede elétrica alcançou regiões afastadas dos grandes centros e os combustíveis fósseis começaram a ser utilizados em larga escala, na segunda metade do século XX, os moinhos, ou aerogeradores, deixaram de ser usados na geração de energia elétrica e, com raras exceções, as pesquisas foram interrompidas até o primeiro choque do petróleo em 1973.

Graças ao aumento repentino no preço do barril de petróleo ocorrido na década de 70, países como a Alemanha, os Estados Unidos, a França, o Canadá e principalmente a Suécia começaram a investir em tecnologias para produzir eletricidade a partir da energia mecânica do vento. Foram necessários 20 anos para que os modelos de aerogeradores modernos convergissem e tomassem a forma que têm hoje, com três pás, sistemas elétricos de direcionamento do cubo e variação do ângulo de ataque das pás.

Nos anos 2000, incentivos governamentais e acordos internacionais permitiram o financiamento em larga escala de pesquisas e projetos pioneiros na implementação de parques eólicos inseridos nas redes elétricas convencionais. Deste modo, a energia eólica alcançou patamares elevados de eficiência e se tornou uma fonte importante de energia nas matrizes energéticas dos países, empregando hoje 834 mil pessoas no mundo (IRENA, 2014).

2.1 Aerogeradores Modernos

Um aerogerador moderno pode ser dividido em três partes principais: um rotor, composto por três pás, uma nacela, que armazena os componentes elétricos, e uma torre, que sustenta a nacela e o rotor. A Figura 2.1 mostra um aerogerador moderno.



Figura 2.1: Aerogerador modelo E-101 do fabricante Enercon. Extraído do portfólio do fabricante (2014).

No interior da nacela, estão presentes os equipamentos responsáveis pela conversão da energia mecânica em energia elétrica. A Figura 2.2 apresenta os mais importantes desses equipamentos.

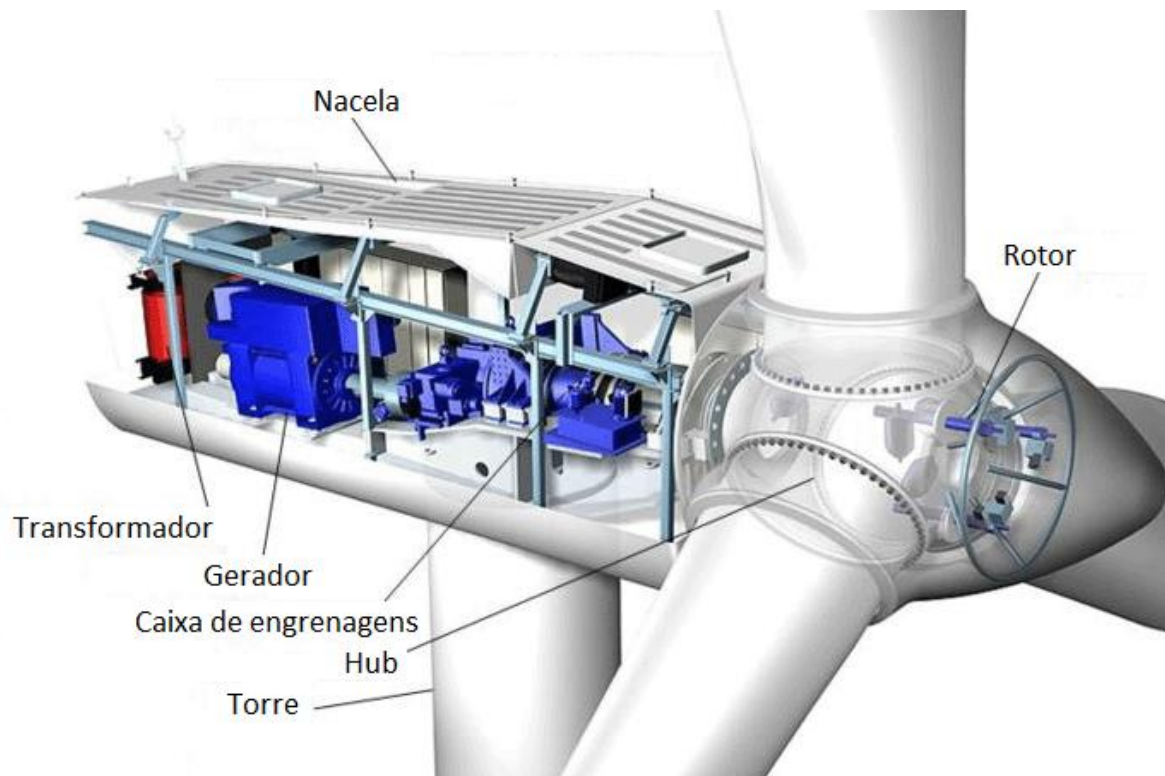


Figura 2.2: Nacela do aerogerador modelo V-66 do fabricante Vestas. Extraído do portfólio do fabricante (2014).

Alguns modelos de aerogeradores não possuem caixa de engrenagens. Nestes casos, o gerador tem um volume maior e é ligado diretamente ao eixo do rotor.

2.1.1 Curvas de Potência

A potência gerada por um aerogerador depende da velocidade do vento, da intensidade da turbulência do vento e também da massa específica do ar. A massa específica do ar, por sua vez, depende da pressão atmosférica, da temperatura e da umidade relativa do ar. Assim, quanto maior a velocidade do vento e a massa específica do ar e quanto menor a turbulência do vento, maior a potência gerada por um aerogerador.

A curva de potência é a curva característica de um aerogerador que expressa a potência gerada em função da velocidade do vento para uma dada densidade do ar e intensidade de turbulência. Ela pode ser calculada ou medida, mas geralmente ela é calculada pelo fabricante para a massa específica do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ e intensidade de turbulência de 10 %. Essa curva é fornecida sob a forma de um contrato entre o comprador e o fabricante. A curva medida é obtida a partir de medições de velocidade do vento feitas em campo, cruzadas com informações de produção (potência produzida).

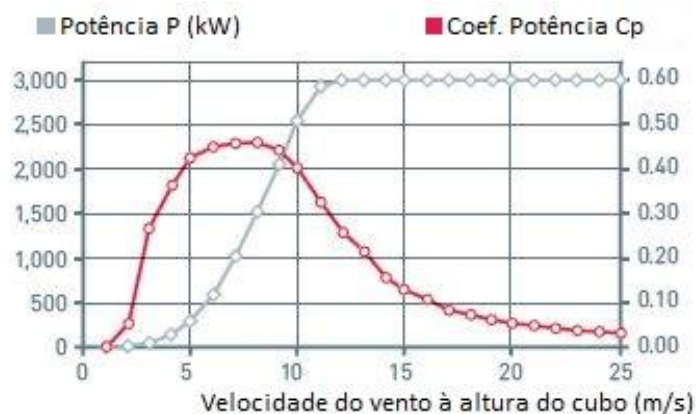


Figura 2.3: Em cinza, curva de potência calculada do aerogerador modelo E-115 do fabricante Enercon. Extraído do portfólio do fabricante (2014).

Como mostrado na curva de potência da Figura 2.3, um aerogerador começa a produzir eletricidade quando a velocidade do vento é superior a 2 ou 3 m/s, dependendo do modelo de aerogerador. No momento da partida até a velocidade do vento de 10 m/s, o ângulo de ataque das pás é grande, permitindo assim que o rotor aproveite grande parte da energia mecânica disponível no vento. Quando a velocidade do vento é superior a 10 m/s, o gerador já está em sua capacidade máxima de produção e as pás começam a ser giradas para reduzir o ângulo de ataque mantendo assim a velocidade de rotação do rotor constante, mesmo com ventos mais elevados. Por volta de 25 m/s, a velocidade do vento começa a colocar em risco a integridade dos equipamentos elétricos e o aerogerador é freado até parar por motivos de segurança.

O fato de um aerogerador moderno atingir sua produção máxima por volta de 10 m/s, mesmo podendo produzir energia até 25 m/s, significa que há um grande desperdício de energia cinética para ventos com intensidade elevada. Na realidade, ventos acima de 10 m/s são pouco frequentes, tornando inviáveis economicamente aerogeradores que possam aumentar a sua capacidade de produção até 25 m/s. Isso explica o platô presente na curva de potência.

2.2 Disponibilidade de um Parque Eólico

Devido a falhas de controle, problemas técnicos ou paradas para manutenção, os aerogeradores não estão disponíveis para gerar energia todo o tempo. Assim, durante a operação de um parque eólico, é necessário mensurar o desempenho dos aerogeradores calculando a disponibilidade de um aerogerador ou de um parque eólico.

A disponibilidade mede o tempo em que o aerogerador esteve pronto para operar em um dado período. Um aerogerador com disponibilidade de 97 % em um ano, por exemplo, esteve pronto para operar 97 % do tempo, no ano em questão. Isso não significa que ele estava produzindo energia 97 % do tempo e sim que ele estava apto para produzir se houvesse ventos superiores à velocidade de partida. Períodos em que não houve produção porque a velocidade do vento não era grande o suficiente não fazem parte do cálculo.

Assim como as curvas de potência, a disponibilidade costuma fazer parte dos contratos entre fabricantes e compradores de aerogeradores. Estes contratos preveem

penalidades ou prêmios financeiros ao fabricante dependendo da disponibilidade medida durante o período de produção de um parque eólico.

Conroy et al. (2011) propõem um novo cálculo da disponibilidade com base na energia produzida. Ou seja, ao invés de calcular o tempo em que o aerogerador deixou de produzir energia, calcula-se a energia que deixou de ser produzida. Assim, Conroy et al. demonstram que a disponibilidade com base na energia tende a ser superior à disponibilidade com base no tempo pois as falhas de funcionamento tendem a ocorrer quando os aerogeradores são muito solicitados, ou seja, quando a velocidade do vento é elevada.

2.3 Detecção de Problemas de Funcionamento

Kusiak et al. (2011) estimam que em 20 anos de operação, que é o tempo de vida médio de um aerogerador, as intervenções de manutenção e substituição de peças custam entre 10 e 15 % da receita gerada por esse aerogerador. Por este motivo, o monitoramento das condições do parque, assim como o diagnóstico de falhas são prioridade no decorrer da operação.

Durante o funcionamento de um aerogerador, os dados medidos em médias de 10 minutos pelos instrumentos utilizados nas malhas de controle, conhecidas como SCADA (*supervisory control and data acquisition*) como velocidade do vento, potência, ângulo das pás e velocidade de rotação do rotor, são armazenados em uma base de dados. As empresas que operam o parque têm interesses diversos em guardar este material, seja para utilizá-lo em reavaliações da produção de energia, seja para manter traços das operações.

Recentemente, autores como Kusiak et al. (2009) e Márquez et al. (2012) têm proposto métodos de análise destes dados para a detecção ou para a previsão de falhas em aerogeradores. Isso permite uma otimização da operação dos parques fornecendo ferramentas para a tomada de decisão dos operadores e gestores dos parques. As análises mais promissoras baseiam-se em comparações entre a curva de potência calculada e as curvas de potência obtidas durante a operação em condições normais. No entanto, como demonstrado por Sainz et al. (2009), a grande quantidade de dados a ser tratada e muitas vezes a baixa qualidade dos mesmos impõe desafios como técnicas de filtragem de dados e algoritmos robustos.

2.3.1 Filtragem de Dados

A maioria das técnicas de detecção de falhas em aerogeradores tem como base a análise da curva de potência construída a partir dos dados de produção, nesse caso, velocidade do vento e potência gerada. Acima da nacela, são instalados anemômetros e sensores de direção utilizados pelo sistema SCADA. Cruzando os dados de velocidade do vento registrados por esses anemômetros com dados de potência produzida, é possível construir curvas de potência. A Figura 2.4 obtida por Kusiak et al. (2009) demonstra a distribuição dos pontos obtida a partir de dados medidos de velocidade do vento e potência.

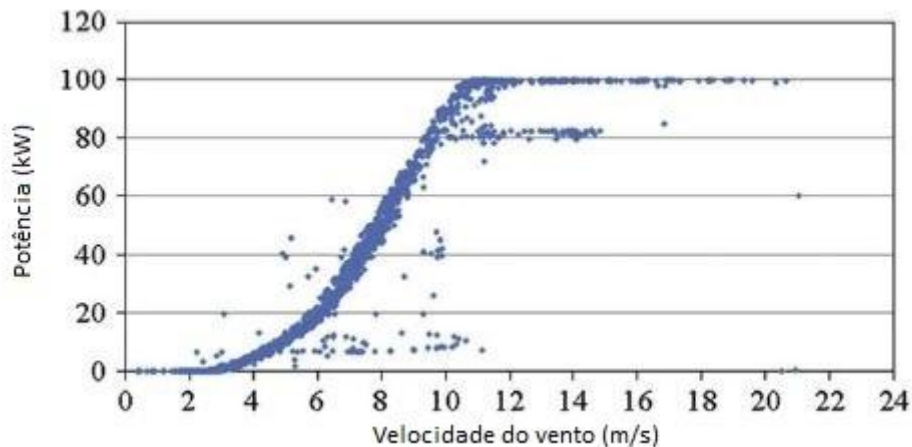


Figura 2.4: Distribuição de pontos obtida a partir de dados reais de produção. Extraído de Kusiak et al. (2009).

Comparando a curva de potência calculada com a curva de potência obtida pelo método descrito acima, é possível detectar uma série de problemas de funcionamento dos aerogeradores como demonstrado por Marvuglia e Messineo (2012). No entanto, por diferentes razões, que serão citadas a seguir, é necessário um pré-tratamento dos dados SCADA para que se tenha confiabilidade nos resultados da análise.

Como apresentado por Kusiak et al. (2011), um aerogerador possui vários estados de funcionamento, *status codes*, atribuídos pelo sistema SCADA. Uma lista de possíveis *status codes* é apresentada na Tabela 2.1:

Tabela 2.1: Estados de funcionamento de um aerogerador (*status codes*).

Status code	Status text
1	Program start PLC
2	No errors
3	Manual stop
4	Remote stop
5	Remote start
6	System OK
9	Under-voltage
21	Cable twisting left
25	No speed reduction with primary braking
28	No speed reduction with secondary braking

Fonte: Kusiak et al. (2011).

A maior parte dos estados de funcionamento representam condições em que o aerogerador não está em seu desempenho regular. Portanto, não cabe utilizar estes dados na construção de uma curva de potência medida. Para o caso do aerogerador da Tabela 2.1, somente os dados gerados quando o aerogerador apresenta *status code* igual a 2, *No errors*, seriam usados.

Outros dados que devem ser retirados da análise são aqueles fisicamente impossíveis ou inesperados, como velocidade do vento ou potência negativas. Estes dados são criados devido às particularidades no sistema de registro do sistema SCADA ou em falhas de

transmissão ou armazenamento de dados. Se não forem retirados da análise, poderão resultar em interpretações erradas dos resultados.

2.3.2 *Curvas Modelo*

As curvas de potência calculadas obtidas pelo sistema SCADA são frequentemente deslocadas no eixo da velocidade, quando comparadas com as curvas de potência calculadas. Isso ocorre quando o anemômetro da nacela não está corretamente calibrado ou quando a calibração não é conhecida pelos operadores do parque eólico. Apesar de não afetarem muito o correto funcionamento do sistema SCADA, esses anemômetros podem perturbar a comparação entre as curvas medidas e garantidas pelos fabricantes. A diferença entre as curvas pode ser interpretada erroneamente, em uma análise, como um defeito no aerogerador.

Outros fatores também podem explicar a diferença entre a curva medida e a calculada. As condições de operação de um parque eólico, por exemplo, podem ser diferentes das condições para as quais os aerogeradores foram calculados. O fluxo do vento pode não ser perfeitamente horizontal devido à orografia do terreno (Marvuglia e Messineo, 2012) e, como já citado anteriormente, a potência produzida depende também da massa específica do ar e da intensidade da turbulência.

Portanto, ao invés de comparar a curva de potência medida com a curva calculada na tentativa de encontrar problemas de funcionamento, pode ser construída uma curva de potência modelo, com dados medidos pelo próprio aerogerador em um período em que se tem certeza do bom funcionamento do mesmo (Marvuglia e Messineo, 2012). Se esta solução for combinada com as correções para a massa específica do ar e a intensidade da turbulência, é possível detectar mais apuradamente desvios no desempenho do aerogerador.

A Figura 2.5 apresenta uma distribuição de pontos e destaca pontos que não deveriam fazer parte de uma curva modelo, pontos 1, 2, 3 e 4.

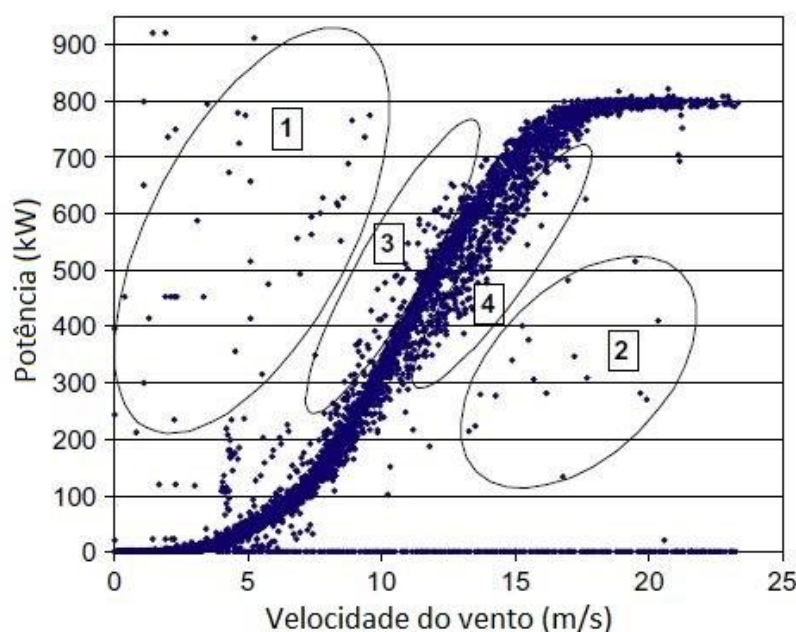


Figura 2.5: Distribuição de pontos obtida a partir de dados de produção. Extraído de Sainz et al. (2009).

2.3.3 Métodos Paramétricos

Após a filtragem e a correção dos dados obtidos do sistema SCADA as curvas de potência medidas podem ser construídas. Na literatura, estão disponíveis várias técnicas de construção de curvas de potência para aerogeradores. Elas podem ser classificadas entre paramétricas e não paramétricas.

Os métodos paramétricos tentam aproximar a curva de potência por uma função. Os parâmetros desta função são estimados para cada aerogerador do parque eólico.

Kusiak et al. (2009) propõem um método paramétrico não linear baseado na função logística. Os parâmetros são calculados por 4 algoritmos de domínios de estudo diferentes: *data mining*, *evolutionary computation*, *principal component analysis* e *statistical process control*.

2.3.4 Métodos Não Paramétricos

Os métodos não paramétricos constroem uma curva de potência discretizada. Cada ponto da curva é estimado separadamente por um algoritmo, a partir dos dados medidos.

Marvuglia e Messineo (2012) compararam 3 métodos não paramétricos baseados em técnicas de *machine learning* e redes neurais. Os autores demonstraram a possibilidade de criar um sistema *online* de alarmes a partir da comparação entre a curva modelo e a curva medida pelas técnicas propostas.

2.3.5 Detecção de Anomalias

Kusiak et al. (2009) propõem métodos paramétricos e não paramétricos para construir uma curva modelo e uma abordagem residual para testar estas curvas na detecção de anomalias.

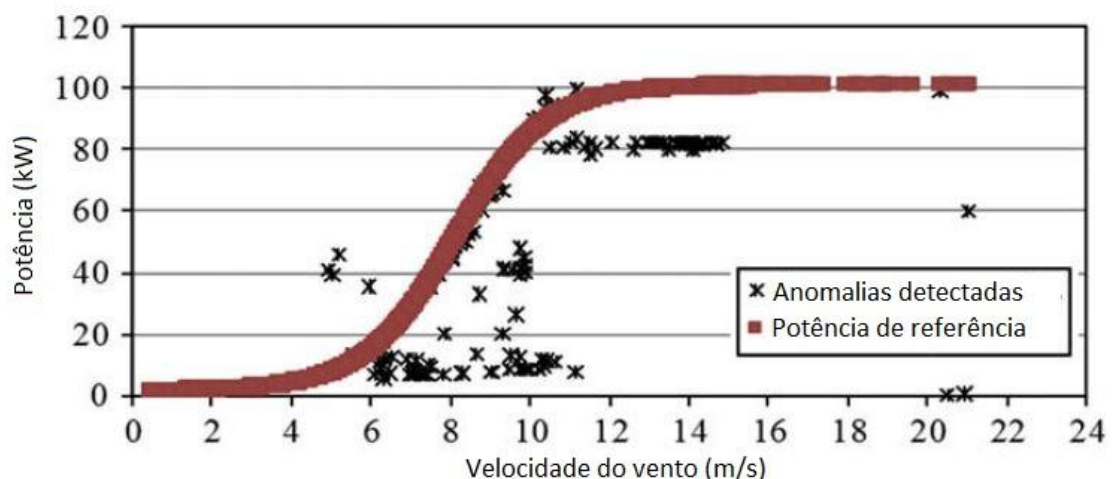


Figura 2.6: Carta de controle criada a partir de dados reais de produção. Extraído de Kusiak et al. (2009).

A partir da curva modelo, são construídas cartas de controle com o limite superior e inferior aceitável para os pontos de uma distribuição com dados medidos, como mostrado na Figura 2.6. Em fase de operação de um aerogerador, os pontos da distribuição que se encontrarem fora deste limite são classificados como anomalias e

podem, por exemplo, disparar um alarme para que os operadores do parque possam averiguar um possível problema nesse aerogerador.

3 Materiais e Métodos

Neste trabalho, os métodos de análise foram implementados e testados com a linguagem de programação Python versão 3.2 para Windows 7 32 bits. Python é uma linguagem de programação de alto nível orientada a objetos criada em 1980 pelo holandês Guido van Rossum. Ela possui licença de utilização e distribuição livre, mesmo para fins comerciais, e funciona em vários sistemas operacionais. Atualmente, o desenvolvimento é coordenado pela *Python Software Foundation*, uma organização sem fins lucrativos com sede nos Estados Unidos.

Python vem sendo muito utilizada no meio científico por ser de fácil aprendizado, alta performance e gratuita. Ela também se destaca pela farta documentação disponível na internet e pelas extensões que permitem a sua utilização nos mais diferentes campos de pesquisa.

Foram utilizadas duas extensões de Python. A primeira conhecida como NumPy, tenta recriar as funcionalidades de Matlab. Assim, é possível utilizar funções matemáticas e tratamentos estatísticos comuns em Matlab também em Python, com a vantagem de que Python processa grandes quantidades de dados mais rapidamente do que Matlab. A segunda extensão, chamada Matplotlib, permite a construção de diferentes tipos de gráficos a partir de linhas de comando escritas em Python.

O código foi escrito num ambiente de programação integrado chamado Eclipse Standard que possui o *plug-in* Pydev. Pydev possibilita que o código seja escrito, testado e reestruturado em uma única plataforma auxiliando no processo de desenvolvimento.

Os dados brutos foram armazenados em arquivos CSV (*comma-separated values*) e colocados em uma pasta para simular uma base de dados. Esses arquivos são lidos pelo código escrito em Python e os resultados das análises, gráficos e tabelas de dados, são salvos em uma pasta disponível para o usuário.

O computador utilizado nos testes e no desenvolvimento possui um processador AMD A8-4500M1, 1900 MHz, com quatro núcleos.

3.1 Síntese de Dados de Produção

Para testar os métodos de análise propostos, foram sintetizados dados de produção. Foi escolhido como modelo o aerogerador E 82 de 2 MW de potência nominal e 100 m de altura da nacela do fabricante de aerogeradores Enercon. Como nem todas as curvas de operação utilizadas neste trabalho são disponibilizadas pelo fabricante, também foi utilizado na construção do modelo o *Wind Energy Handbook* publicado pela editora Wiley (Burton et al., 2011) que apresenta curvas de operação genéricas.

3.1.1 Dados MERRA

O processo de síntese utilizou dados meteorológicos reais. A NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) possui um programa chamado MERRA (*Modern ERA Retrospective Analysis for Research and Applications*) que compila dados de estações meteorológicas, satélites, e sondas instaladas em aviões e navios. Esses dados meteorológicos são tratados e disponibilizados em base horária no *web site* do programa MERRA. A utilização deles para fins comerciais ou de pesquisa é livre e eles vêm sendo

muito empregados no Brasil no cálculo de estimações da produção de energia em parques eólicos.

Neste trabalho, foram utilizados dados horários MERRA de pressão atmosférica, temperatura, velocidade e direção do vento a uma altura de 50 m acima do solo. Os dados correspondem a pontos geográficos localizados na costa do Estado do Ceará e datam do dia 01 de janeiro de 2000 até o dia 31 de março de 2014.

3.1.2 Aerogerador E 82 Enercon 2 MW

Enercon é um fabricante alemão de aerogeradores com mais de 20 mil máquinas instaladas em todo mundo, inclusive no Brasil. Dentre os aerogeradores do portfólio da companhia, foi escolhido o modelo E 82 de 2 MW para testar os métodos de análise propostos. A Tabela 3.1 apresenta os dados das curvas características do aerogerador utilizado na síntese de dados.

Tabela 3.1: Curvas características do aerogerador utilizadas na síntese de dados.

Velocidade do vento (m/s)	Potência (kW)	Velocidade de rotação do rotor (rpm)	Ângulo de pitch (graus)
1	0	0	3
2	3	0	3
3	25	6	3
4	82	7,2	3
5	174	8,4	3
6	321	9,6	2
7	532	10,8	1
8	815	12	0
9	1180	13,2	0
10	1580	14,4	0
11	1810	15,6	0
12	1980	16,8	0
13	2050	18	0
14	2050	18	3
15	2050	18	4
16	2050	18	5
17	2050	18	6
18	2050	18	7
19	2050	18	8
20	2050	18	9
21	2050	18	10
22	2050	18	11
23	2050	18	12
24	2050	18	13
25	2050	18	14

Fonte: Burton et al. (2011) e portfólio Enercon, modificado.

No Anexo 1, encontra-se informações técnicas do aerogerador proposto, como curva de potência, velocidade de rotação do rotor e coeficiente de potência.

Para sintetizar os dados de potência gerada por este aerogerador, os dados de velocidade do vento do programa MERRA foram cruzados com a curva de potência do aerogerador E 82. Os dados de velocidade de rotação do rotor e ângulo de *pitch* foram sintetizados a partir de curvas publicadas por Burton et al. (2011) ajustadas com as informações técnicas do aerogerador E 82. Apesar de essas curvas provavelmente não serem idênticas ao comportamento do aerogerador E 82, elas servem ao propósito deste trabalho de propor e testar métodos de análise.

3.1.3 Distribuição Normal

O processo de síntese de dados tenta aproximar o comportamento de um aerogerador Enercon E 82 de 2 MW de potência nominal a partir de condições meteorológicas estimadas pelo programa MERRA e a geração de números aleatórios que respeitem uma distribuição normal.

Primeiramente os dados de velocidade do vento são corrigidos para a altura dos aerogeradores propostos. Como o programa MERRA estima dados de velocidade do vento para uma altura de 50 m acima do solo, é necessário extrapolar a altura para 100 m que é a altura da nacela do modelo de aerogerador escolhido. Nesta aproximação, foi utilizada a equação 3.1 que relaciona a velocidade do vento e a altura de medição da mesma. Nesta equação, v_1 e v_2 representam a velocidade do vento nas alturas h_1 e h_2 , respectivamente.

$$v_1/v_2 = \left(h_1/h_2 \right)^\alpha \quad (3.1)$$

O expoente α é derivado empiricamente e depende da estabilidade da atmosfera e da rugosidade do terreno. No presente trabalho não foi possível estimá-lo pois só haviam dados disponíveis a uma altura de medição. Portanto, utilizou-se $\alpha = 2$, considerado um valor médio para o coeficiente.

Posteriormente, a velocidade do vento foi ajustada pela massa específica do ar para que a mesma pudesse ser considerada padrão no restante do tratamento dos dados, $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$, e, desta forma, a curva de potência gerada fosse comparável à curva do fabricante. A equação 3.2 é usada para estimar a massa específica do ar ρ , onde P é a pressão atmosférica, M a massa molar do ar, R a constante universal dos gases e T a temperatura absoluta. A equação 3.3 é usada para ajustar a velocidade do vento v_a , onde v é a velocidade do vento na altura h_1 .

$$\rho = PM/RT \quad (3.2)$$

$$v_a/v = \left(\rho/1,225 \right)^{1/3} \quad (3.3)$$

Não foram feitos ajustes para a turbulência do vento pois o programa MERRA não disponibiliza dados de variância ou desvio padrão da velocidade do vento que seriam necessários para este cálculo. De todo modo, Burton et al. (2011) demonstram que estas

correções são discutíveis já que se baseiam em hipóteses irrealistas. Dentre as hipóteses assumidas para os ajustes de turbulência, destacasse como irrealista a dependência da potência produzida pelo cubo da velocidade do vento medida.

Feitos os ajustes da velocidade do vento, os dados de produção podem ser estimados. Para isso são utilizadas curvas que descrevem o comportamento médio, ou esperado, do aerogerador em função da velocidade do vento. Assim, são criados dados de potência, velocidade de rotação do rotor e ângulo de ataque das pás (ângulo de *pitch*).

A distribuição de probabilidade normal, descrita pela equação 3.4, é utilizada em probabilidade quando o número de variáveis que descrevem o processo é muito grande. A variável μ representa a média da distribuição e σ o seu desvio padrão.

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{(-x^2/2)} \quad (3.4)$$

Inicialmente, para cada velocidade do vento registrada, são recriados dados esperados pelas curvas características dos aerogeradores. Posteriormente, cada um desses dados inicializa uma distribuição de probabilidade normal. Essa distribuição é centrada (μ) no valor obtido pela curva característica e tem um desvio padrão (σ) comum à variável que está sendo estimada. Por fim, é gerado um número aleatório com probabilidade que respeite a distribuição normal. Ou seja, o número gerado a partir da curva que descreve o comportamento médio do aerogerador é acrescido de um desvio aleatório com distribuição normal, simulando dados em condições de operação.

A Figura 3.1, obtida pelo programa criado, apresenta uma curva de potência média (curva medida) obtida com dados gerados pelo método descrito acima, tal como a curva garantida pelo fabricante.

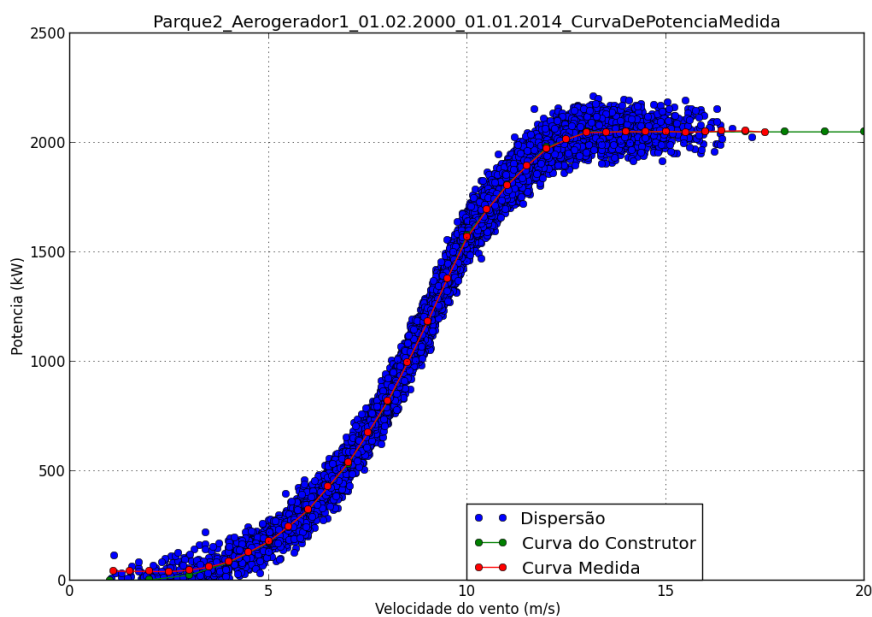


Figura 3.1: Curva de potência (vermelho) gerada a partir de dados sintetizados (azul).

Comparando a Figura 3.1 com a Figura 2.5 obtida por Sainz et al. (2009) a partir de dados reais de produção, é possível afirmar que elas são parecidas, permitindo assim, que

os dados sintetizados sejam utilizados para o objetivo proposto, isto é, testar os métodos de análise e a implementação dos mesmos.

4 Resultados e Discussões

O funcionamento de um aerogerador pode ser representado, simplificada, como mostrado na Figura 4.1.

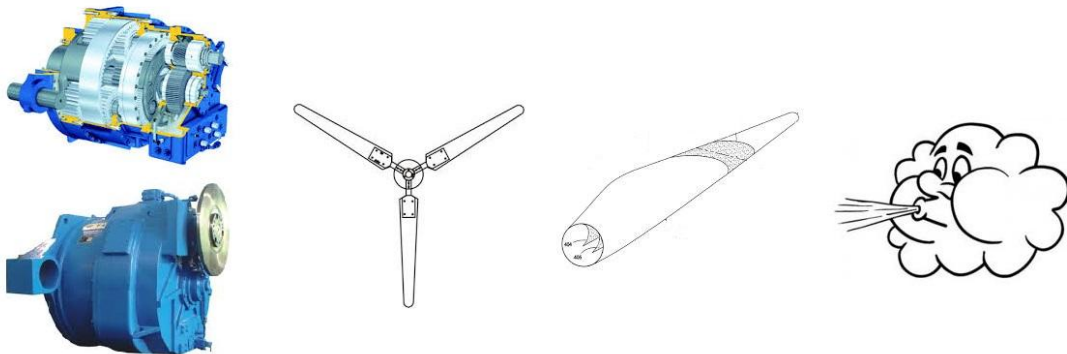


Figura 4.1: Representação do funcionamento de um aerogerador.

Na Figura 4.1, da direita para a esquerda, o vento atinge as pás que estão posicionadas com uma certa inclinação (ângulo de *pitch*), as pás transmitem o torque ao eixo do rotor que está conectado à caixa de engrenagens, e esta, por sua vez, movimenta o aerogerador produzindo energia elétrica.

Os métodos de análise que serão propostos abaixo têm o intuito de ajudar na detecção de falhas em aerogeradores e de indicar de quais dos elementos citados na Figura 4.1 estas falhas podem ser provenientes.

4.1.1 Curvas de Potência

A análise da curva de potência é o método mais utilizado para medir o desempenho de um aerogerador. Como mostrado na Figura 4.1, a velocidade do vento é a variável de entrada do modelo de um aerogerador e a potência a variável de saída. Relacionando as duas variáveis em uma mesma curva e comparando-a com uma curva padrão, é possível verificar o funcionamento do aerogerador como um todo. Deste modo, um aerogerador que possui uma curva de potência parecida com a curva de potência garantida pelo fabricante deve estar em bom estado de funcionamento.

Existem vários métodos para construir curvas de potência a partir de dados de produção. Na revisão bibliográfica, foram citados métodos paramétricos e não paramétricos utilizados por diversos autores. O método de construção escolhido para implementação é o recomendado pelas normas IEC (*International Electrotechnical Commission*). Trata-se de um método simples, de pouca demanda computacional e pouco sujeito a desvios quando há pontos fora da curva.

Primeiramente, os dados de potência em kW são separados em função da velocidade do vento em que foram registrados. Para cada intervalo de 0,5 m/s de velocidade do vento, é construída uma série de registros de potência. Posteriormente são feitas médias dos dados de potência registrados para cada intervalo de velocidade do vento para obter as ordenadas da curva. As abscissas são obtidas calculando-se as médias das velocidades dos ventos registradas para cada intervalo. O resultado é um conjunto de pontos que descrevem a curva de potência medida para a turbina em questão, em um certo período.

A Tabela 4.1 apresenta os dados de uma curva de potência calculada com o programa desenvolvido. Além das médias das potências registradas para cada intervalo de velocidade do vento, foram calculadas as medianas, o desvio padrão e o número de pontos registrados.

Tabela 4.1: Curva de potência calculada a partir de dados de produção sintetizados.

Velocidade do vento (m/s)	Potência média (kW)	Potência mediana (kW)	Potência desvio (kW)	Número de pontos
1,1	42,4	42,9	25,8	51
1,5	40,2	35,3	29,2	227
2,0	41,9	37,9	30,7	441
2,5	41,2	34,3	31,4	719
3,0	45,9	38,2	34,2	1093
3,5	60,6	55,4	40,9	1513
4,0	86,5	84,2	47,3	2199
4,5	129,7	129,6	50,6	3062
5,0	177,7	178,0	53,4	4384
5,5	248,6	248,6	54,0	5871
6,0	326,6	326,9	56,4	7836
6,5	426,7	427,4	59,2	9784
7,0	536,2	535,6	60,8	10652
7,5	672,1	672,3	64,5	11225
8,0	819,3	818,4	68,6	11538
8,5	994,8	994,4	72,8	11627
9,0	1179,3	1178,3	74,4	11381
9,5	1374,4	1373,6	76,4	9772
10,0	1564,2	1565,3	67,1	7730
10,5	1690,7	1690,3	59,9	5465
11,0	1800,1	1801,1	57,8	3089
11,5	1890,5	1890,9	53,3	1459
11,9	1968,0	1967,9	54,9	588
12,4	2009,4	2005,4	50,6	143
12,9	2044,5	2042,8	50,7	20

Frequentemente os anemômetros da nacela não estão calibrados ou apresentam uma calibração desconhecida pelo operador do parque. Nestes casos, a curva de potência obtida pelos dados de produção pode estar deslocada no eixo das velocidades, como mostrado na Figura 4.2. Portanto, é necessária a construção de uma curva de potência modelo, com dados do próprio aerogerador em estado de funcionamento sem falhas.

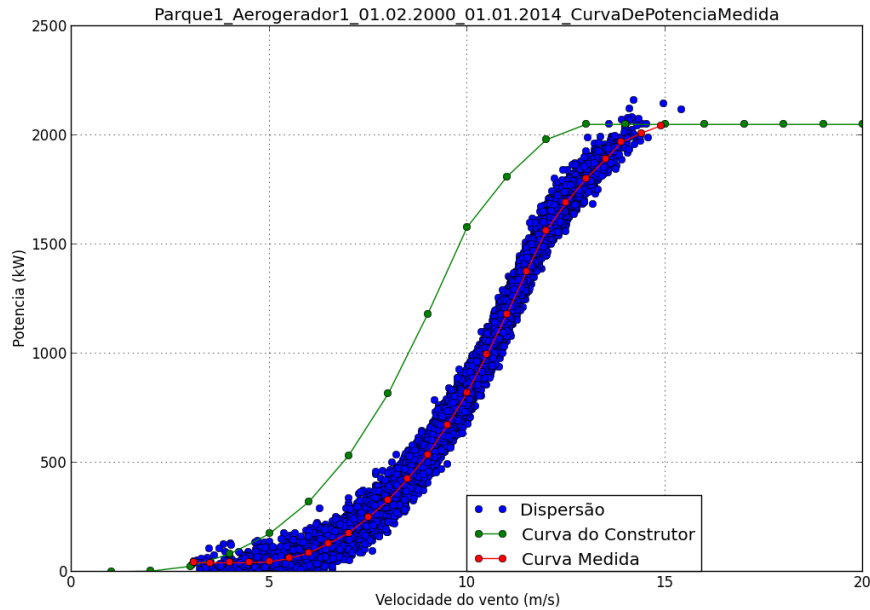


Figura 4.2: Curva de potência gerada por um anemômetro não calibrado (simulação).

4.1.2 Velocidade de Rotação do Rotor Versus Potência

Segundo Kusiak et al. (2011), defeitos nas caixas de engrenagens são umas das falhas mais frequentes no funcionamento de aerogeradores. Caso a caixa de engrenagens ou o gerador estejam com um problema, provavelmente ele será refletido em um baixo desempenho do aerogerador e será possível perceber isso pela curva de potência. Entretanto, a curva de potência não é uma análise suficientemente seletiva para indicar a razão da falha. A Figura 4.3 apresenta a curva rotação do rotor versus potência, obtida pelo programa criado, para o modelo de aerogerador proposto.

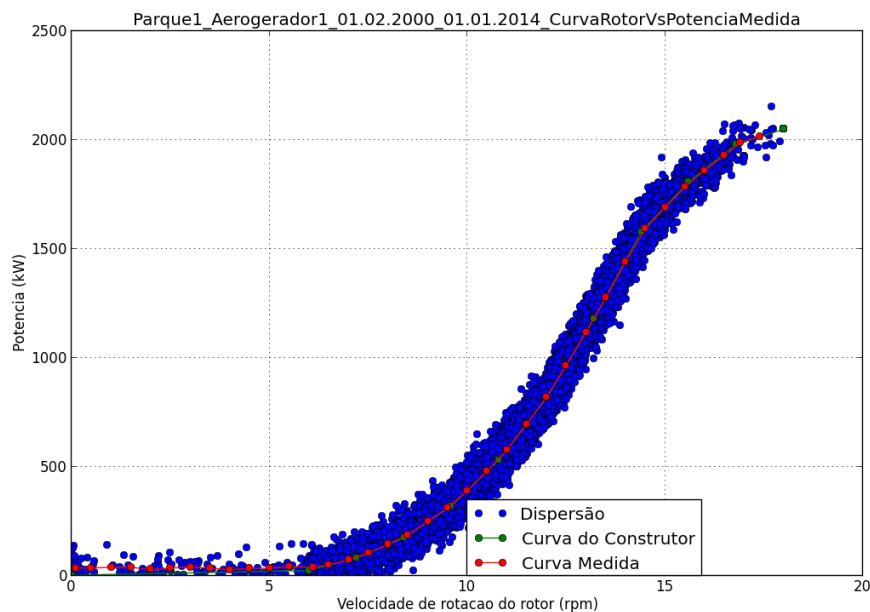


Figura 4.3: Curva velocidade de rotação versus potência (vermelho) gerada a partir de dados sintetizados (azul).

Comparando a velocidade de rotação do rotor com a potência produzida, eliminam-se as contribuições do ângulo das pás ou da orientação da nacela na análise e é possível afirmar, de maneira mais precisa do que pela curva de potência, se a falha está ou não sendo causada pela caixa de engrenagens ou o gerador.

A Figura 4.3 foi construída da mesma forma que a curva de potência, mas substituindo os valores de velocidade do vento por velocidade de rotação do rotor.

4.1.3 Ângulos de Pitch Versus Velocidade do Vento

O ângulo de ataque das pás, também conhecido como ângulo de *pitch*, varia em função da velocidade do vento. Esse movimento é controlado por motores elétricos independentes para cada uma das pás e que podem estar sujeitos a falhas. Se o ângulo de *pitch* de uma das pás estiver demasiadamente diferente do ângulo de *pitch* das outras pás, ocorrerá um desequilíbrio nas forças sobre o rotor que poderá comprometer a estrutura do aerogerador, além de reduzir a eficiência do mesmo.

Uma análise mais seletiva do que a curva de potência pode ajudar a identificar problemas ligados ao ângulo de *pitch*. Assim, é proposta a curva mostrada na Figura 4.4 que compara a velocidade do vento com o ângulo de ataque das pás. Nesta análise, são excluídas as influências do gerador e da caixa de engrenagens.

Os pontos da curva são calculados da mesma forma que os pontos da curva de potência, substituindo os dados de potência por dados de ângulo de *pitch*.

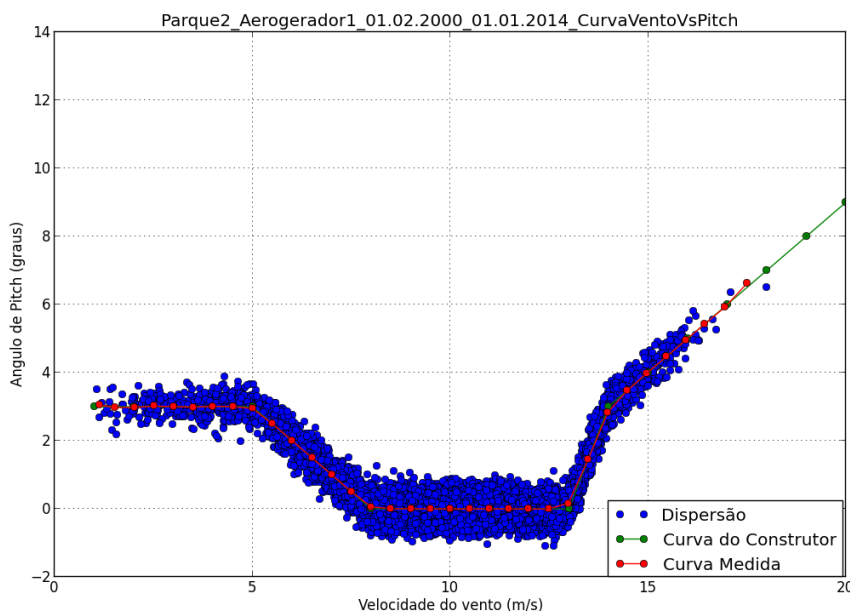


Figura 4.4: Curva velocidade do vento versus ângulo de *pitch* (vermelho) gerada a partir de dados sintetizados (azul).

A Figura 4.4 mostra a curva do ângulo de *pitch* versus a velocidade do vento para um aerogerador do modelo proposto. É importante ressaltar que o formato desta curva pode variar muito de um fabricante para o outro já que existem diferentes formatos para as pás e, portanto, diferentes sistemas de controle do ângulo de *pitch*.

4.1.4 Orientação da Nacela

Os motores de orientação responsáveis por manter a nacela frente ao vento são controlados por um sistema que utiliza os dados provenientes do sensor de direção localizados acima da nacela. Se o sensor de direção estiver quebrado ou desalinhado, ou se houver uma falha ligada ao sistema de controle, a nacela pode ser orientada com um desvio em relação à direção predominante do vento. Fala-se em desvio do ângulo de *yaw*. Esta falha pode ou não se refletir na curva de potência, pois, nestes casos, o vento atingiria o rotor do aerogerador em um ângulo inclinado. Para ajudar na detecção destes problemas, é proposta a análise da distribuição da direção do vento do sensor de direção sobre a nacela.

Como mostrado na Figura 4.5, a distribuição dos dados do sensor de direção tem o formato de uma curva Gaussiana. Esta curva é centrada em zero, uma vez que a nacela está, em média, alinhada com a direção do vento. Como a direção do vento flutua mais rapidamente do que os ajustes de orientação que são efetuados pelos motores da nacela, observa-se que parte do tempo a nacela está desalinhada, formando assim uma curva Gaussiana.

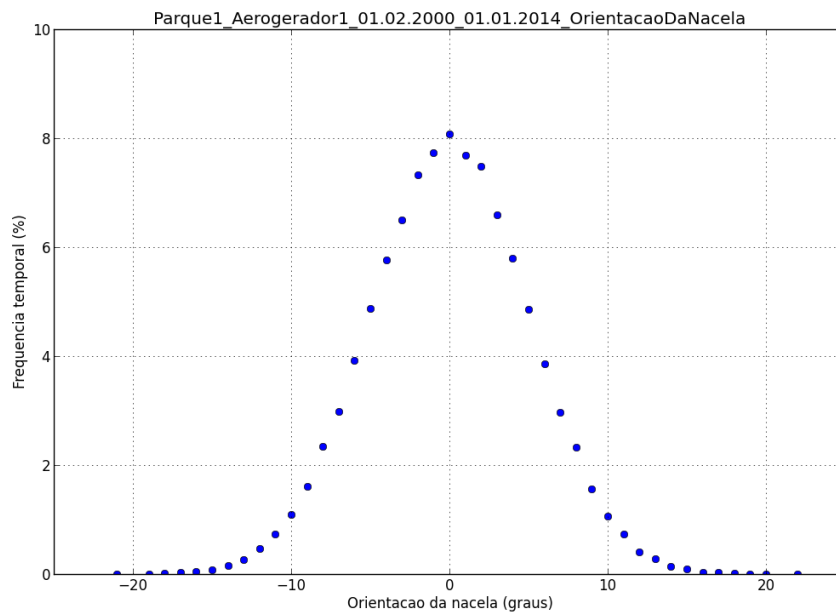


Figura 4.5: Curva de distribuição da orientação da nacela gerada a partir de dados sintetizados.

Se a distribuição do sensor de direção apresentar uma curva não centrada em zero, isso significa que a nacela não está orientada face ao vento e este desvio deve ser corrigido. Da mesma forma, se o desvio padrão apresentado pela curva for demasiadamente grande, significa que, em média, a nacela não está face ao vento com a devida frequência.

4.2 Gestão dos Métodos

A ferramenta desenvolvida neste trabalho permite que o operador do parque escolha uma análise para um aerogerador específico em um certo período de tempo. A Figura 4.6

apresenta a interface do programa tal como ela é visualizada na plataforma de desenvolvimento.

```
|Tecl "1" para apagar os dados das analises anteriores:
1 Parque1
2 Parque2
Escolha um parque :2
Escolha um aerogerador :2
Escolha a data do inicio da analise (dd/mm/aaaa) : 01/05/2005
Escolha a data do fim da analise (dd/mm/aaaa) :01/06/2010
1 Curva de potencia
2 Velocidade de rotacao do rotor vs potencia
3 Angulo de pitch vs velocidade do vento
4 Distribuicao da direcao da nacela
Escolha a analise:1
```

Figura 4.6: Interface do programa.

Em preto, são visualizadas as perguntas que são postas ao operador para a realização de uma análise. Em verde, as respostas do operador. Para fins de teste, foram sintetizados dados de 4 aerogeradores divididos em dois parques diferentes: parque1 e parque2.

A primeira pergunta feita ao operador diz respeito às análises realizadas anteriormente. Caso seja de interesse, a pasta 'Analises', onde os resultados das análises são armazenados, pode ter o seu conteúdo apagado. A segunda e terceira perguntas dizem respeito ao parque eólico e ao gerador a ser investigado.

Posteriormente, o operador pode escolher a data de início e fim da geração dos dados que serão utilizados nas análises. Se o período escolhido for muito curto, há o risco de que a curva da análise escolhida seja demasiadamente diferente quando comparada à curva de referência, pois quando o número de pontos é pequeno, o desvio médio entre eles tende a ser maior. Por outro lado, se o período da análise for muito longo, falhas pontuais do aerogerador podem passar despercebidas.

Ao fim da análise, o operador encontra na pasta 'Analises' a figura do gráfico correspondente no formato PNG, uma tabela com os dados de produção utilizados na análise e uma outra tabela com os pontos das curvas, ambas tabelas no formato SCV.

A Figura 4.7 apresenta um fluxograma com a rotina de análises que poderia ser seguida por um operador para verificar o desempenho de um aerogerador. O primeiro teste a ser realizado seria a curva de potência. Caso a curva de potência medida seja parecida com a curva de potência de referência (curva do fabricante ou curva modelo), provavelmente o aerogerador está funcionando sem apresentar falhas. Caso contrário, o operador do parque seguiria para a próxima análise, velocidade de rotação do rotor versus potência. Esta análise, por sua vez, ao comparar a curva de velocidade de rotação do rotor versus potência com uma curva de referência, permitiria verificar se o problema provém do conjunto caixa de engrenagens mais gerador.

A próxima análise a ser realizada pelo operador seria o ângulo de *pitch* versus a velocidade do vento. Como citado anteriormente, ela poderia indicar se um possível problema tem origem com os motores de *pitch* ou com o sistema de controle dos mesmos.

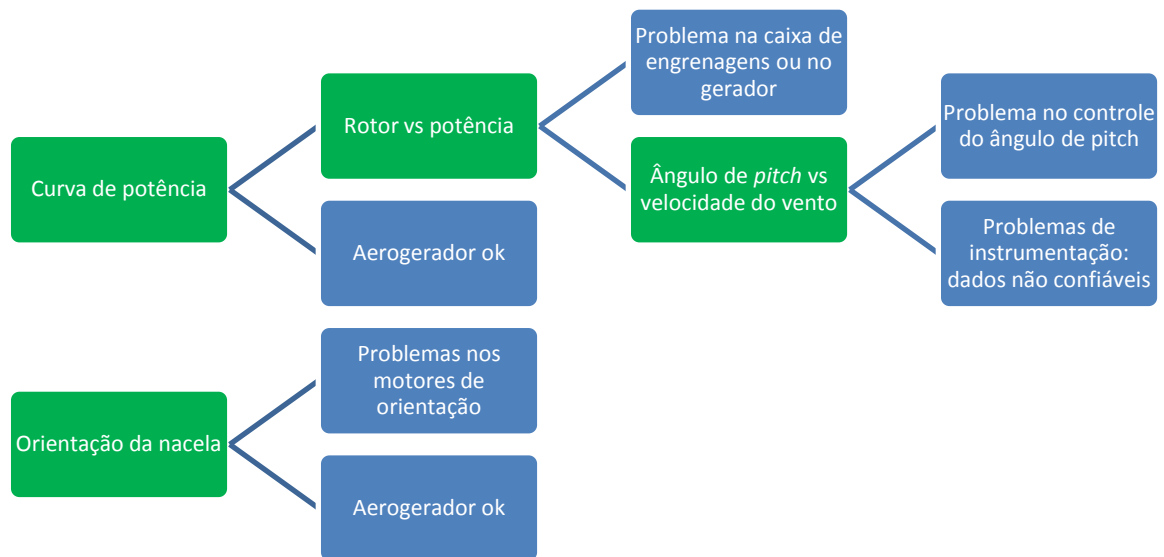


Figura 4.7: Fluxograma de gestão de análises.

Problemas com a orientação da nacela são analisados em separado já que eles podem ou não ser detectados pela curva de potência. Esta análise poderia indicar falhas nos motores de *yaw* ou no sensor de direção sobre a nacela.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste estudo foi possível criar um programa de computador que poderia ser utilizado por operadores de parques eólicos. Este programa permite a construção de gráficos e tabelas a partir de uma interface de simples execução. Seriam necessários, no entanto, alguns ajustes para adaptar o programa às necessidades específicas de cada cliente.

É importante ressaltar também que nem todos os dados de produção são disponibilizados pelos fabricantes aos operadores. Alguns fabricantes protegem o acesso a estes dados. Portanto, dependendo do modelo das turbinas instaladas no parque eólico, alguns métodos de análise não poderiam ser aplicados. No entanto, outros métodos poderiam ser desenvolvidos se mais dados de produção fossem disponibilizados.

Se o programa fosse usado comercialmente, a pasta com os arquivos CSV com dados sintetizados deveria ser substituída por uma base de dados que poderia ser acessada por consultas em SQL (*Structured Query Language*). Seria também interessante a criação de uma interface para que os operadores do parque pudessem fazer suas análises de forma mais intuitiva.

Quanto à síntese de dados, não foram encontradas todas as curvas características de funcionamento do aerogerador E 82 necessárias para sintetizar os dados com maior fiabilidade. Portanto, foi necessário ajustar curvas genéricas disponíveis na literatura às especificações técnicas do aerogerador. Mesmo assim, a síntese de dados apresentou resultados satisfatórios permitindo testar os métodos de análise propostos, mostrando que é possível que eles sejam implementados.

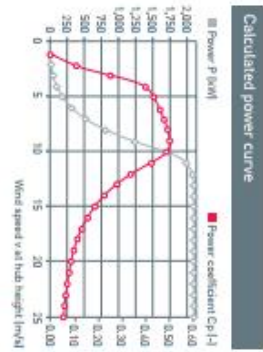
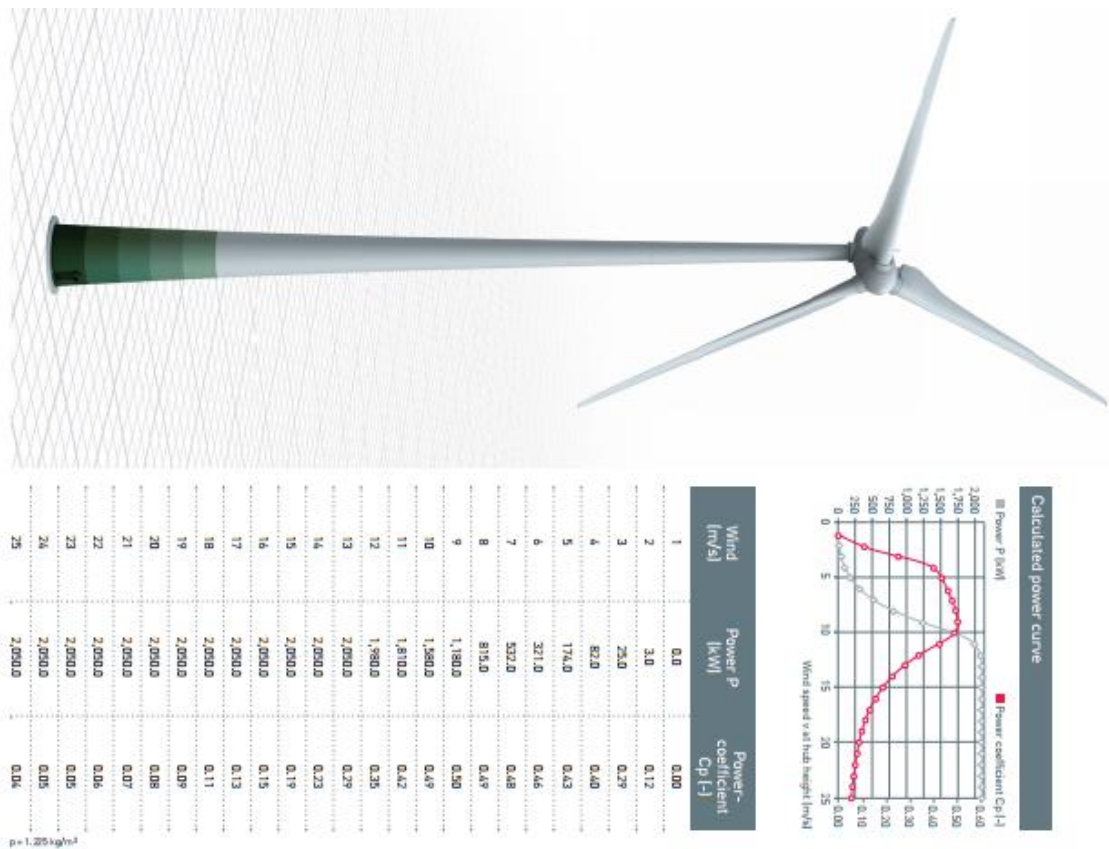
Como sugestão para trabalhos futuros, outros métodos poderiam ser propostos caso se dispusesse de dados reais de produção de aerogeradores. No entanto, dados de produção são difíceis de ser obtidos com as empresas operadoras de parques eólicos. Caso dados reais fossem obtidos, seria possível criar curvas modelo para cada um dos aerogeradores do parque eólico. Posteriormente, estas curvas poderiam ser comparadas com curvas ao longo do período de produção. Seria possível, assim, implementar alarmes que seriam ativados caso uma das curvas de produção apresentasse diferenças significativas em relação à curva modelo.

6 Referências

- AMARANTE, O. A. C.; ZACK, M. B. J.; SÁ, A. L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. p. 12 e 18. 2001.
- BURTON, T; JENKINS, N; SHARPE, D; BOSSANYL, E. Wind Energy Handbook, Ed. 2. 2011.
- CONROY, N.; DEANE, J. P.; Ó GALLACHÓIR, B. P. Wind turbine availability: Should it be time or energy based? – A case study in Ireland. *Renewable Energy*, v. 36, n. 11, p. 2967-2971, 11// 2011. ISSN 0960-1481.
- EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Balanço Energético Nacional 2012 – Ano base 2011: Resultados Preliminares. p. 31. 2012.
- EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Balanço Energético Nacional 2013 – Ano base 2012: Relatório final. p. 145. 2013.
- EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Projeção da demanda de energia elétrica. p. 58. 2013.
- ENERCON. Enercon Product Overview. p. 24 e 25. 2014.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable Energy and Jobs Annual Review 2014. p. 12. 2014
- KUSIAK, A.; LI, W. The prediction and diagnosis of wind turbine faults. *Renewable Energy*, v. 36, n. 1, p. 16-23, 1// 2011. ISSN 0960-1481.
- KUSIAK, A.; ZHENG, H.; SONG, Z. Models for monitoring wind farm power. *Renewable Energy*, v. 34, n. 3, p. 583-590, 3// 2009a. ISSN 0960-1481.
- KUSIAK, A.; ZHENG, H.; SONG, Z. On-line monitoring of power curves. *Renewable Energy*, v. 34, n. 6, p. 1487-1493, 6// 2009. ISSN 0960-1481.
- MÁRQUEZ, F. P. G.; TOBIAS, A. M.; PÉREZ, J. M. P.; PAPAELIAS M. Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. *Renewable Energy*, v. 46, p. 169-178, 2009. ISSN 0960-1481.
- MARVUGLIA, A.; MESSINEO, A. Monitoring of wind farms' power curves using machine learning techniques. *Applied Energy*, v. 98, n. 0, p. 574-583, 10// 2012. ISSN 0306-2619.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. p. 99. 2013.
- SAINZ, E.; LLOMBART, A.; GUERRERO, J. J. Robust filtering for the characterization of wind turbines: Improving its operation and maintenance. *Energy Conversion and Management*, v. 50, n. 9, p. 2136-2147, 9// 2009. ISSN 0196-8904.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014. p. 6. 2014.

7 Anexo 1

Página 7 do portfólio da empresa Enercon. Disponível no web site da empresa.

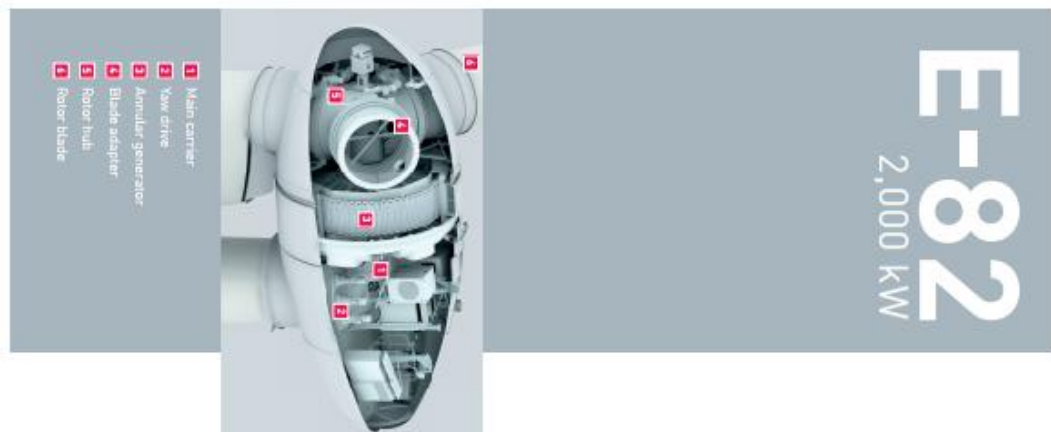


Wind [m/s]	Power P [kW]	Power-coefficient Cp-I
1	0.0	0.00
2	3.0	0.12
3	23.0	0.29
4	82.0	0.40
5	174.0	0.43
6	321.0	0.46
7	522.0	0.48
8	815.0	0.49
9	1,180.0	0.50
10	1,680.0	0.49
11	1,810.0	0.47
12	1,980.0	0.35
13	2,000.0	0.29
14	2,000.0	0.23
15	2,000.0	0.19
16	2,000.0	0.15
17	2,000.0	0.13
18	2,000.0	0.11
19	2,000.0	0.09
20	2,000.0	0.08
21	2,000.0	0.07
22	2,000.0	0.06
23	2,000.0	0.05
24	2,000.0	0.05
25	2,000.0	0.04

Technical specifications E-82 E2

- Rated power:** 2,000 kW
- Rotor diameter:** 82 m
- Hub height in meters:** 78 / 85 / 98 / 108 / 138
- Wind zone (DIBt):** WZ III
- Wind class (IEC):** IEC/EN IIA
- WEC concept:** Gearless, variable speed, single blade adjustment
- Rotor Type:** Upwind rotor with active pitch control
- Rotational direction:** Clockwise
- No. of blades:** 3
- Swept area:** 5,281 m²
- Blade material:** GFR (epoxy resin); Built-in lightning protection
- Rotational speed:** Variable, 6 - 18 rpm
- Pitch control:** ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply
- Drive train with generator:** Double row tapered/cylindrical roller bearings
- Main bearing:** ENERCON direct-drive annular generator
- Grid feed:** ENERCON inverter
- Brake systems:**
 - 3 independent pitch control systems with emergency power supply
 - Rotor brake
 - Rotor lock
- Yaw system:** Active via yaw gear, load-dependent damping
- Cut-out wind speed:** 28 - 34 m/s (with ENERCON storm control*)
- Remote monitoring:** ENERCON SCAADA

* For more information on the ENERCON storm control (yaw) please see the last page.



- 1 Main carrier
- 2 Yaw drive
- 3 Annular generator
- 4 Blade adapter
- 5 Rotor hub
- 6 Rotor blade