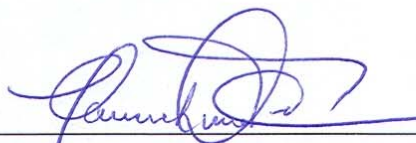


MODELAGEM DE FAZENDAS EÓLICAS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

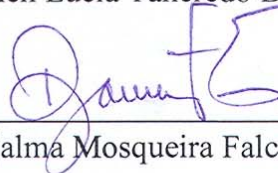
Andréa Pereira Leite

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

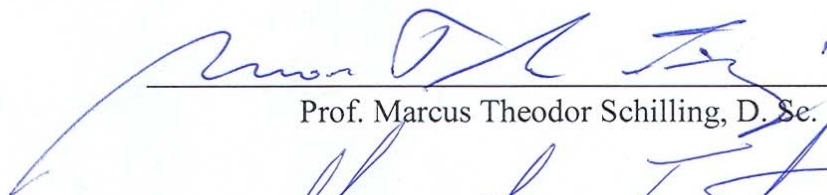
Aprovada por:



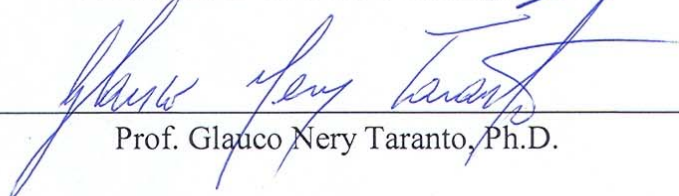
Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2005

LEITE, ANDRÉA PEREIRA

Modelagem de Fazendas Eólicas para
Estudos de Confiabilidade [Rio de Janeiro]
2005

VII, 151 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia Elétrica, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Confiabilidade de fazendas eólicas
2. Geração eólica
3. Modelo de Markov

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

*Dedico este trabalho a meus pais, Marlene e Aduino, e à
minha irmã Patrícia*

AGRADECIMENTOS

Aos professores Carmen Lucia Tancredo Borges e Djalma Mosqueira Falcão, por todo o apoio e orientação na realização deste trabalho.

A todos os companheiros da Eletrobrás, pelo apoio, amizade e compreensão nos momentos mais difíceis. Em especial aos Engenheiros Paulo Cesar de Almeida, Antônio Augusto Gonçalves, Elizabeth Cardoso Bezerra, Augusto Jardim de Melo Leite e Débora Rosana Ribeiro Penido.

Aos engenheiros Marcus Boechat e Antônio Leite Sá, pelas contribuições valiosas para o andamento deste trabalho.

A minha família, pelo incentivo e por sempre acreditar em mim.

A todos aqueles que fazem parte da minha vida e perdoaram o pouco tempo que pude reservar a eles, em especial ao meu namorado Marcus, à minha irmã Patrícia e aos meus sobrinhos Lucas e Lara.

Aos amigos do curso de mestrado, que enriqueceram minha vida com aprendizado e companheirismo, em especial aos amigos Allan Cascaes Pereira e Franklin Clement Veliz.

A todos os professores e funcionários da COPPE, que de alguma forma contribuíram para este trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELAGEM DE FAZENDAS EÓLICAS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

Andréa Pereira Leite

Abril/2005

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges

Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho desenvolve um modelo computacional de representação probabilística da geração de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade. Além disso, pode fornecer a estimativa anual da energia produzida e indicadores de desempenho, que podem ser usados na análise de viabilidade de implantação das fazendas. O modelo alia as características estatísticas da velocidade do vento às informações físicas de geradores, utilizadas em estudos de confiabilidade, tais como as taxas de falha e de reparo, representando a usina por um processo de Markov. Foram feitas simulações com séries reais de velocidade de vento de regiões do Brasil e os resultados reproduziram com sucesso o comportamento de todos os componentes presentes no modelo.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

WIND FARMS MODELING FOR REALIABILITY STUDIES

Andréa Pereira Leite

April/2005

Advisors: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

This work develops a computer model of probabilistic representation of wind farms generation for reliability studies. Besides that, it can provide an annual estimation of energy production and performance data, which could be used on wind farms implementation feasibility analysis. The model allies the statistical characteristics of wind velocity to physical information from generators used in reliability studies, such failure and repair processes, representing the wind farm by a Markov process. The simulations were made with real series of wind velocity of several Brazilian regions and the results produced successfully the behavior of the components considered in the model.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo e Revisão Bibliográfica	2
1.2 Estrutura do Trabalho	3
1.3 Panorama da Energia Eólica	4
CAPÍTULO 2 - CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	9
2.1 Conceitos Básicos	7
2.2 A Distribuição Exponencial	11
2.3 Confiabilidade de Componentes	19
2.4 Processos de Markov	22
2.5 Confiabilidade da Geração	29
2.5.1 Métodos Analíticos	30
2.5.2 Simulação Estocástica	33
2.6 Índices de Desempenho de uma Usina Eólica	35
CAPÍTULO 3 - GERAÇÃO EÓLICA	37
3.1 Fatores que Interferem na Velocidade do Vento	38
3.1.1 Condições Climáticas	38
3.1.2 Características do Local de Implantação da Usina Eólica	39
3.2 A Turbina Eólica	44
3.3 O Mecanismo da Geração	50
3.4 Energia Contida no Vento	52
3.5 O Comportamento do Vento	60
3.5.1 O Comportamento Estatístico do Vento	64
3.5.2 A Distribuição de Weibull	68
3.6 Estimativa da Geração	71
CAPÍTULO 4 - O MODELO DE CONFIABILIDADE DA USINA EÓLICA	74
4.1 Modelagem da Turbina Eólica	77
4.2 Modelagem do Comportamento do Vento	81
4.2.1 Agrupamento Estatístico das Velocidades de Vento	86

4.3	Combinação dos Modelos da Turbina e do Vento	93
4.4	Metodologia de Cálculo	96
4.5	O Programa Computacional	102
CAPÍTULO 5 - RESULTADOS.....		105
5.1	Tratamento Inicial das Séries de Velocidade de Vento	105
5.2	Influência do Número de Estados de Vento de Velocidade de Vento	108
5.3	Influência do Número de Turbinas	124
5.4	Influência das Taxas de Falha e de Reparo das Turbinas	126
5.5	Influência do Tipo de Turbina	129
5.6	Estimativa da Geração da Usina Eólica	132
5.7	Tempo de Simulação do Programa Computacional	133
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS		136
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		140
ANEXO A – Dados de Velocidade de Ventos		144
ANEXO B – Dados de Turbinas		146
ANEXO C – Representação de Resultados das Simulações		148

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos anos tem ocorrido um aumento do interesse na utilização de fontes renováveis para a geração de energia elétrica. Dentre as razões para o seu alto crescimento, pode-se destacar a necessidade de se buscar alternativas que ajudem a reduzir o uso de combustíveis fósseis, devido ao seu alto custo e por serem muito poluentes. Além disso, existe o objetivo mundial da redução de emissões de gases poluentes na atmosfera, firmado pelo Protocolo de Kyoto, assinado em 1997, no Japão. As metas definidas neste protocolo deverão ser atingidas entre 2008 e 2012, de maneira que as emissões dos gases que provocam o efeito estufa, causadores do aumento do aquecimento global, sejam reduzidas em 5% em relação aos níveis de 1990. Este compromisso deve ser assumido pelos países que mais emitem esses gases: EUA, Rússia, China e membros da União Européia.

A energia eólica é, sem dúvida, uma das fontes alternativas de energia com exploração mais bem sucedida atualmente. Uma razão para este fato é a política de incentivo feita por vários países, assegurando a compra da energia eólica produzida, ainda que ela não ofereça preços competitivos. A Alemanha e a Dinamarca foram pioneiras neste procedimento, seguido por vários países, inclusive pelo Brasil, com a criação do PROINFA. Além disso, pode-se destacar o avanço tecnológico, tanto em pesquisa quanto em desenvolvimento, fazendo com que ocorra uma rápida redução no custo de utilização desta forma de geração.

A geração eólica possui desvantagens como fonte regular de energia, e por isso é considerada menos confiável que as fontes convencionais. A quantidade de energia diária disponível pode variar muito de uma estação do ano para outra, em um mesmo local, e seu uso fica limitado a lugares de ventos fortes e relativamente constantes. Empresas que necessitam avaliar a implantação deste tipo de geração preocupam-se sobretudo com a intermitência do vento e com o que isto pode ocasionar no planejamento e na operação de seus sistemas elétricos. As usinas eólicas são frequentemente chamadas de fazendas eólicas e a conexão de um número cada vez maior deste tipo de usina aos sistemas elétricos implica

na necessidade de se estudar os seus efeitos. No que diz respeito à operação, métodos de previsão de velocidade de vento podem ser utilizados. Quanto ao planejamento da expansão, são necessários métodos que possam estimar a capacidade disponível de energia que uma usina eólica pode prover, para atender à demanda prevista. Esta necessidade implica em uma avaliação da confiabilidade e na utilização de medidas baseadas na capacidade destas usinas.

Dentre as principais questões relativas ao setor elétrico discutidas atualmente estão a garantia da segurança do abastecimento, o aumento da eficiência energética e o aumento da competitividade. A inserção de fazendas eólicas deve ser estudada sob estes três aspectos, bem como a sua influência nos diversos agentes envolvidos no sistema: a rede de interconexão, a rede de transmissão, os geradores convencionais e os consumidores. As perspectivas de cada um são diferentes, assim como são diferentes as vantagens e desvantagens que eles podem obter da implantação de usinas eólicas.

1.1 Objetivo e Revisão Bibliográfica

As características operativas da usina eólica, fortemente dependentes do regime local dos ventos, fazem com que o modelo de geração de uma usina convencional não possa ser diretamente aplicado a ela. Neste trabalho, é proposto um modelo probabilístico, que pode ser usado em estudos de confiabilidade, bem como no planejamento de sistemas em que se deseja avaliar a viabilidade de implantação da geração eólica.

Alguns trabalhos sobre confiabilidade de fontes não convencionais de energia, incluindo usinas eólicas, já foram desenvolvidos. O primeiro a se destacar foi [1], que introduziu o conceito da intermitência da geração e das taxas de falha e reparo das turbinas eólicas. Em [2] este conceito foi combinado com a divisão do sistema elétrico em subsistemas de geração, separando as fontes convencionais das não convencionais, onde os estados de geração são tratados como variáveis aleatórias. No trabalho proposto em [3], as características cronológicas da velocidade do vento foram consideradas na avaliação da confiabilidade de sistemas, utilizando-se simulação Monte Carlo. Em [4] foi avaliada a

confiabilidade de sistemas isolados em que se deseja implantar a geração não convencional, utilizando-se os conceitos mencionados acima. No trabalho proposto por Sayas [5], a disponibilidade de geração de uma usina eólica foi calculada utilizando-se um modelo probabilístico, o qual foi utilizado como ponto de partida para este trabalho.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em 6 capítulos, onde o capítulo 1 traz, além das considerações iniciais e da revisão bibliográfica, um panorama da geração eólica no mundo, destacando o caso brasileiro.

No capítulo 2 é mostrada a teoria da confiabilidade aplicada a sistemas de potência, necessária à modelagem probabilística proposta neste trabalho. São mostrados os conceitos utilizados na teoria de probabilidades e que são aplicados em estudos de confiabilidade, o comportamento de componentes presentes em sistemas elétricos e a sua representação por um modelo de Markov. Por último, é mostrada a avaliação da confiabilidade de geração e os índices de desempenho baseados na geração de energia.

O capítulo 3 é dedicado ao entendimento da geração eólica, descrevendo os fatores que interferem na velocidade do vento, seu comportamento aleatório e o mecanismo de geração. Os principais componentes que formam a turbina eólica são mostrados, bem como um procedimento para a estimativa da sua geração anual.

A modelagem das turbinas eólicas e do comportamento do vento são mostrados no capítulo 4, onde também é explicitada a metodologia para junção destes dois modelos, baseada nos conceitos de confiabilidade mostrados no capítulo 2. Por último, é feita uma descrição do programa computacional implementado para a modelagem da usina eólica.

O capítulo 5 apresenta os resultados das simulações e análises de sensibilidade da modelagem da velocidade do vento, da turbina e mostra como o programa pode fornecer

uma boa estimativa da geração anual de uma usina. O desempenho do tempo de simulação do programa computacional também é mostrado.

No capítulo 6 são mostradas as conclusões e sugestões de trabalhos futuros, onde o modelo proposto neste trabalho possa ser aplicado.

1.3 Panorama da Energia Eólica

A capacidade instalada mundial de geração eólica até o final de 2003 era de 39.297 MW, sendo que só neste ano foram instalados cerca de 8.000 MW, valor repetido também em 2004. As figuras 1.1 e 1.2, extraídas de [6], mostram respectivamente a capacidade instalada acumulada e a capacidade instalada anualmente de usinas eólicas no mundo.

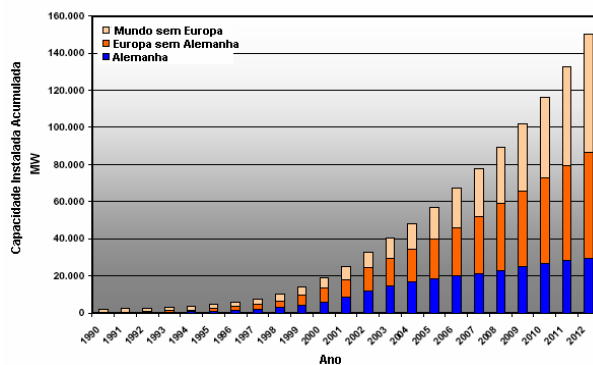


Figura 1.1 – Capacidade instalada acumulada de geração eólica no mundo. Fonte: DEWI

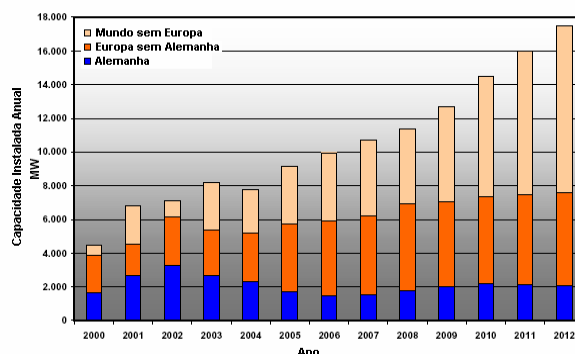


Figura 1.2 – Capacidade instalada anual de geração eólica no mundo. Fonte: DEWI

A tabela 1.1 mostra os cinco países com maior capacidade instalada até o ano de 2003 [7]. Os países com maior capacidade eólica instalada são a Alemanha, seguida pelos EUA e Espanha, com capacidades muito próximas. Na Europa o crescimento foi de 35% ao ano nos últimos cinco anos. Também estima-se que em 2010, 22% da energia produzida neste continente deverá ser proveniente de fontes renováveis, totalizando 40.000 MW de capacidade instalada e 167 TWh de geração anual. Ela é considerada a principal alternativa para que a Europa possa atingir o compromisso firmado de redução de gases poluentes na atmosfera, de acordo com o protocolo de Kyoto.

Tabela 1.1 – Cinco maiores países produtores de geração eólica até 2003. Fonte: AWEA

País	MW instalados	Capacidade total (MW)	Contribuição em %
Alemanha	2645	14609	37,18
EUA	1687	6374	16,22
Espanha	3377	6202	15,78
Dinamarca	243	3110	7,91
Índia	408	2110	5,37

A estratégia da Alemanha para os próximos anos é a modernização e recapitação das usinas *onshore* e o investimento em novos projetos *offshore*. Estima-se que até 2012 este país tenha 6,8 mil MW de geração *offshore*. O Reino Unido também deverá investir neste tipo de geração eólica nos próximos anos, existindo uma grande expectativa de que ele se torne líder neste segmento, devido ao seu grande potencial [6].

O rápido crescimento ocorrido nos EUA nos últimos anos é decorrente dos incentivos fiscais vigentes até o final de 2004. Entretanto, o futuro deste setor ainda é incerto, porque depende de políticas governamentais que favoreçam a continuação deste crescimento.

A Índia recebeu muitos investimentos externos, devido ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), contido no Protocolo de Kyoto. Pelas suas regras, as empresas dos países mais poluidores podem investir em projetos ambientalmente sustentáveis em nações em

desenvolvimento, por meio da compra de créditos de carbono, e assim abater os créditos adquiridos na quantidade de emissões que precisam reduzir.

Outro país que planeja aumentar significativamente sua capacidade instalada é a China, com uma meta ambiciosa de 20 mil MW até 2020.

Atualmente existem seis usinas em operação no Brasil, somando uma capacidade instalada de 18,8 MW, conforme mostra a tabela 1.2. Apesar da pequena capacidade instalada atual, estudos de mercado situam o Brasil entre os 9 países mais promissores para a implantação de projetos eólicos no mundo [6].

Tabela 1.2 – Usinas eólicas em operação no Brasil até 2004 – fonte: www.sfiec.org.br

Usina	Localização	Potência Instalada (MW)
Prainha	Ceará	10
Taíba	Ceará	5
Palmas	Paraná	2,5
Tubarão	Fernando de Noronha	0,075
Fernando de Noronha	Fernando de Noronha	0,275
Morro do Camelinho	Minas Gerais	1

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, instituído em abril de 2002, tem como objetivo principal aumentar a energia produzida por usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa. Na primeira fase do programa serão implantados 3,3 MW de capacidade instalada, sendo 1,1 MW para cada fonte alternativa, e os projetos deverão estar implementados até dezembro de 2006. A meta é assegurar que, em 20 anos, 10% da energia produzida no Brasil será proveniente de fontes alternativas.

No Brasil, cerca de 90% da energia é produzida por usinas hidrelétricas, e ainda existe um grande potencial a ser explorado. Entretanto, ele está concentrado nas regiões Norte e

Sudeste-Centro Oeste. Nas regiões Nordeste e Sul, estima-se um potencial de apenas 5% e 14%, respectivamente [8]. Por outro lado, a região Nordeste é um dos locais mais promissores para a implantação de usinas eólicas, pois possui ventos com velocidades constantes e médias altas. São os chamados *trade winds*, ideais para a geração eólica. Além disso, a complementaridade sazonal entre o regime hídrico do Rio São Francisco, que é o principal afluente do maior reservatório desta região, Sobradinho, e o regime eólico, indicam uma boa possibilidade de aproveitamento combinado [9]. As figuras 1.3 e 1.4, que representam respectivamente a vazão média afluente no reservatório de Sobradinho e a velocidade média anual do vento no Estado do Ceará [10], ilustram esta complementaridade.

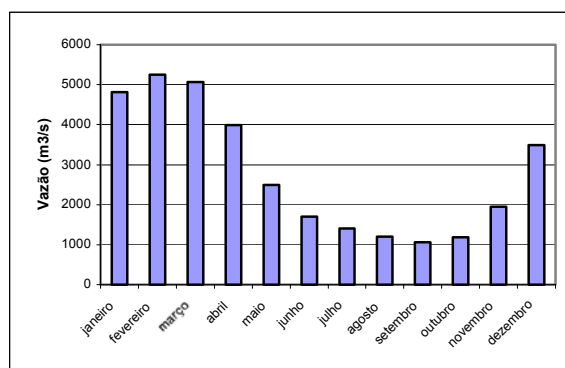


Figura 1.3 – Vazão afluente no reservatório de Sobradinho de 1931 a 1992 [9]

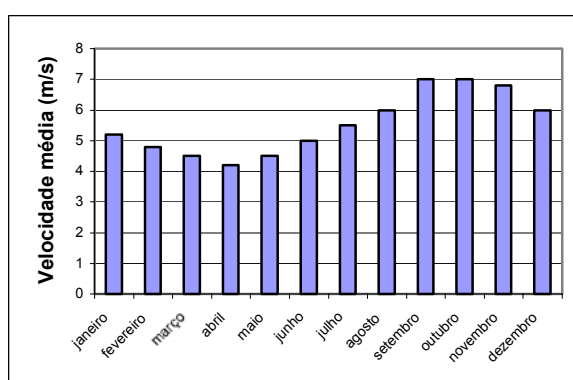


Figura 1.4 – Velocidade média mensal do Estado do Ceará [10]

Na região Sul, o comportamento sazonal do vento é semelhante ao da geração hidráulica, adicionando, portanto, mais energia ao sistema. A combinação da geração eólica e térmica pode ser uma boa alternativa para esta região.

Um desafio para a implantação de novas usinas eólicas no Brasil é o fato de que as áreas mais promissoras para a implantação de usinas, localizadas no litoral do Nordeste e do Sul, estão situadas nas extremidades da rede básica de transmissão. Por essa razão, a consequência natural é ligá-las à rede de subtransmissão ou de distribuição, evitando grandes investimentos em transmissão, e assumindo muitas vezes o papel de geração distribuída.

Capítulo 2

Confiabilidade de Sistemas de Potência

O planejamento da expansão e a operação de sistemas elétricos precisam levar em consideração as possíveis falhas que possam ocorrer. Entende-se por confiabilidade a análise da capacidade de atendimento de um sistema elétrico à sua demanda, levando-se em consideração as falhas aleatórias de seus componentes.

Falhas em sistemas de potência podem ser causadas por várias razões, destacando-se:

- Falhas nos componentes do sistema (geradores, linhas de transmissão, equipamentos de manobra, etc.)
- Erros na previsão da demanda (a geração de todo o sistema é menor do que a carga de todo o sistema)

A avaliação da confiabilidade pode ser feita em relação a dois aspectos distintos: adequação e segurança. A avaliação quanto à adequação está associada ao comportamento estático do sistema, verificando se ele possui recursos para atender à sua demanda e aos seus requisitos operacionais em situações críticas. A avaliação em relação à segurança refere-se ao comportamento dinâmico, à habilidade em responder aos distúrbios transitórios que possam ocorrer. A maioria das técnicas utilizadas atualmente avalia a confiabilidade quanto à adequação do sistema [11].

Com respeito à representação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, o estudo da confiabilidade pode ser feito através da representação do sistema em três níveis hierárquicos: NH1, NH2 e NH3. O nível hierárquico 1 (NH1) refere-se à avaliação da confiabilidade do sistema de geração, o nível hierárquico 2 (NH2) refere-se à avaliação da confiabilidade composta dos sistemas de geração e de transmissão, enquanto o nível hierárquico 3 (NH3) refere-se à avaliação do sistema completo, incluindo também o

sistema de distribuição. A figura 2.1 mostra um diagrama esquemático dos níveis hierárquicos.

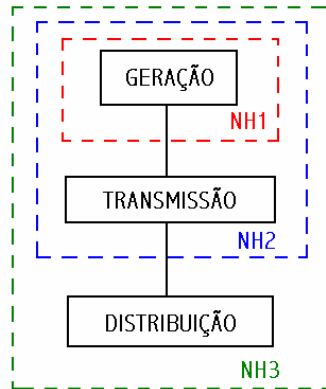


Figura 2.1 - Níveis hierárquicos utilizados em estudos de confiabilidade

A análise de confiabilidade pode ser feita de forma determinística ou probabilística. Historicamente as técnicas determinísticas são mais utilizadas, embora atualmente tem-se discutido com frequência a necessidade de métodos probabilísticos que sejam capazes de reproduzir o comportamento estocástico dos fatores que influenciam a confiabilidade do sistema [12].

A análise determinística consiste na avaliação de situações consideradas críticas, selecionadas através do conhecimento prévio do sistema. Existem vários critérios para a avaliação dessas situações, por exemplo, o mais utilizado é o N-1, onde vários casos críticos são selecionados e em cada um deles um dos componentes do sistema é representado como em estado de falha. A seguir, o desempenho do sistema quanto aos níveis de adequação pré-estabelecidos é avaliado. Estes níveis normalmente referem-se ao suprimento da demanda, aos níveis de tensão e à capacidade dos componentes do sistema.

A análise probabilística é capaz de representar a natureza aleatória do sistema elétrico, considerando um grande conjunto de situações críticas e de suas chances de ocorrência. Nesta análise a falha dos componentes é representada através das suas probabilidades de ocorrência. Os resultados obtidos fornecem o comportamento médio ou esperado do sistema, através da combinação das probabilidades de ocorrência das situações críticas e de suas conseqüências para o sistema. A avaliação do desempenho do sistema é feita através

da fixação de níveis de risco ou níveis de confiabilidade, conforme será mostrado na seção 2.5.1.

Devido à sua formulação, que considera o comportamento aleatório do vento, o modelo proposto neste trabalho pode ser utilizado em análises probabilísticas de confiabilidade.

2.1 Conceitos Básicos

O comportamento de um componente pode ser caracterizado por vários parâmetros, tais como a operação e a falha, o tempo de reparo, etc. Estes parâmetros caracterizam os estados, que podem ser reunidos em um conjunto chamado *espaço amostral*. Cada estado pode ser associado a uma *variável aleatória*.

Por definição, uma variável aleatória atribui a cada possível estado um número real X . A figura 2.2 mostra um esquemático desta associação. Como exemplo, se o parâmetro utilizado for o estado operativo de um gerador, os possíveis estados poderiam ser operação e falha. As variáveis aleatórias associadas a estes estados podem ser 0 e 1, respectivamente.



Figura 2.2 – Representação de uma variável aleatória

As variáveis aleatórias podem ser classificadas como discretas ou contínuas. Variáveis discretas são usadas quando o parâmetro pode assumir apenas um número discreto de estados, como no exemplo mencionado acima, onde as variáveis aleatórias são 0 e 1. A cada valor de X_i pode ser associada uma probabilidade de ocorrência, satisfazendo às condições:

$$\sum_{i=1}^{\infty} p(X_i) = 1 \quad (2.1)$$

$$0 \leq p(X_i) \leq 1 \quad (2.2)$$

O conjunto de valores $p(X_i)$ forma a **função distribuição de probabilidade $p(X)$** , como mostra a figura 2.3(a). A probabilidade de uma variável aleatória discreta estar entre dois valores a e b quaisquer é dada por:

$$P(a \leq x \leq b) = \sum_{i=a}^b p(X_i) \quad (2.3)$$

Variáveis aleatórias contínuas são aquelas em que os estados podem assumir um número infinito de valores. Como exemplo de uma variável aleatória contínua tem-se o tempo de reparo de um gerador. A cada valor de X_i pode ser associada uma função chamada de **função densidade de probabilidade $f(X_i)$** , tal que:

$$f(X_i) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{P[x < X_i \leq x + \Delta x]}{\Delta x} \quad (2.4)$$

Na figura 2.3(b) está representada esta função. Ela deve satisfazer às condições:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(X) dX = 1 \quad (2.5)$$

$$0 \leq f(X_i) \leq 1 \quad (2.6)$$

O valor de $f(X)$ não fornece a probabilidade da variável aleatória X assumir determinado valor. A determinação das probabilidades só pode ser feita em intervalos de números. Por exemplo, a probabilidade de uma variável X estar entre os valores a e b é dada por:

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(X) dX \quad (2.7)$$

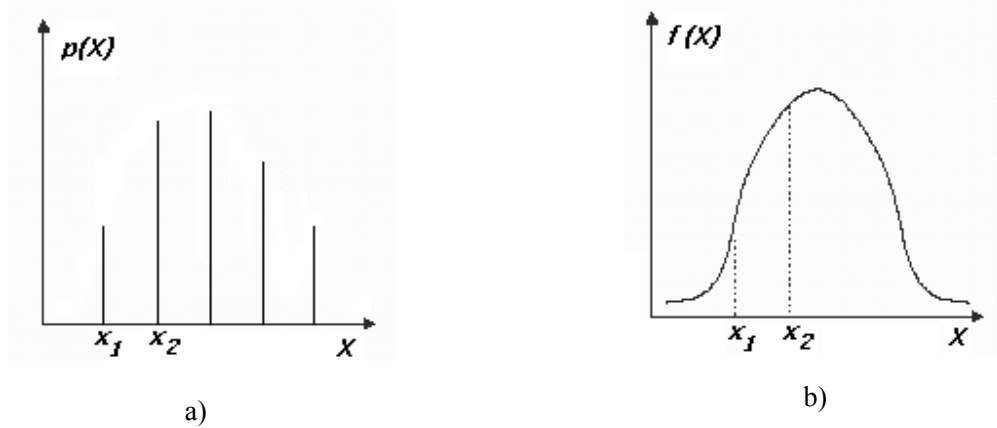


Figura 2.3 – Função densidade de probabilidade – a) Variável aleatória discreta, b) Variável aleatória contínua

A **função distribuição de probabilidade acumulada** $F(x)$ fornece a probabilidade de uma variável aleatória X ser menor do que X_i , ou seja:

$$F(X) = P(X \leq X_i) \quad (2.8)$$

Dentre as principais propriedades desta função, destacam-se:

- 1) $F(-\infty) = 0$
- 2) $F(+\infty) = 1$

Para variáveis aleatórias discretas, ela assume a forma da expressão 2.9:

$$F(X_j) = \sum_{i < j} p(X_i) \quad (2.9)$$

Para variáveis contínuas, a expressão utilizada é dada pela expressão 2.10:

$$F(X_i) = \int_{-\infty}^{X_i} f(x)dx \quad (2.10)$$

A derivada da função distribuição acumulada é igual à função densidade de probabilidade, ou seja:

$$f(X) = \frac{dF(X)}{dX} \quad (2.11)$$

Em estudos de confiabilidade a variável aleatória mais utilizada é o tempo de duração de um determinado estado do componente. Considera-se que no instante $t = 0$ o componente está operando e, portanto, a probabilidade de estar em falha é nula. Para um tempo t suficientemente longo ($t \rightarrow \infty$), considera-se que a probabilidade do componente falhar tende a 1. Estas características são equivalentes à distribuição de probabilidade acumulada descrita anteriormente e são uma medida da probabilidade de falha em função do tempo. Dessa forma, a função de probabilidade acumulada do tempo de operação de um componente até falhar pode ser chamada **função distribuição acumulada de falha** ou simplesmente **função Falha $Q(t)$** , então:

$$Q(t) = P(X \leq t) \quad (2.12)$$

Ela fornece a probabilidade do componente falhar no instante t . O complemento de $Q(t)$ é a **função de confiabilidade** ou **função de sobrevivência $R(t)$** , tal que:

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (2.13)$$

$$R(t) = P(X > t) \quad (2.14)$$

ou seja, é a probabilidade do componente sobreviver até o instante t . Ela pode ser interpretada como a confiabilidade de um componente. Através da derivada da função falha determina-se a função densidade de falha $f(t)$, conforme a expressão 2.11, repetida em 2.15. A figura 2.4 mostra as funções densidade de falha, risco e sobrevivência.

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{d[1 - R(t)]}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (2.15)$$

Um conceito importante para estudos de confiabilidade é a **função Taxa de Risco $\lambda(t)$** , também conhecida como probabilidade condicional de falha [13]. Ela representa a densidade da probabilidade do componente sofrer uma falha no instante t , dado que ele operou até este instante.

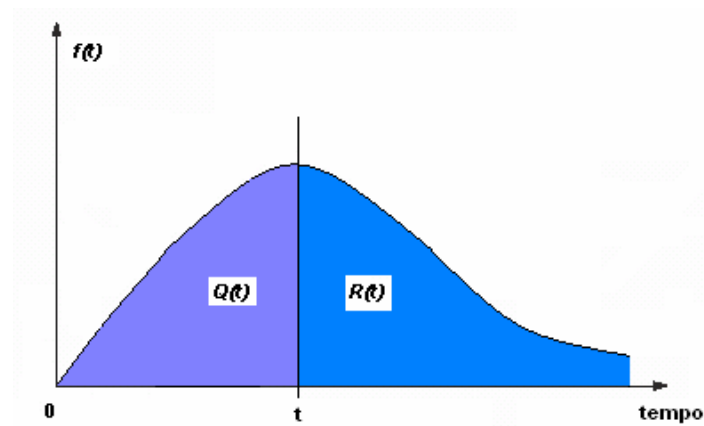


Figura 2.4 – Função densidade de probabilidade hipotética

Assim, considerando-se X como a variável aleatória que representa o tempo de vida de componente (tempo de operação), tem-se:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Probabilidade de falha no intervalo } [t, t + \Delta t] \text{ dado que não falhou antes de } t}{\Delta t} \quad (2.16)$$

Considerando-se um intervalo de tempo Δt tal que $\Delta t \rightarrow 0$:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P[t < X \leq t + \Delta t \mid X > t]}{\Delta t} \quad (2.17)$$

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \frac{P[(t < X \leq t + \Delta t) \cap (X > t)]}{P[X > t]} \quad (2.18)$$

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \frac{P[t < X \leq t + \Delta t]}{P[X > t]} \quad (2.19)$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{f(t)}{1 - Q(t)} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.20)$$

Como $f(t) = -\frac{dR(t)}{dt}$, chega-se à expressão:

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt} \quad (2.21)$$

Integrando os dois lados desta equação é possível obter uma expressão de $R(t)$ em função de $\lambda(t)$:

$$\int_1^{R(t)} \frac{dR(t)}{R(t)} = -\int_0^t \lambda(s) ds$$

$$\ln R(t) = -\int_0^t \lambda(s) ds$$

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(s) ds} \quad (2.22)$$

Se $\lambda(t)$ puder ser considerada constante para todo t , as funções $R(t)$ e $Q(t)$ tornam-se:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.23)$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.24)$$

2.2 A Distribuição Exponencial

Dentre as funções de probabilidade conhecidas, esta é a mais utilizada em estudos de confiabilidade de sistemas. Ela é definida por:

$$f(x) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases} \quad (2.25)$$

A função distribuição acumulada é dada por:

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda x}, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases} \quad (2.26)$$

Considerando-se que a variável aleatória analisada é o tempo t , as figuras 2.5 - a), b) e c) representam o comportamento desta função ao longo do tempo.

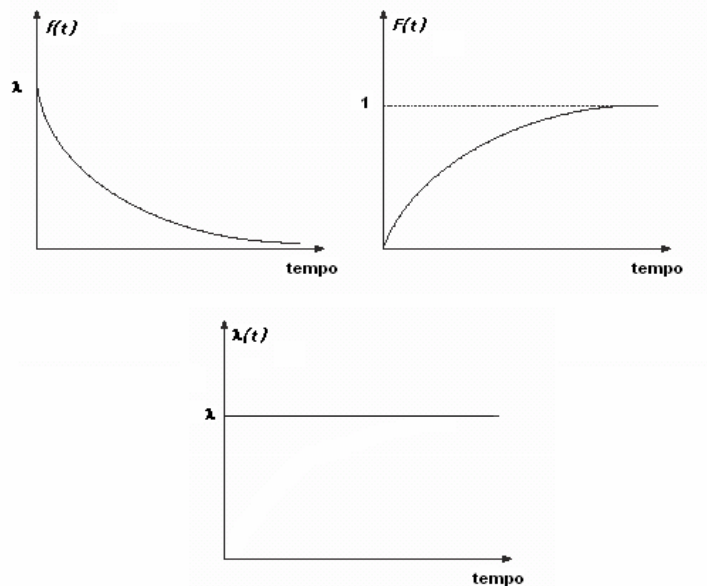


Figura 2.5 – Curvas da função exponencial no tempo – a) função densidade, b) distribuição acumulada, c) função taxa de risco

Fazendo uma comparação com a função falha expressa em 2.24, quando $\lambda(t)$ é constante, verifica-se que a função de probabilidade acumulada é equivalente, se $\lambda(t)$ for igual a λ . Dessa forma, a função densidade de probabilidade pode ser obtida através de:

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} = -\frac{d[1-Q(t)]}{dt} = -\frac{d[1-(1-e^{-\lambda t})]}{dt} = -\frac{d[e^{-\lambda t}]}{dt} = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.27)$$

A função taxa de risco da distribuição exponencial é dada por:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda \quad (2.28)$$

Assim, conclui-se que a função exponencial pode representar o tempo de operação de um componente, se a função taxa de risco $h(t)$ puder ser considerada constante durante todo o tempo de análise. Neste caso, ela passa a ser definida como **taxa de falha λ** . Entretanto, sabe-se que $h(t)$ não é constante durante toda a vida operativa do componente, como mostra a figura 2.6, conhecida como curva da banheira. Apenas na região II, onde as falhas ocorrem de maneira puramente ocasional, a distribuição exponencial pode ser aplicada.

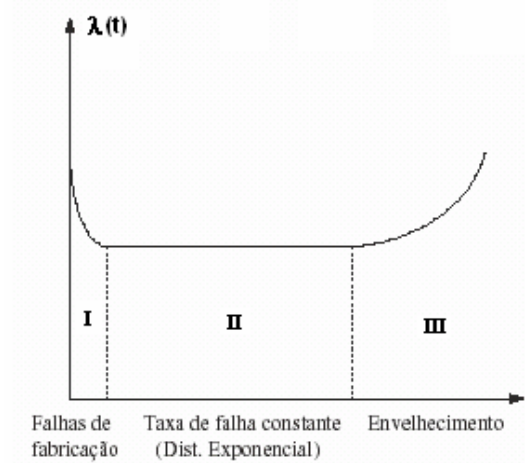


Figura 2.6 – Curva da função taxa de risco $h(t)$

O valor médio ou esperado e a variância de uma variável aleatória contínua x são dados respectivamente por:

$$E(x) = \int_0^{\infty} x \cdot f(x) dx \quad (2.29)$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} [x - E(x)]^2 f(x) dx \quad (2.30)$$

Para a função densidade de falha da distribuição exponencial, eles são iguais a:

$$E(t) = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.31)$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} [t - E(t)]^2 \times \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.32)$$

O valor médio ou esperado de t é conhecido como **MTTF** (*mean time to failure*) e é igual ao inverso da taxa de falha λ para a distribuição exponencial.

2.3 Confiabilidade de Componentes

Um componente em operação pode apresentar vários estados operativos. Um gerador, por exemplo, pode apresentar os estados operativo com geração igual à sua potência nominal, operativo com a geração igual à metade de seu valor nominal, indisponibilidade programada e indisponibilidade forçada. Além destes, mais estados em que ele estivesse operando com uma parcela qualquer de sua potência nominal poderiam ser usados, são os chamados estados degenerados. A figura 2.7 mostra o histórico operativo de um gerador com quatro estados.

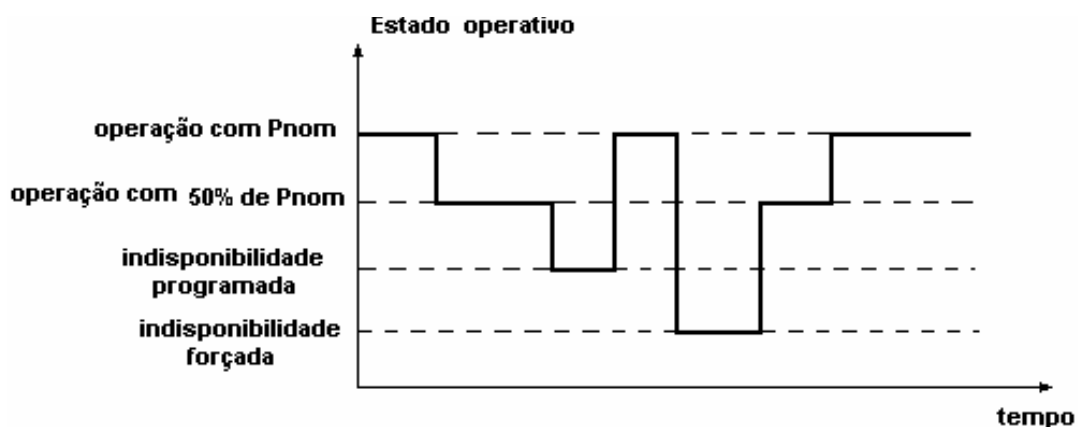


Figura 2.7 – Histórico de operação de um gerador modelado a quatro estados

Em estudos de confiabilidade o número representativo de estados dependerá do componente utilizado. Dependendo do tipo do gerador e/ou do tipo da usina, por exemplo, são necessários mais estados. Uma usina eólica precisa ser modelada através de muitos estados, de maneira que a constante variação de sua geração, devido ao comportamento aleatório do vento, possa ser bem representada.

Para um componente reparável, modelado a apenas dois estados, operação e falha, conforme a figura 2.8, se o total de tempo em que ele esteve em operação e em falha forem conhecidos, é possível determinar o seu comportamento. Considerando-se que o tempo de vida operativa e em reparo segue uma distribuição exponencial, as funções confiabilidade $R(t)$ e falha $Q(t)$ são calculadas conforme as equações 2.23 e 2.24. As taxas de risco $h(t)$ são constantes e podem ser interpretadas como taxas de transição entre os estados, calculadas segundo a definição:

$$\text{Taxa de transição do estado} = \frac{\text{número de vezes que uma transição do estado ocorre}}{\text{tempo gasto neste estado}} \quad (2.33)$$

Portanto, os estados de operação e falha possuem as taxas de transição definidas respectivamente por λ e μ , calculadas para um período t de tempo qualquer, conforme as equações 2.34 e 2.35 a seguir:

$$\lambda = \frac{\text{número de transições do estado operativo para o estado de falha no período } t}{\text{tempo total de operação do componente no período } t} \quad (2.34)$$

$$\mu = \frac{\text{número de transições do estado de reparo para o estado de operação no período } t}{\text{tempo total de reparo do componente no período } t} \quad (2.35)$$

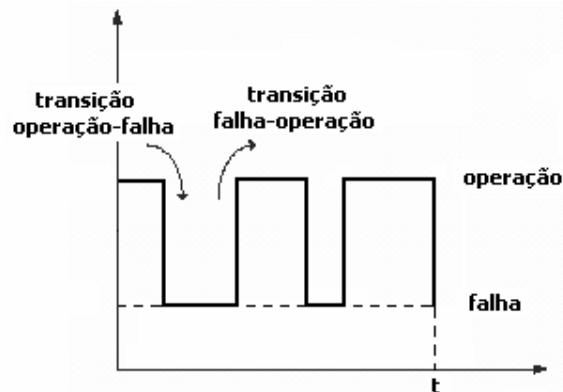


Figura 2.8 – Histórico de operação de um componente modelado a dois estados: operação e falha

Dessa forma, existem duas funções densidade de probabilidade para o componente modelado a dois estados, que apresentam as seguintes características:

1) Estado operativo

- Taxa de falha λ
- Função densidade de probabilidade: $f_o(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ (2.36)
- Tempo médio de operação (MTTF): $m = \frac{1}{\lambda}$ (2.37)

2) Estado de falha

- Taxa de reparo μ
- Função densidade de probabilidade: $f_f(t) = \mu e^{-\mu t}$ (2.38)
- Tempo médio de reparo (MTTR): $r = \frac{1}{\mu}$ (2.39)

2.4 Processos de Markov

A definição mais utilizada para um processo estocástico é um conjunto de variáveis aleatórias ordenadas em seqüência [11]. Para caracterizar uma seqüência, cada variável aleatória está relacionada com um índice t , também conhecido como índice ou parâmetro

do processo. A notação utilizada para a variável aleatória ordenada no tempo é $X(t)$. Todos os valores que a variável aleatória pode assumir estão contidos no espaço de estados. Tanto a variável aleatória quanto o índice podem ser contínuos ou discretos, portanto um processo estocástico pode ser classificado de quatro formas diferentes, pela combinação destes fatores. A principal característica de um processo estocástico é que um estado qualquer que a variável aleatória pode assumir em um instante futuro dependerá dos valores assumidos nos instantes anteriores [11]. Assim, no instante t_n uma variável aleatória X_n pode assumir um valor tal que $X_n = X(t_n) = x_n$ com a seguinte probabilidade:

$$P[X_n = x_n | (X_1 = x_1) \cap (X_2 = x_2) \cap \dots \cap (X_{n-1} = x_{n-1})] \quad (2.40)$$

A seguir é descrito um processo estocástico conhecido como processo de Markov, e sua principal característica é a suposição de que as taxas de falha e de reparo dos componentes são constantes durante o intervalo de tempo considerado. Nem todos os processos estocásticos podem ser representados por processos de Markov, embora existam técnicas que possam aproximar o comportamento de um sistema por um processo de deste tipo. Para que o processo de Markov possa ser utilizado como modelo de comportamento de um sistema, são necessárias três condições:

- 1) A ocorrência de um estado futuro independe dos estados passados, exceto do imediatamente anterior, caracterizando o que se chama de ausência de memória, ou seja:

$$P[X_n = x_n | (X_1 = x_1) \cap (X_2 = x_2) \cap \dots \cap (X_{n-1} = x_{n-1})] = P[X_n = x_n | X_{n-1} = x_{n-1}] \quad (2.41)$$

- 2) O comportamento do sistema mantém-se constante ao longo do tempo, independentemente do ponto de partida considerado. Em outras palavras, a probabilidade de transição de um estado para outro é constante durante todo o processo. Processos que possuem este comportamento são chamados de processos estacionários.

- 3) Os estados que o sistema pode apresentar são perfeitamente identificáveis. Normalmente, o espaço de estados é discreto e o índice do processo que, conforme foi dito anteriormente, em estudos de confiabilidade de sistemas é o tempo, pode ser discreto ou contínuo. No caso primeiro caso, ele é chamado de cadeia de Markov e no segundo de processo de Markov.

Problemas de confiabilidade são normalmente modelados como discretos no espaço e contínuos no tempo. Os componentes permanecem em um dos estados, até que uma transição para outro estado ocorra, levando-os discretamente até outro estado, onde eles residirão até a próxima transição [14]. Sendo assim, são normalmente utilizados processos de Markov. Se a probabilidade de transição entre estados independe do instante t inicial, mas apenas do intervalo de tempo Δt considerado, o processo de Markov é caracterizado como um processo homogêneo [11].

O conceito básico para a modelagem de um sistema pelo método de Markov pode ser visualizado pela figura 2.9, que representa um diagrama de espaço de estados. O diagrama possui três estados operativos i , j e k que um componente pode assumir. A transição entre estes estados é caracterizada pelas probabilidades de transição, consideradas constantes durante todo o processo e definidas por:

$$P[X(t + \Delta t) = j | X(t) = i] = p_{ij}(t, \Delta t) \quad (2.42)$$

Para cada estado, a soma das probabilidades de transição dele mesmo para outro estado qualquer deve ser igual a 1. Assim, para o estado i , por exemplo, tem-se:

$$p_{ii} + p_{ij} + p_{ik} = 1 \quad (2.43)$$

As probabilidades de transição que um estado i qualquer pode ter, são caracterizadas por:

$$p_{ij}(t + \Delta t) = P[X(t + \Delta t) = j | X(t) = i] = q_{ij} \Delta t \quad , \quad i \neq j \quad (2.44)$$

$$p_{ii}(t + \Delta t) = P[X(t + \Delta t) = i | X(t) = i] = 1 - q_{ii}\Delta t \quad (2.45)$$

onde q_{ij} e q_{ii} são chamados de intensidades de transição, são constantes durante todo o processo e são definidas por:

$$q_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{p_{ij}(\Delta t)}{\Delta t} \quad (2.46a)$$

$$q_{ii} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1 - p_{ii}(\Delta t)}{\Delta t} \quad (2.46b)$$

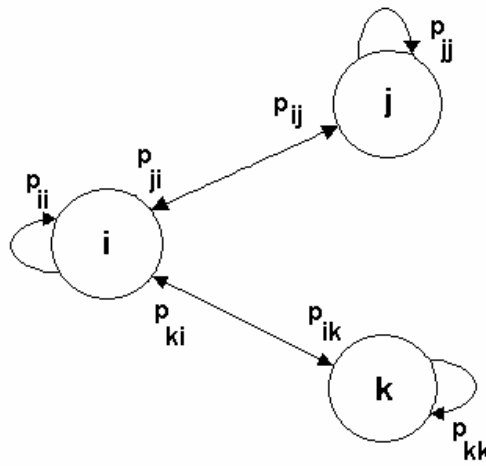


Figura 2.9 – Diagrama de transição de estados

Conforme a expressão 2.45, tem-se:

$$p_{ii}(\Delta t) + \sum_{j \neq i} p_{ij}(\Delta t) = 1 \quad (2.47)$$

De onde se conclui:

$$q_{ii} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \sum_{j \neq i} p_{ij}(\Delta t) = \sum_{i \neq j} q_{ij} \quad (2.48)$$

As probabilidades dos estados podem ser escritas utilizando-se as intensidades de transição:

$$p_i(t + \Delta t) = p_i(t)(1 - q_{ii}\Delta t) + \sum_{j \neq i} p_j(t)q_{ji}\Delta t \quad (2.49)$$

$$\frac{p_i(t + \Delta t) - p_i(t)}{\Delta t} = -p_i(t)q_{ii} + \sum_{i \neq j} p_j(t)q_{ji} \quad (2.50)$$

As probabilidades de todos os estados podem ser condensadas em uma matriz $\underline{P}(\Delta t)$, chamada matriz de probabilidades de transição. Assim para n estados operativos, tem-se:

$$\underline{P}(\Delta t) = \begin{bmatrix} p_{11}(\Delta t) & p_{12}(\Delta t) & \dots & p_{1n}(\Delta t) \\ p_{21}(\Delta t) & p_{22}(\Delta t) & \dots & p_{2n}(\Delta t) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_{n1}(\Delta t) & p_{n2}(\Delta t) & \dots & p_{nn}(\Delta t) \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

Esta matriz é quadrada, com dimensão $n \times n$ e a soma de todos os elementos de uma linha é sempre igual a 1, pois representam todas as probabilidades de transição que um estado qualquer pode fazer. Da mesma forma que a matriz de probabilidades de transição apresentada em 2.46, as transições de n estados operativos podem ser representadas em uma matriz chamada de matriz de intensidade de transição A , definida por:

$$A = \begin{bmatrix} -q_{11} & q_{12} & \dots & q_{1n} \\ q_{21} & -q_{22} & \dots & q_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ q_{n1} & q_{n2} & \dots & -q_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

Esta matriz é quadrada, de dimensões $n \times n$ e a soma dos elementos de uma linha é sempre igual a zero. A relação entre as matrizes $\underline{P}(\Delta t)$ e A é dada por:

$$A = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} [\underline{P}(\Delta t) - I] \quad (2.53)$$

Portanto, utilizando-se a matriz intensidade de transição, o sistema a ser resolvido é:

$$\dot{\underline{p}}(t) = \underline{p}(t)A \quad (2.54)$$

Em regime permanente, as probabilidades são calculadas por:

$$\underline{p}(t)A = 0 \quad (2.55)$$

Considerando-se um componente reparável modelado a dois estados $X=0$ (operação) e $X=1$ (falha), conforme a figura 2.10, cujas taxas de falha λ e reparo μ são constantes. A probabilidade de permanência em um dos estados pode ser representada por uma distribuição exponencial. É importante observar que as transições entre estados são agora caracterizadas pelas taxas de transição e não mais pelas probabilidades. Isso ocorre porque, conforme foi visto nas seções anteriores, a função taxa de risco de um estado é caracterizada pela relação entre a probabilidade de transição pelo intervalo de tempo neste estado, conforme a expressão 2.14. Por isso, as probabilidades de transição do estados podem ser escritas como:

$$p_{01}(\Delta t) = P[X(t + \Delta t) = 1 | X(t) = 0] = \lambda \Delta t \quad (2.56a)$$

$$p_{10}(\Delta t) = P[X(t + \Delta t) = 0 | X(t) = 1] = \mu \Delta t \quad (2.56b)$$

$$p_{00}(\Delta t) = P[X(t + \Delta t) = 0 | X(t) = 0] = 1 - \lambda \Delta t \quad (2.56c)$$

$$p_{11}(\Delta t) = P[X(t + \Delta t) = 1 | X(t) = 1] = 1 - \mu \Delta t \quad (2.56d)$$

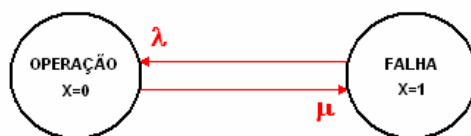


Figura 2.10 – Processo de Markov modelado a dois estados

Chamando de $p_0(t)$ a probabilidade de o componente estar operando e $p_1(t)$ a probabilidade de estar em falha no instante t e considerando-se um intervalo de tempo suficientemente

pequeno dt , de maneira que possa ocorrer apenas uma transição entre estados, as probabilidades operação e falha do componente após dt são dadas por:

$$p_0(t + dt) = p_0(t) \times p_{00}(dt) + p_1(t) \times p_{10}(dt) \quad (2.57)$$

$$p_1(t + dt) = p_1(t) \times p_{11}(dt) + p_0(t) \times p_{01}(dt) \quad (2.58)$$

Elas podem ser escritas também por:

$$p_0(t + dt) = p_0(t) \times (1 - \lambda dt) + p_1(t) \times \mu dt \quad (2.59)$$

$$p_1(t + dt) = p_1(t) \times (1 - \mu dt) + p_0(t) \times \lambda dt \quad (2.60)$$

Remanejando os termos da equação 2.59, obtém-se

$$\frac{p_0(t + dt) - p_0(t)}{dt} = -\lambda p_0(t) + \mu p_1(t) \quad (2.61)$$

Fazendo dt tender a zero, encontra-se a derivada de $p_0(t)$

$$\left. \frac{p_0(t + dt) - p_0(t)}{dt} \right|_{dt \rightarrow 0} = \frac{dp_0(t)}{dt} = p_0'(t) \quad (2.62)$$

$$p_0'(t) = -\lambda p_0(t) + \mu p_1(t) \quad (2.63a)$$

$$p_1'(t) = \lambda p_0(t) - \mu p_1(t) \quad (2.63b)$$

As equações diferenciais acima podem ser expressas na forma matricial:

$$[p_0'(t) \quad p_1'(t)] = [p_0(t) \quad p_1(t)] \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} \quad (2.63c)$$

A matriz formada com as taxas de transição é chamada de matriz de intensidade de transição A . A resolução do sistema de equações diferenciais do tipo $\dot{\underline{p}}(t) = \underline{p}(t)A$, considerando-se as condições iniciais $p_0(0) = 1$ e $p_1(0) = 0$ é dada por:

$$p_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.64a)$$

$$p_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.64b)$$

A figura 2.11 mostra o comportamento das probabilidades no tempo, mostrando que, para um tempo suficientemente longo, tal que $t \rightarrow \infty$, pode-se determinar as probabilidades em regime permanente P_0 e P_1 por:

$$p_0(t \rightarrow \infty) = P_0 = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (2.65a)$$

$$p_1(t \rightarrow \infty) = P_1 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.65b)$$

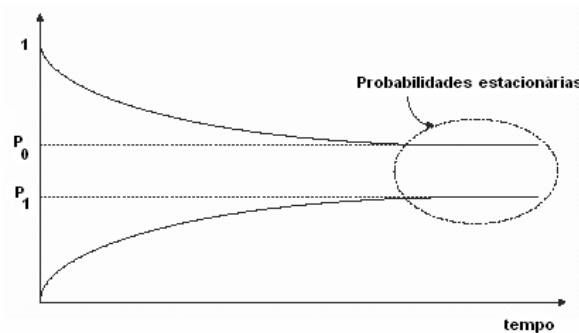


Figura 2.11 – Comportamento das probabilidades P_0 e P_1 no tempo

Substituindo as taxas de transição pelos tempos médios nos estados, conforme as expressões 2.34 e 2.36 encontra-se:

$$p_0 = \frac{m}{m + r} \quad (2.66a)$$

$$p_1 = \frac{r}{m+r} \quad (2.66b)$$

2.5 Confiabilidade da Geração

Conforme foi mencionado no capítulo 1, a modelagem da usina eólica pode ser usada em estudos de confiabilidade, permitindo que sejam feitas análises em qualquer um dos níveis hierárquicos. De maneira a ilustrar como o modelo poderia ser utilizado, esta seção enfoca a confiabilidade da geração.

O objetivo do estudo da confiabilidade de sistemas de geração é avaliar se a geração existente em um sistema elétrico é capaz de suprir a demanda, garantindo níveis de risco aceitáveis, inferiores a um limite predefinido. Esta avaliação é do tipo NH1, conforme definido anteriormente. Ela considera que a rede de transmissão é capaz de transferir qualquer fluxo de potência para atender a demanda, sem perdas, violações ou falhas de qualquer natureza. Portanto, os únicos componentes a serem modelados nesta análise são a geração e a carga. A figura 2.12 mostra um diagrama esquemático dos equivalentes dos componentes modelados na confiabilidade da geração.



Figura 2.12 – Diagrama do sistema equivalente na análise de confiabilidade de geração

A avaliação da adequação da geração com a demanda é feita através da convolução dos estados de operação destes dois equivalentes, formando um modelo de risco. Todos os estados de geração que apresentam uma capacidade inferior à capacidade requerida pela demanda são contabilizados como reserva de capacidade negativa, ou seja, representam a necessidade de corte de carga. A probabilidade de ocorrência de cada um destes estados é

utilizada no cálculo de índices de desempenho, que fornecem um indicativo da confiabilidade do sistema.

Para que o sistema de geração possa suprir a demanda em casos de falhas é necessário estabelecer uma reserva operativa, cujos critérios podem ser determinísticos ou probabilísticos. Como exemplos do primeiro tipo, pode-se citar o estabelecimento de uma porcentagem da capacidade instalada como reserva, a utilização da maior máquina do sistema, etc. [11]. A avaliação probabilística é capaz de fornecer um indicativo da possibilidade de ocorrência das falhas, e portanto otimizar a reserva de geração requerida para o sistema. Neste trabalho, o enfoque é dado para o critério probabilístico de confiabilidade, que é capaz de avaliar tanto a severidade como a probabilidade da falha.

Para o critério probabilístico da confiabilidade da geração, podem ser usados dois métodos:

- Analíticos
- Simulação estocástica

2.5.1 Métodos Analíticos

O método analítico mais utilizado é o da Probabilidade de Perda de Carga. Neste método uma tabela de níveis de capacidade de geração com seus respectivos valores de probabilidade de ocorrência é montada. Ela é freqüentemente chamada de Tabela de Indisponibilidade de Capacidade de Geração.

Os estados operativos dos geradores podem ser caracterizados como um modelo de Markov a dois estados. Dessa forma, a probabilidade de geração de um gerador qualquer é dada pela Disponibilidade de Geração:

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (2.67)$$

Da mesma forma, a probabilidade de não estar gerando é dada pela Indisponibilidade de Geração, também conhecida como FOR (*forced outage rate*):

$$FOR = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.68)$$

Os geradores também podem ser modelados em mais de dois estados, possuindo estados degenerados, conforme foi explicado na seção 2.3.

A tabela 2.1 mostra as probabilidades de todos os estados operativos que uma usina, contendo dois geradores com potência nominal de 500 MW, pode assumir. Os geradores possuem três estados operativos: operação ($P_g=500$ MW), degenerado, com geração igual 50% do valor nominal ($P_g=250$ MW) e em falha ($P_g=0$ MW). A FOR dos geradores é de 0,02, a probabilidade de ocorrência do estado degenerado é de 0,10 e a probabilidade de ocorrência do estado de operação é de 0,88. A probabilidade de cada estado operativo da usina é calculada pela multiplicação (convolução) das probabilidades de cada estado operativo dos geradores. Isso pode ser feito porque o funcionamento de um gerador independe do funcionamento do outro, ou seja, eles são eventos independentes [14]. Dessa forma, utilizando a teoria das Probabilidades para eventos independentes A e B encontra-se:

$$P[A \cap B] = P[A].P[B] \quad (2.69)$$

Da mesma forma, para a usina considerada:

$$P[\text{estado da usina}] = P[\text{estado do gerador 1}] \times P[\text{estado do gerador 2}] \quad (2.70)$$

A soma de todas as probabilidades dos 9 estados possíveis é igual a 1. Os estados 2 e 3 representam o mesmo estado operativo da usina, ou seja, a ocorrência de um gerador em operação e de outro em estado degenerado pode ser representada por qualquer um destes dois estados. Pela teoria das probabilidades, esses estados são eventos disjuntos [14]. A probabilidade de ocorrência de dois eventos disjuntos A e B é dada por:

$$P[E_A \cup E_B] = P[E_A] + P[E_B] \quad (2.71)$$

Tabela 2.1: Tabela de indisponibilidade de capacidade de geração de uma usina exemplo

Número do estado	Estados dos geradores		Geração total da usina (MW)	Probabilidade
	Gerador 1	Gerador 2		
1	Operação	operação	1000	$0,88 \times 0,88 = 0,7744$
2	operação	degenerado	750	$0,88 \times 0,10 = 0,088$
3	degenerado	operação	750	$0,10 \times 0,88 = 0,088$
4	degenerado	degenerado	500	$0,10 \times 0,10 = 0,01$
5	Operação	Em falha	500	$0,88 \times 0,02 = 0,0176$
6	Em falha	operação	500	$0,02 \times 0,88 = 0,0176$
7	degenerado	Em falha	250	$0,10 \times 0,02 = 0,002$
8	Em falha	degenerado	250	$0,02 \times 0,10 = 0,002$
9	Em falha	Em falha	0	$0,02 \times 0,02 = 0,0004$

onde Pg_1 e Pg_2 são as potências geradas pelos geradores 1 e 2, respectivamente e Pg_{usina} é a potência total gerada. Da mesma forma, os estados 5 e 6 e 7 e 8 são eventos disjuntos. Assim, os 9 possíveis estados de operação podem ser combinados para formar 6 estados diferentes, conforme mostra a tabela 2.2. Os estados 3 e 4 ainda podem ser combinados por apresentarem a mesma geração de saída da usina.

Tabela 2.2 - Tabela de indisponibilidade de capacidade de geração resumida

Número do estado	Estados dos geradores		Geração total da usina (MW)	Probabilidade
	Gerador 1	Gerador 2		
1	Operação	operação	1000	$0,88 \times 0,88 = 0,7744$
2	operação	degenerado	750	$0,88 \times 0,10 + 0,10 \times 0,88 = 0,176$
3	degenerado	degenerado	500	$(0,10 \times 0,10 = 0,01) + (0,88 \times 0,02 + 0,02 \times 0,88) = 0,0452$
4	Operação	Em falha		
5	degenerado	Em falha	250	$0,10 \times 0,02 + 0,02 \times 0,10 = 0,004$
6	Em falha	Em falha	0	$0,02 \times 0,02 = 0,0004$

Em seguida, os resultados são comparados com os níveis de carga do sistema. Supondo que a carga do exemplo permaneça constante em 750 MW durante todo o tempo, todos os estados de geração que apresentarem valores inferiores a 750 MW representarão insuficiência de geração e, portanto, corte de carga. Sendo assim, a probabilidade de perda

de carga no exemplo é igual à soma das probabilidades dos estados 3 a 6. No entanto, uma melhor representação da curva de carga, através da variação do valor da demanda ao longo do período de tempo considerado, permite avaliar de forma mais precisa as indisponibilidades de geração que levarão ao corte de carga [12].

2.5.2 Simulação Estocástica

No método analítico mostrado na seção anterior todos os possíveis estados, pertencentes ao espaço de estados do sistema, são analisados. O grande problema deste método é a grande quantidade de estados a serem analisados, já que eles crescem exponencialmente com o número de componentes. Se o sistema de transmissão for considerado, utilizando-se o critério NH2, este procedimento torna-se inviável. Existem duas outras alternativas: a seleção dos estados por enumeração e a simulação estocástica. A enumeração seleciona os estados que apresentam falhas, utilizando-se um critério, que pode ser o número de componentes em falha (ordem de contingência). O exemplo clássico é o critério N-1, onde apenas contingências simples são analisadas. Ele é mais utilizado na avaliação do desempenho de sistemas de transmissão, pois a probabilidade de falha deste sistema é baixa e, portanto, mais baixas serão as probabilidades de falhas múltiplas. Sendo assim, muitos estados podem ser descartados na análise.

Outra forma de seleção de estados é através da simulação estocástica, conhecida como simulação Monte Carlo. Os estados são selecionados utilizando-se suas distribuições de probabilidade acumulada $F(x)$ de falha dos componentes. Para o caso de um componente modelado a dois estados, por exemplo, a distribuição de probabilidade é representada conforme a figura 2.14. A obtenção do estado operativo do componente é feita através de um sorteio de um número aleatório U , que pertença ao intervalo $[0,1]$. Se o número sorteado for menor do que a probabilidade de falha, ou seja, a FOR do componente, o estado operativo obtido é em falha. Se o número sorteado for maior do que a FOR , o estado obtido é em operação. Este processo é conhecido como Transformação Inversa. Para componentes que são modelados por mais de dois estados, a distribuição de probabilidade acumulada é formada conforme a figura 2.15.

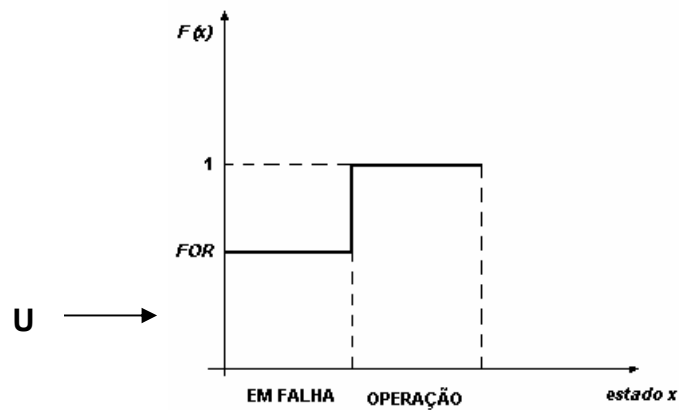


Figura 2.14 – Distribuição de probabilidade acumulada de um componente modelado a dois estados

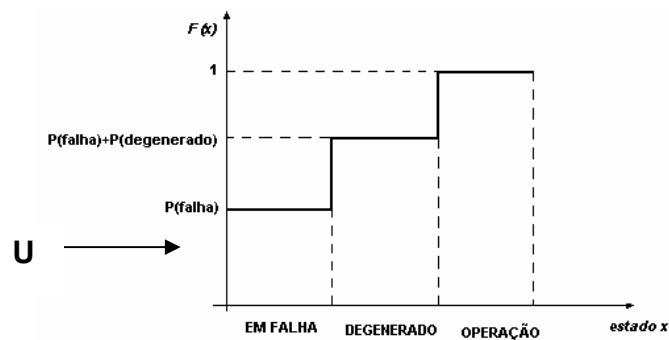


Figura 2.15 - Distribuição de probabilidade acumulada de um componente modelado a três estados

O procedimento para o sorteio do estado operativo é o mesmo, resumido da seguinte forma:

- Se número sorteado $< P(falha)$ \rightarrow estado *em falha*
- Se $P(falha) \leq$ número sorteado $< P(falha) + P(degenerado)$ \rightarrow estado *degenerado*
- Se número sorteado $\geq P(falha)+P(degenerado)$ \rightarrow estado *operativo*

2.6 Índices de Desempenho de Uma Usina Eólica

Existem vários índices que podem fornecer uma avaliação da confiabilidade de sistemas e a escolha de um deles depende da perspectiva do estudo em curso. Por exemplo, índices que se baseiam em energia gerada são mais utilizados em estudos sob o ponto de vista de

entidades geradoras e índices que se baseiam na energia interrompida são mais adequados em estudos sob o ponto de vista de entidades consumidoras.

Neste trabalho, a perspectiva utilizada é a da empresa geradora, por isso a análise do desempenho de usinas eólicas foi medida através de índices de confiabilidade definidos em [12] e selecionados de acordo com o objetivo, que é a avaliação da disponibilidade de geração de energia eólica, a partir da disponibilidade de vento e da operação das turbinas da usina. Estes índices não consideram a carga do sistema onde a usina está implantada, nem os cortes de carga quando a geração disponível é inferior à demanda. No entanto, o modelo desenvolvido pode ser incorporado a métodos de avaliação da confiabilidade da geração (NH1) e confiabilidade composta (NH2). A seguir está uma descrição dos índices utilizados:

IWP (*Installed Wind Power*) – potência eólica instalada. É a soma das potências nominais de todas as turbinas da usina eólica. Unidade: [MW]

IWE (*Installed Wind Energy*) – potência eólica instalada multiplicada por pelo número de horas em um ano. Ela representa a energia que pode ser extraída em um ano. Unidade: [MWh]

$$IWE = IWP \times 8760 \quad (2.71)$$

EAW (*Expected Available Wind Energy*) – expectativa de energia eólica disponível no vento. Quantidade de energia que pode ser gerada em um ano sem considerar saídas de turbinas eólicas. Unidade: [MWh]

EGW (*Expected Generated Wind Energy*) – expectativa de energia eólica gerada. Quantidade de energia que pode ser gerada em um ano, considerando-se as saídas forçadas das turbinas. Unidade: [MWh]

WGAF (*Wind generation availability factor*) – fator de disponibilidade de geração eólica. Equivale ao fator de carga de usinas convencionais, mas considera-se também o efeito de operação das turbinas. Adimensional.

$$WGAF = \frac{EGWE}{IWE} \quad (2.72)$$

Além destes, pode-se utilizar o fator de capacidade *FC* da usina eólica, que não considera o efeito da operação da turbina, apenas a disponibilidade de vento:

$$FC = \frac{EAWE}{IWE} \quad (2.73)$$

Capítulo 3

Geração Eólica

A energia eólica tem sua origem na radiação solar, pois o sol não aquece a superfície da Terra de forma regular. As regiões próximas ao equador, com latitude 0° , por exemplo, são mais aquecidas que as outras regiões. A figura 3.1, obtida por um satélite da NASA, mostra as diferenças de aquecimento em diversas áreas da Terra. Estima-se que de 1 a 2% da energia proveniente do sol é convertida em energia eólica [15].

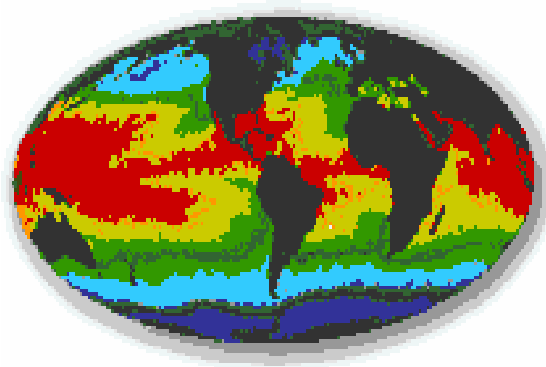


Figura 3.1 - Foto de satélite da NASA, NOAA-7 em Julho de 1984. Escala decrescente de aquecimento: vermelho, laranja, amarelo, verde e azul

Como o ar quente é mais leve que o ar frio, ele tende a subir das regiões próximas ao Equador até uma altura de 10 km, que corresponde à espessura da atmosfera, e seguir em direção aos pólos, enquanto o ar frio existente neles tende a se deslocar no caminho contrário. Somado a isso, tem-se o movimento de rotação da Terra, provocando o deslocamento das massas de ar quente e fria, segundo o princípio da Força de Coriolis. De acordo com este fenômeno, o movimento de rotação da Terra faz com que um deslocamento na direção norte-sul seja desviado para a direita e, da mesma forma, um deslocamento na direção sul-norte seja desviado para esquerda. Os ventos provocados por esses mecanismos são chamados de ventos globais ou geostróficos e são classificados conforme as direções predominantes de: ventos alísios, que sopram dos trópicos para o

Equador, ventos contra-alísios, que sopram do Equador para os pólos, ventos do oeste, que sopram dos trópicos para os pólos e ventos polares, que sopram dos pólos para as zonas temperadas. É importante o conhecimento da direção predominante desses ventos no sítio onde se deseja implantar uma usina eólica, embora, conforme será explicitado mais adiante, as condições locais também exerçam influência na geração. A figura 3.2 mostra o deslocamento dos ventos globais na superfície da Terra.

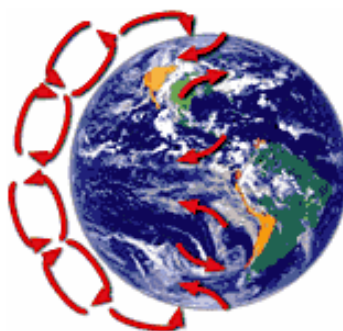


Figura 3.2 - Direção dos ventos globais na superfície da Terra. Fonte: Wind Industry Association

3.1 Fatores que Interferem na Velocidade do Vento

Além das características descritas anteriormente, a velocidade do vento também é influenciada pelas condições climáticas, pelas características locais do relevo e pelos obstáculos presentes. Essa variação da velocidade provoca uma constante variação na energia gerada por turbinas eólicas, conforme será visto mais adiante, na seção 3.3, embora, na maioria das vezes, as variações muito rápidas possam ser compensadas pela inércia do rotor da turbina eólica.

3.1.1 Condições Climáticas

Durante o dia, as massas de ar presentes no solo são aquecidas pelo Sol mais intensamente que as massas de ar presentes no oceano. Essa diferença de temperatura faz com que o vento se desloque no sentido do mar para a terra, em um movimento conhecido como brisa marinha. Durante a noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente que a do oceano, provocando um deslocamento do vento no sentido contrário, chamado de brisa terrestre. A

velocidade dos ventos provocados pela brisa terrestre é menor do que a velocidade provocada pela brisa marinha porque durante a noite a diferença de temperatura entre a terra e o oceano também é menor. Outro fenômeno climático que interfere na velocidade do vento é a monção, caracterizada por ventos que alteram sua direção de acordo com as estações do ano porque, da mesma forma que as brisas marinha e terrestre, as massas de ar presentes na terra são aquecidas ou resfriadas mais rapidamente que as massas de ar presentes no oceano.

3.1.2 Características do Local de Implantação da Usina Eólica

A velocidade do vento é afetada pela fricção contra a superfície da Terra em altitudes de até 100 m. Essa fricção pode ser de maior ou menor intensidade, de acordo com as características da superfície da região em estudo. Os principais fatores que interferem nessas características são a rugosidade, o relevo e os obstáculos presentes no local. A intensidade dessa interferência aumenta com a proximidade do solo.

Rugosidade do Terreno

A variação da velocidade do vento com a altura é chamada perfil vertical ou cisalhamento do vento. Devido à fricção provocada pelas irregularidades ou rugosidades do terreno, a velocidade do vento tende a diminuir quanto mais próximo estiver da superfície da terra, conforme a figura 3.3.

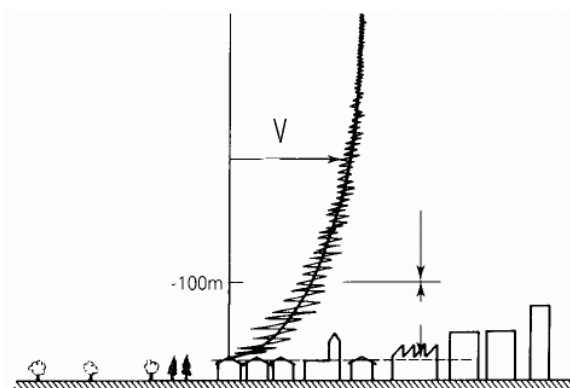


Figura 3.3 - Variação da velocidade do vento com a altura

A rugosidade pode ser entendida pela quantificação de irregularidades existentes na superfície de um local, como por exemplo, a presença de vegetação, relevo, construções, etc. É comum o uso de uma classe de rugosidade como referência para estudos de avaliação das condições de vento. Essa classe vai de 0 a 4, onde a classe 0 representa um local sem elementos que possam interferir na velocidade, como uma superfície totalmente plana (superfície do mar, lagoa, gelo, etc.). A classe 4 representa um local onde existam muitos elementos, tais como árvores e construções. Além da classe de rugosidade, pode ser também utilizado como referência o comprimento de rugosidade, que determina a altura acima do solo onde a velocidade média do vento é igual a zero. A classe e o comprimento de rugosidade são equivalentes, mas são determinados de formas diferentes. A relação entre eles é dada pelas expressões 3.1 e 3.2, conforme definido no Atlas Eólico Europeu. Na tabela 3.1 estão as classes e os comprimentos de rugosidade correspondentes.

$$classe = 1,699823015 + \frac{\ln(\text{comprimento})}{\ln 150} \quad \text{para comprimento} \leq 0,03 \quad (3.1)$$

$$classe = 3,912489289 + \frac{\ln(\text{comprimento})}{\ln 3,33333333} \quad \text{para comprimento} \geq 0,03 \quad (3.2)$$

Quanto menor a altura considerada, mais o vento será afetado pela rugosidade do terreno local e portanto menor será a sua velocidade. Este comportamento é mais bem visualizado através da lâmina de vento mostrada na figura 3.4, onde se pode visualizar que, em um sítio com rugosidade classificada em 1, foi medida a velocidade de 7,6 m/s a 50 m de altura. Para visualizar a que altura esta velocidade seria encontrada em sítios com outras classes de rugosidade, basta utilizar as outras curvas mostradas no gráfico. Para locais com classe de rugosidade elevada, verifica-se através do gráfico que a influência na velocidade do vento é maior.

Tabela 3.1 – Tabela de Classe e Comprimento de Rugosidade conforme o Atlas Eólico Europeu

Classe de Rugosidade	Comprimento de Rugosidade (m)	Descrição da Paisagem
0	0,0002	Superfície do mar
0,5	0,0024	Terreno com a superfície plana, aberto, como aeroportos, grama cortada, etc.
1	0,03	Área agrícola aberta, sem fendas e cercas e construções dispersas
1,5	0,055	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 1250 m
2	0,1	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 500 m
2,5	0,2	Área agrícola com muitas casas, plantas e arbustos, ou cercas de até 8 m de altura, com distância de até 800 m
3	0,4	Vilas, cidades pequenas, áreas agrícolas com cercas altas, florestas e terrenos irregulares e com rugosidade
3,5	0,8	Grandes cidades com edifícios altos
4	1,6	Cidades muito grandes com edifícios altos e arranhacéus

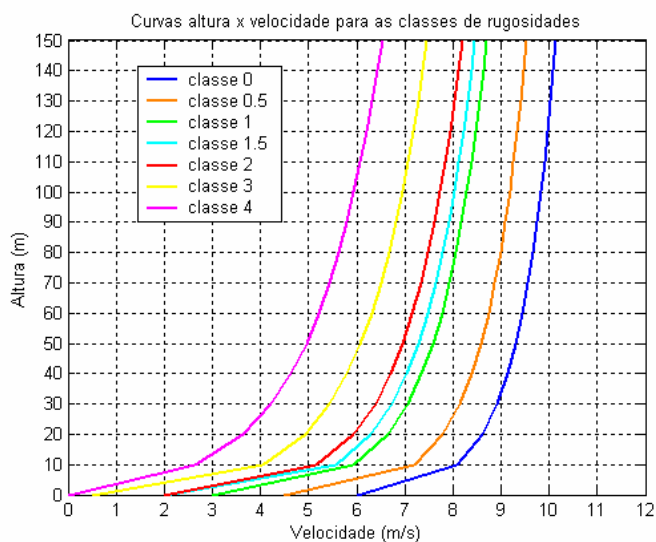


Figura 3.4 – Gráfico velocidade x altura para diferentes classes de rugosidade

Se a velocidade do vento for conhecida em uma altura qualquer, é possível descobrir qual a velocidade em outras alturas, através de um fator de correção, conforme a expressão 3.3:

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{h_0}\right)} \quad (3.3)$$

onde:

h é a altura acima do solo onde se quer determinar a velocidade v

h_0 é o comprimento da rugosidade do solo (classe de rugosidade)

h_{ref} é a altura de referência, ou seja, a altura em que é conhecida a velocidade de vento exata v_{ref} .

Orografia

Assim como a rugosidade, a variação na altura do terreno também interfere significativamente na velocidade do vento. A análise do relevo também é conhecida como orografia. A presença de montanhas ou qualquer outro tipo de elevação provoca no vento um aumento da velocidade no seu pico e mudança de direção. Se o sítio onde se pretende implantar a usina eólica é montanhoso, as turbinas eólicas são freqüentemente instaladas no alto do relevo. Além disso, durante o dia, o ar presente nas encostas é aquecido e tende a subir, fazendo o ar mais frio situado no alto da elevação se deslocar na direção do solo, devido à diferença de pressão. Durante a noite, este movimento se inverte, fazendo com que o ar mais frio se desloque para o alto.

Outro efeito importante ocorre quando gargantas estão presentes no sítio. A razão é que o ar torna-se comprimido entre as elevações que formam a garganta e por isso sua velocidade aumenta nesta região. Este efeito é conhecido como efeito túnel. No caso de presença desse tipo de relevo, é recomendável a instalação de turbinas entre as elevações que formam a garganta, para aproveitar ao máximo o aumento da velocidade provocado pelo efeito túnel.

Obstáculos

A existência de obstáculos em locais próximos a fazendas eólicas pode reduzir significativamente a velocidade do vento. Os obstáculos mais comuns são árvores, formações rochosas e construções. Em estudos de viabilidade de fazendas eólicas, é importante a verificação de obstáculos que estejam na direção predominante do vento, pois eles poderiam reduzir a geração de energia das turbinas que estejam nesta mesma direção.

A redução da velocidade do vento devido à presença de obstáculos é maior conforme as suas dimensões (altura e comprimento) e com a sua porosidade. Entende-se por porosidade a relação entre a área da superfície livre, que não impede a passagem do vento, e a área total do obstáculo, ambas na direção de recebimento da velocidade do vento. Dessa forma, um edifício não possui porosidade, enquanto uma árvore pode ter a sua porosidade variável, de acordo com a sua folhagem.

Segundo a referência [15], os fabricantes de turbinas eólicas consideram na estimativa de geração de turbinas eólicas obstáculos distantes até 1 km à frente, nas principais direções de velocidade de vento.

Efeito de Sombreamento

Após a passagem do vento por uma turbina eólica, parte da energia contida no seu movimento é retirada para a geração de energia elétrica e, pela lei da conservação de energia, a velocidade do vento atrás da turbina é menor. Esse efeito é reduzido conforme aumenta o afastamento da turbina, até que a velocidade alcance seu valor inicial. Na figura 3.5 esse efeito é identificado visualmente através da colocação de um gerador de fumaça na extremidade de uma das pás da turbina. Em uma fazenda eólica, as turbinas são posicionadas na direção predominante da velocidade do vento. Para se evitar que esse efeito interfira na geração de energia, convencionou-se que as turbinas devem ser espaçadas entre 5 e 9 medidas de diâmetro do rotor na direção predominante do vento e entre 3 e 5 medidas de diâmetro na direção perpendicular à direção predominante de vento [15].



Figura 3.5 - Efeito de sombreamento de uma turbina eólica – fonte: <http://www.windpower.org>

3.2 A Turbina Eólica

A turbina eólica é constituída por uma série de componentes, responsáveis pela produção da energia elétrica em três etapas: a captação da energia cinética contida no vento, a conversão da energia cinética em energia mecânica e a transformação da energia mecânica em energia elétrica propriamente dita, ao final do processo. Os componentes da turbina eólica estão representados na figura 3.6 e são descritos a seguir. A maioria dos componentes da turbina está contida na nacelle, a caixa protetora dos equipamentos.

As turbinas eólicas possuem dois tipos de configuração: o rotor localizado na frente da nacelle, a montante do vento, também conhecida como configuração *upwind* e o rotor localizado atrás da nacelle, a jusante do vento, conhecida como configuração *downwind*. A principal diferença entre estas duas configurações é que a primeira reduz o efeito de sombra nas pás.

A conexão da turbina com o sistema elétrico pode ocorrer de forma direta e indireta. No primeiro tipo de conexão não é permitida uma grande variação na velocidade de rotação da turbina, sendo de extrema rigidez por esse fato. No segundo tipo a conexão é feita através de conversores eletrônicos de frequência, que permitem a aceleração do rotor e a absorção dos picos de potência e variações bruscas de torque, que não serão transmitidas à rede [16].

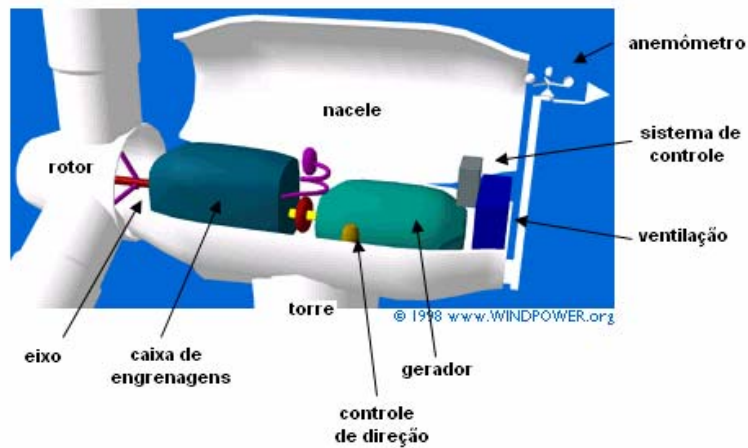


Figura 3.6 - Componentes da turbina eólica

Rotor

O rotor transforma a energia cinética contida no vento em energia mecânica. Pode ser classificado de acordo com o eixo de rotação em rotor de eixo horizontal e rotor de eixo vertical. O primeiro é mais utilizado na geração de energia elétrica e possui mais modelos disponíveis no mercado. O eixo de rotação está em paralelo com a direção do vento e a configuração das pás pode variar em número de 1, 2 ou 3, até o modelo multipás americano. As pás possuem desenho semelhante ao de uma asa de avião e são feitas de fibra de vidro reforçadas com plástico ou epóxi. A figura 3.7 relaciona o diâmetro do rotor à potência nominal da turbina. Para um rotor com o dobro do diâmetro de outro, tem-se uma área quatro vezes maior, fazendo com que a potência nominal da turbina seja também quatro vezes maior.

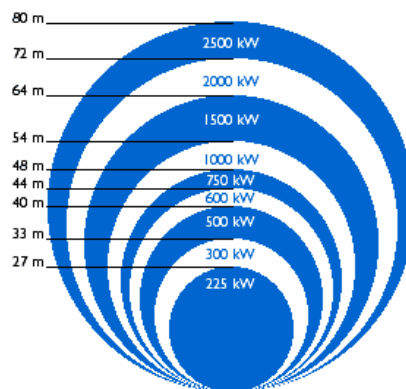


Figura 3.7 - Relação entre o diâmetro do rotor e a potência nominal da turbina

O rotor de eixo vertical pode ser dividido em três tipos básicos: Darrieus, Savonius e turbinas com torre de vórtices. Elas funcionam com qualquer direção de vento, portanto não precisam de equipamentos para variação da direção.

Gerador

O gerador transforma a energia mecânica do rotor em energia elétrica. Os modelos disponíveis no mercado são equipamentos de alta confiabilidade, mas devido às suas características de funcionamento, a sua utilização em sistemas de geração eólica envolve a observação de problemas importantes, tais como a constante variação da velocidade de vento, provocando a operação do gerador em uma extensa faixa de rotações, a variação no torque e o controle de frequência e de tensão. Os primeiros geradores utilizados eram assíncronos, mais comumente conhecidos como geradores de indução, que têm como característica operativa a absorção de potência reativa da rede para sua própria excitação. Quanto maior a velocidade de rotação, maior o deslizamento do rotor e maiores serão a potência ativa gerada e a potência reativa absorvida. Conforme citado em [17], o aumento do uso deste tipo de gerador faz com que aumente o risco de colapso de tensão no sistema em que a usina eólica está conectada. Atualmente, outros tipos de geradores combinados com novos esquemas de conexão vêm sendo utilizados pelos fabricantes de turbinas, podendo ser síncronos ou assíncronos, e sua escolha está diretamente ligada à escolha da conexão com o sistema. A figura 3.8, extraída de [16], mostra os principais tipos de geradores e conexões das turbinas.

Sistemas de Controle

A turbina eólica possui diversos sistemas de controle, destacando-se a monitoração da velocidade e a orientação do rotor. Para este trabalho é importante apenas o conhecimento do sistema de controle para a monitoração da velocidade, ficando os outros tipos para trabalhos específicos sobre turbinas eólicas.

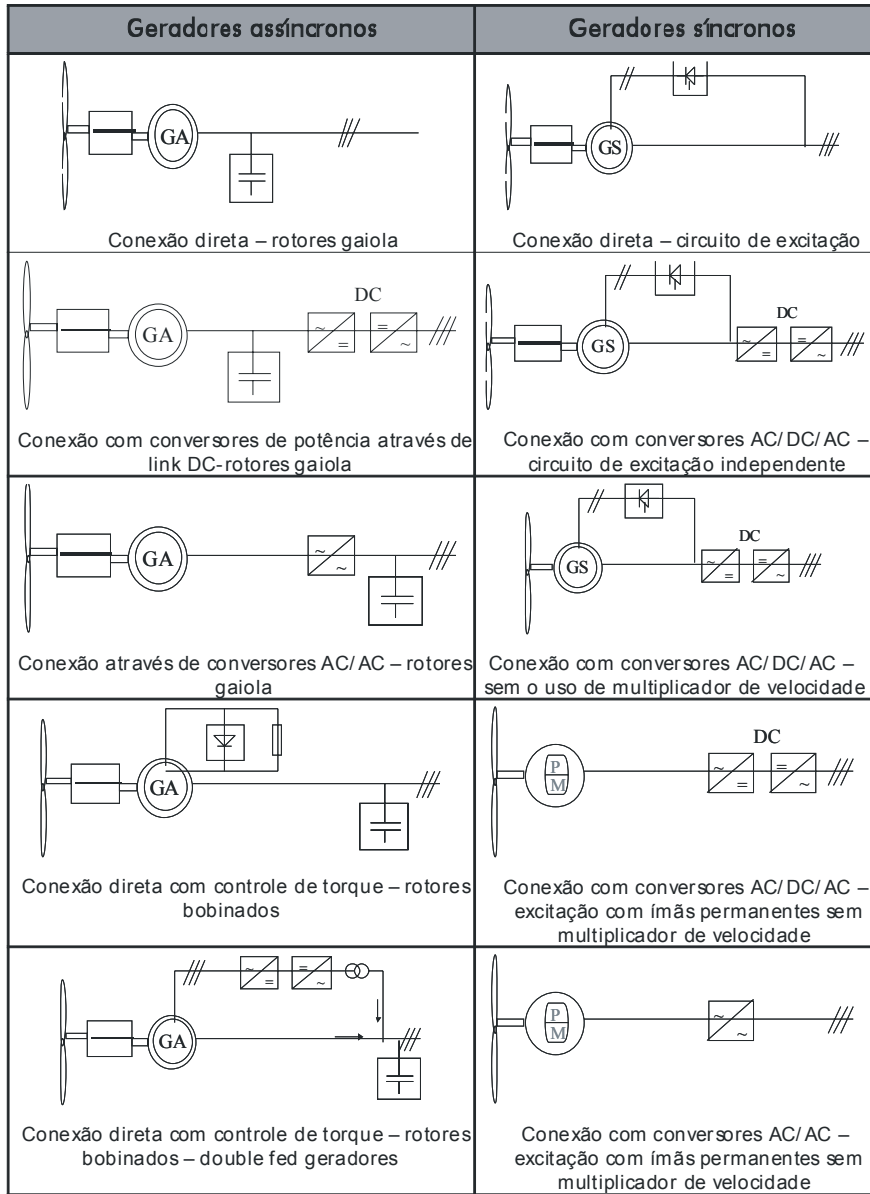


Figura 3.8 – Tipos de geradores e conexões com a rede elétrica – fonte: CBEE

A velocidade é regulada principalmente pelos controles de passo e estol. O objetivo destes controles é a limitação da geração quando o vento atinge valores maiores que a velocidade nominal. O controle estol (do inglês *stall*) foi o mais utilizado no passado e é considerado um controle passivo, já que é feito através do desenho aerodinâmico das pás do rotor. Ao longo do eixo longitudinal, existem torções para que as forças incidentes sejam reduzidas

gradualmente em altas velocidades. Uma grande vantagem desse tipo de controle é a simplicidade, evitando mais partes móveis na turbina. Atualmente dois terços das turbinas instaladas no mundo possuem esse tipo de mecanismo [15]. O controle de passo (do inglês *pitch*) é um controle eletrônico que monitora a potência gerada em intervalos de tempo, geralmente várias vezes por segundo. Quando ela chega ao valor nominal da turbina, este controle manda uma informação para o rotor limitá-la a este valor através, da rotação das pás em torno de seu eixo longitudinal, aumentando o ângulo de ataque e reduzindo o ângulo de passo, conforme será explicado na próxima seção. Em relação ao controle estol, este tipo permite uma maior produção de energia e um maior rendimento, considerando-se as mesmas condições de vento.

O controle de direção do rotor é utilizado para posicionar o rotor na direção da velocidade do vento. Este mecanismo é ativado por controle eletrônico, que verifica a direção do vento incidente sobre a turbina a cada instante e manda informação para uma caixa de engrenagens posicionar o rotor nesta direção.

Torre

A função da torre é unicamente estrutural, possibilitando o uso de rotores com grandes diâmetros e provendo o rotor de altas velocidades para a geração de energia. Sua construção representa uma grande porcentagem do custo de implantação da usina. O material utilizado para a construção pode ser aço ou concreto e elas podem ser cônicas, em forma de treliça ou estaiadas, sendo que estas últimas são usadas apenas para pequenas turbinas. A grande maioria das torres é cônica, produzida em seções de 20 a 30 metros, com diâmetros crescentes na direção da base para, ao mesmo tempo, aumentar a sustentação e garantir economia de material. Segundo [15], estas torres são mais utilizadas que as estaiadas devido à maior segurança e conforto que elas propiciam para os operadores de manutenção, embora seu custo seja maior. A figura 3.9 extraída de [windpower.org] mostra três diferentes turbinas com potência nominal de 225, 600 e 1500 kW. Para potências nominais maiores, são necessários rotores com diâmetros maiores e, conseqüentemente, torres com alturas maiores.

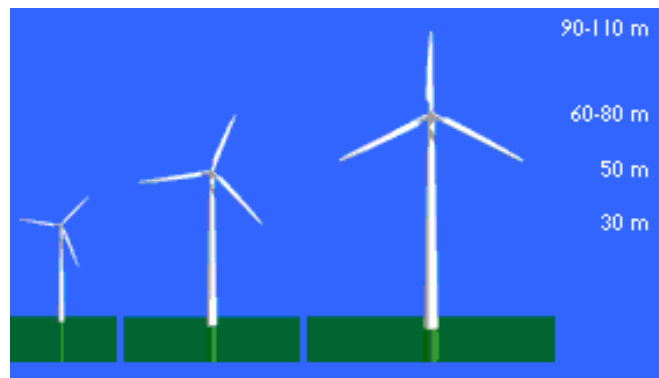


Figura 3.9 - Tamanhos de torres para diferentes turbinas eólicas

Caixa de Engrenagens

O objetivo da caixa de engrenagens é a transmissão da energia mecânica produzida no rotor para o gerador. Como o rotor possui uma baixa velocidade de rotação (20 a 150 rpm) em relação à velocidade dos geradores convencionais (1200 a 1800 rpm), elas são necessárias para a adaptação dos dois sistemas. É composta não só pelo conjunto de engrenagens, mas também por eixos e mancais. Atualmente já existem turbinas que não utilizam engrenagens e substituem o gerador convencional por um gerador multipólos, que podem trabalhar em velocidades mais baixas.

Componentes Acessórios

Além dos componentes descritos anteriormente, a turbina é composta por outros itens acessórios, que são os freios, sensores de vibração, sensores de temperatura do gerador e da caixa de engrenagens, o anemômetro, sistema de ventilação, eixos, mancais, etc.. Algumas vezes podem ser usados sistemas de armazenamento de energia, como baterias. Este sistema é necessário em locais isolados, onde a geração eólica é a única fonte de energia ou em sítios em que haja uma variação muito grande da velocidade de vento, para garantir o atendimento constante à demanda.

3.3 O Mecanismo de Geração

As turbinas eólicas usadas atualmente têm sua tecnologia inspirada no funcionamento dos aviões, embora operem em condições distintas, com ventos em velocidades e direções variáveis todo o tempo. A figura 3.10 mostra um corte feito em uma das pás do rotor. Verifica-se que o seu desenho é bem parecido com o de uma asa de avião e o princípio de funcionamento é praticamente o mesmo. O vento incidente na direção da pá percorre um caminho mais longo quando passa pela parte de cima e, portanto, precisa obter velocidade maior para percorrer este caminho. Esse aumento de velocidade faz com que a pressão se torne mais baixa, e a diferença de pressão entre as faces da pá provoca uma força de baixo para cima, conhecida como força de elevação.

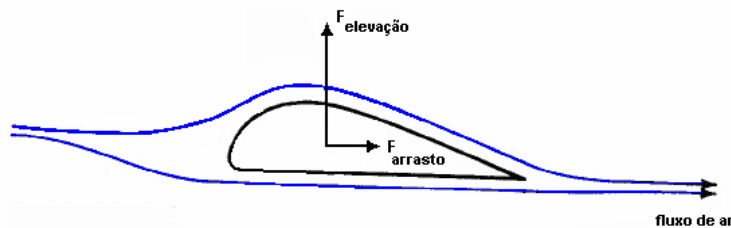


Figura 3.10 - Forças geradas pelo vento incidente sobre a pá de uma turbina eólica

Na verdade, o vento incidente sobre a pá provoca o surgimento de duas forças: de elevação, perpendicular à direção do vento e de arrasto, na direção do vento. A primeira é a força utilizada no princípio de funcionamento da turbina e a segunda precisa ter seu efeito minimizado ao máximo para que a turbina obtenha um bom desempenho. Ambas são funções da densidade do ar, da área da pá e do quadrado da velocidade do vento. Na figura 3.10 pode ser observada a velocidade incidente sobre a pá, decomposta nas direções da força de elevação e da força de arrasto. Dois parâmetros importantes para o desempenho da turbina são o ângulo de passo e o ângulo de ataque da pá, conforme mostrado na figura 3.11. A pá pode girar, formando um ângulo com seu plano de rotação, que varia de zero (quando está na direção do plano de rotação) a 90° . Este ângulo é chamado de ângulo de passo β e é considerado estático, dependendo apenas da orientação da pá. O ângulo que a pá forma com a direção da velocidade do vento é chamado de ângulo de ataque δ e é um

fator determinante na quantidade de energia extraída. Este ângulo varia constantemente, de acordo com a direção da velocidade do vento e da pá, para a obtenção do valor ótimo da força de elevação.

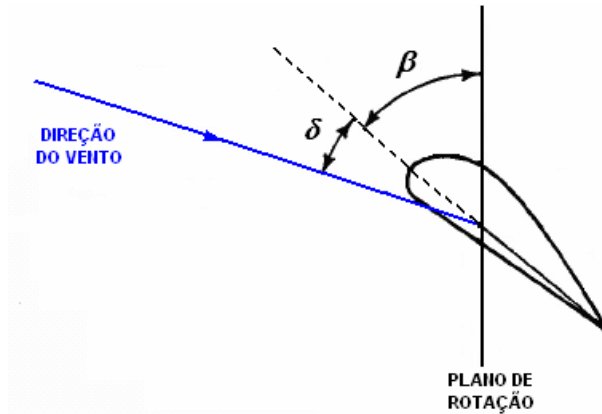


Figura 3.11 - Esquema dos ângulos de passo e de ataque da pá do rotor

Os controles de velocidade de passo e de estol definidos na seção anterior podem ser mais bem entendidos a partir do conhecimento destes parâmetros. O movimento da pá na direção de seu plano de rotação, conforme a figura 3.11, faz com que o vento que percorre a sua parte superior se descole, ocasionando uma turbulência na parte de trás, conforme mostra a figura 3.12(b). Este efeito faz que haja uma redução na força de sustentação e um aumento na força de arrasto, reduzindo a velocidade de rotação da turbina. Este é o mecanismo de estol da pá.



a)



b)

Figura 3.12 - Comportamentos do vento em torno da superfície da pá : a) sem estol, b) com estol –

Fonte: DEWI

3.4 Energia Contida no Vento

A energia cinética de uma massa de ar m , deslocando-se com uma velocidade v , na direção x é dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.4)$$

Considerando-se um fluxo de ar de densidade ρ , perpendicular a uma seção transversal de área A de um cilindro, movendo-se a uma velocidade v , conforme a figura 3.13, a expressão para a energia cinética se transforma na expressão:

$$E = \frac{1}{2}(\rho Ax)v^2 \quad (3.5)$$

onde a densidade do ar ρ é dada por:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{m}{Ax} \quad (3.6)$$

onde V é o volume. Quanto mais denso (pesado) for o ar, mais energia pode ser obtida do vento. A densidade do ar varia com os seguintes fatores:

- Temperatura: quanto menor a temperatura, mais denso é o ar
- Pressão: em lugares altos a pressão é menor e o ar é menos denso
- Umidade: a densidade diminui levemente com o aumento da umidade relativa

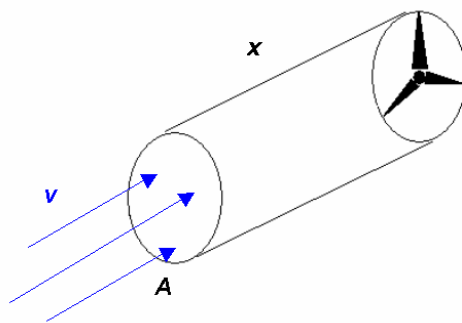


Figura 3.13 – Fluxo de ar através de um cilindro

A área do rotor também determina o quanto de energia pode ser obtida, ela aumenta com o quadrado do diâmetro do rotor da turbina eólica. Assim, uma turbina com o diâmetro duas vezes maior que outra obterá quatro vezes mais energia. Convertendo a expressão da energia cinética em potência, ou seja, obtendo a sua derivada no tempo, obtém-se:

$$P = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} mv^2 \right) = \frac{1}{2} \frac{d(\rho Ax)v^2}{dt} = \frac{1}{2} \rho A \frac{dx}{dt} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.7)$$

Esta expressão representa a potência total disponível que pode ser extraída em uma área A . Para a análise do potencial eólico ela é frequentemente convertida para a potência que se pode extrair do vento por unidade de área, conforme a expressão 3.8:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad [\text{W/m}^2] \quad (3.8)$$

Em condições normais de temperatura e pressão, onde a densidade do ar é $1,293 \text{ kg/m}^3$, encontra-se:

$$P = 0,647 \times A \times v^3 \quad [\text{W}] \quad (3.9)$$

É comum a utilização de uma densidade do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ (nível do mar, $15 \text{ }^\circ\text{C}$) na indústria de geração eólica mundial [18]. Considerando as condições padrão de temperatura e pressão, pode-se montar o gráfico potência por unidade de área \times velocidade de vento, conforme a figura 3.14.

Para uma velocidade de 5 m/s , a potência obtida é de aproximadamente 81 W/m^2 . Para o dobro dessa velocidade, 10 m/s , a potência obtida é de 647 W/m^2 , oito vezes maior. Pode-se concluir que a velocidade do vento é extremamente importante para a quantidade de energia que uma turbina eólica pode converter em eletricidade. Outra conclusão é que é necessária uma área considerável para capturar uma quantidade significativa de energia.

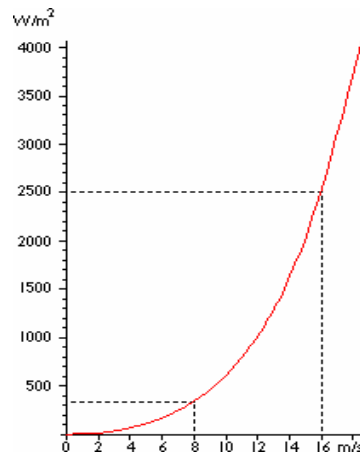


Figura 3.14 – Curva potência por m^2 versus velocidade do vento para densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$

Algumas vezes, ao invés da potência eólica, utiliza-se como medida a energia. Nesse caso, a unidade mais comum é o kWh/m^2 . Como exemplo, considerando uma potência constante de 100 W/m^2 , em um ano a energia eólica produzida será de $8760 \text{ h} \times 100 \text{ W/m}^2 \approx 900 \text{ kWh/m}^2$.

A simples presença física de uma turbina eólica modifica a velocidade do ar e a pressão locais. Ela defletirá o vento, antes mesmo que ele alcance o plano do rotor. Isso significa que não é possível retirar toda a energia contida no vento, e portanto a expressão 3.5 é apenas teórica. Quando a turbina eólica retira energia cinética do vento e a converte em energia rotacional, o vento perde velocidade. Na figura 3.15 verifica-se que a velocidade à esquerda da turbina é maior que à direita. A velocidade e a pressão na região anterior ao rotor são chamadas de v_1 e p_1 . Após o rotor, elas são chamadas de v_2 e p_2 . Na seção onde está localizado o rotor, elas são v e p .

A velocidade do vento não será reduzida imediatamente após a passagem pelo plano do rotor. Essa redução acontecerá gradualmente, até que ela se torne quase constante e alcance o valor mais baixo v_2 . Verificando a distribuição da pressão do ar, nota-se que quando o vento se aproxima do rotor, a pressão aumenta gradualmente, já que o rotor atua como uma barreira para o vento.

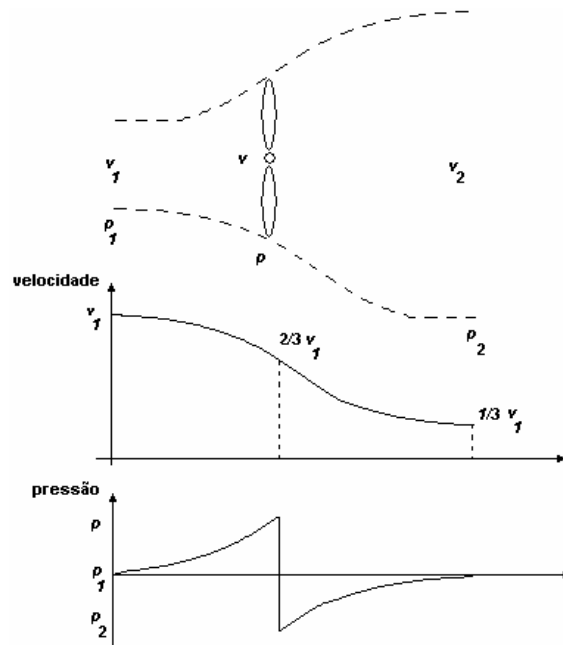


Figura 3.15 – Tubo de ar fluindo através de uma turbina eólica

Parte da energia cinética presente no ar é convertida para energia potencial de maneira a produzir este aumento de pressão. Ela alcançará seu valor máximo bem em frente à turbina e será reduzida a um valor abaixo da pressão atmosférica após a passagem do rotor. Após isso, ela aumentará gradualmente até atingir a pressão normal do ar no local. Pela conservação do momento, a vazão ou o fluxo de massa dm/dt através de cada seção tem que ser o mesmo. Assumindo a densidade do ar ρ constante, tem-se:

$$\frac{dm_1}{dt} = \frac{dm}{dt} = \frac{dm_2}{dt} \quad (3.10)$$

$$\frac{d\rho V_1}{dt} = \frac{d\rho V}{dt} = \frac{d\rho V_2}{dt} \quad (3.11)$$

Como $V = Ax$

$$A_1 \frac{dx_1}{dt} = A \frac{dx}{dt} = A_2 \frac{dx_2}{dt} \quad (3.12)$$

Chega-se à expressão da continuidade:

$$A_1 v_1 = A v = A_2 v_2 \quad (3.13)$$

Conforme explicado anteriormente $v_1 > v > v_2$, portanto as áreas A_1 , A e A_2 deverão obedecer à relação $A_1 < A < A_2$. Por isso, o tubo de ar não assume a forma cilíndrica, ele se expande após a passagem pelo rotor. Em condições padrão, a potência máxima extraível ocorre quando existem as relações a seguir [19]:

$$v = \frac{2}{3} v_1 \quad \text{e} \quad v_2 = \frac{1}{3} v_1 \quad (3.14)$$

Substituindo em 3.12 chega-se às relações para as áreas:

$$A = \frac{3}{2} A_1 \quad \text{e} \quad A_2 = 3 A_1 \quad (3.15)$$

A potência extraída pela turbina pode ser expressa como a diferença entre a potência de entrada e a potência de saída, então:

$$P = P_1 - P_2 \quad (3.16)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 v_2^3 = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad (3.17)$$

Expressando P em função de v_1 e A_1 fica:

$$P = \frac{1}{2} \rho \left(A_1 v_1^3 - 3 A_1 \frac{1}{27} v_1^3 \right) = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{8}{9} A_1 v_1^3 \right) \quad (3.18)$$

É mais freqüente a utilização de P em função de v_1 e A , que são a velocidade do vento antes de alcançar a turbina e a área na posição do rotor, respectivamente. A expressão para a potência fica:

$$P = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{16}{27} A v_1^3 \right) \quad (3.19)$$

Esta expressão representa a potência extraível da velocidade de vento. O fator $16/27$ é chamado de coeficiente de Betz. Ele indica que uma turbina não pode extrair mais do que 59,3 % da potência disponível calculada conforme a expressão 3.7 . Sabe-se que, na prática este valor é ainda menor, devido às limitações do sistema mecânico para extração de energia. Uma fração considerada razoável para a potência extraível é em torno de 35 a 40% da potência disponível. Conforme exemplificado em [livro vinho], uma turbina que extrai 40% da potência disponível no vento está utilizando aproximadamente $2/3$ da quantidade de energia que poderia ser extraída por uma turbina ideal. Considerando-se que a turbina precisa lidar com a mudança constante de direção e velocidade de vento e também devido às perdas provocadas por irregularidades e rugosidade das pás, este resultado pode ser considerado satisfatório.

A porcentagem de energia extraída a cada instante depende não só da energia extraível, mas também das características operativas da turbina eólica. Pode-se definir a potência efetiva de saída como:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (3.20)$$

onde C_p é o coeficiente de potência da turbina. Este coeficiente representa a eficiência aerodinâmica da velocidade do vento e mostra quanto de energia a turbina é capaz de converter em eletricidade, para cada velocidade de vento. A figura 3.16 mostra uma curva típica de coeficiente de potência versus velocidade do vento. A razão para a variação do coeficiente de potência (e portanto do rendimento) da turbina com a velocidade está na necessidade de manter a potência de saída constante. Como a geração é proporcional ao cubo da velocidade do vento, as variações de geração de potência seriam muito grandes. A

limitação na geração de saída funciona da seguinte forma: para velocidades baixas o ângulo de ataque das pás é ajustado para obter o máximo rendimento possível e para velocidades altas, a potência de saída é limitada através da redução da velocidade de rotação da turbina, reduzindo o seu rendimento. Estes dois procedimentos visam manter a geração constante todo o tempo. Verifica-se na figura 3.16 que o coeficiente de potência cresce até alcançar a velocidade nominal da turbina, a partir daí ele é reduzido com o aumento da velocidade. Esta limitação da geração é feita através dos controles de estol ou de passo.

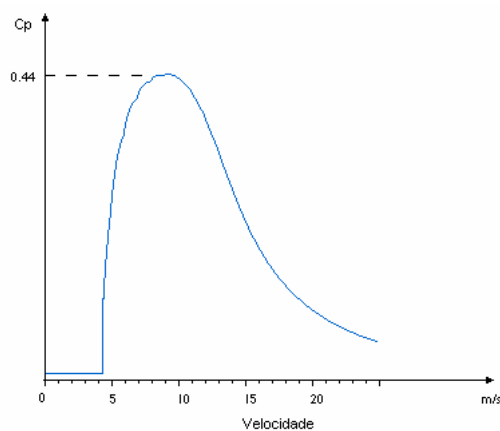


Figura 3.16 – Curva de Rendimento de uma turbina eólica típica

Velocidades muito altas podem provocar danos nas pás e nos outros componentes da turbina. Por essa razão, o dispositivo de controle limita o funcionamento da turbina até uma velocidade de corte, mais comumente conhecida como *cut out*. Esta velocidade está em torno de 20 a 25 m/s. Por outro lado, velocidades baixas fazem a turbina gerar potências muito baixas e são insuficientes para a partida do gerador. A velocidade inicial de funcionamento da turbina, conhecida como velocidade de acionamento ou *cut in*, está em torno de 3 a 5 m/s. Dessa forma, a operação da turbina fica limitada ao intervalo entre a velocidade de acionamento e a velocidade de corte. Para valores fora desse intervalo, a potência gerada é nula. A curva de potência de uma turbina eólica representa a sua característica de operação $P(v)$. Ela é definida pelos parâmetros velocidade de acionamento (v_{cut-in}), velocidade nominal (v_{nom}) e velocidade de corte ($v_{cut-out}$). Entre v_{cut-in} e v_{nom} , a geração depende fortemente da velocidade e a rotação do gerador é variável. A partir de v_{nom} até $v_{cut-out}$, a potência gerada é igual à nominal e a rotação é constante. Dependendo do

tipo de controle de geração utilizado, a característica de operação da turbina pode ser diferente no intervalo entre v_{nom} e $v_{cut-out}$: para controles do tipo passo a geração permanece constante e com o valor igual à potência nominal; para controles do tipo estol há uma variação maior da geração, mas ela tende ao valor nominal. A figura 3.17 mostra a curva de potência de duas turbinas comerciais, com controles tipo passo e estol para verificação das diferenças operativas.

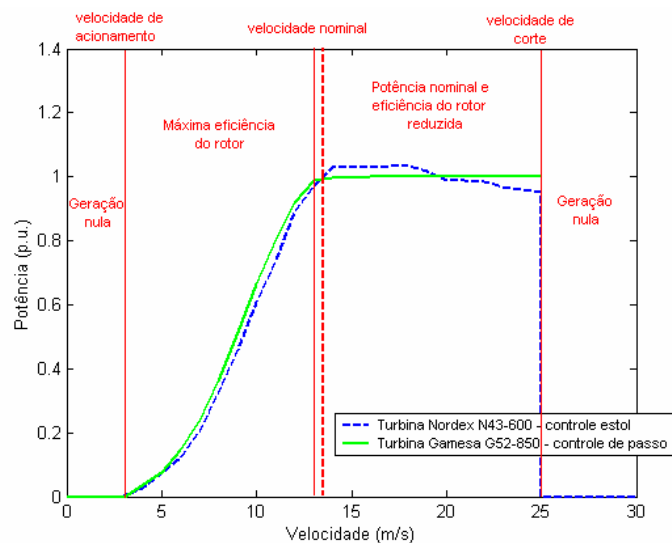


Figura 3.17 - Curvas de potência de turbinas com diferentes tipos de controle de geração

Para a verificação da potência de saída de uma turbina em função da velocidade, recorre-se, portanto, à curva de potência. Entretanto, ela não inclui as perdas no transformador e nos condutores de conexão. A montagem destas curvas é feita através de medidas de anemômetros, colocados o mais próximo possível da turbina. As medidas de velocidade de vento encontradas pelo anemômetro e a potência gerada para cada velocidade são plotadas em um gráfico, formando a curva de potência. Como a potência extraível do vento varia com a densidade do ar, é necessária a correção da curva de potência para diferentes valores de densidade do ar. A figura 3.18 mostra as variações de uma curva de potência para diferentes densidades do ar.

Pode-se observar na curva de potência que ela é projetada para ter uma variação de potência bem maior nos períodos de ventos leves e moderados, que ocorrem com maior

freqüência. Esta característica acentua ainda mais a necessidade de se incluir a influência da velocidade do vento no modelo de confiabilidade da usina eólica.

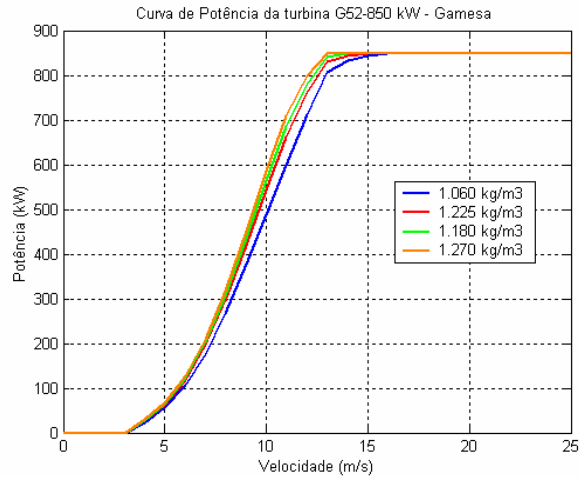


Figura 3.18 - Curva de potência para diferentes densidades do ar - turbina G52-850 kW, fabricante Gamesa

Uma observação importante a respeito da curva de potência é que ela não fornece a potência gerada para a velocidade média de vento encontrada em um determinado sítio. Para esta estimativa é utilizado outro método, que será descrito mais à frente, na seção 3.6.

3.5 O Comportamento do Vento

O conhecimento do comportamento da velocidade do vento é importante, tanto para os fabricantes de turbinas eólicas, quanto para a implantação de usinas. Os fabricantes precisam de informação para otimizar as turbinas e minimizar seus custos de fabricação, enquanto as empresas de geração precisam estimar a potência gerada e os rendimentos que poderão obter da usina. As variações que o vento pode apresentar são definidas como variações diárias, sazonais, anuais e de curta duração. As variações diárias são causadas principalmente pelas mudanças climáticas ao longo do dia, tais como o aquecimento não uniforme da superfície terrestre, e são representadas pelas brisas terrestre e marinha, descritas na seção 3.1.1. A figura 3.19 mostra a curva de vento para a semana do dia 04 a

11 de setembro de 2002, de um sítio localizado na região Nordeste do Brasil, chamado de Nordeste I, cujos dados estão apresentados no Anexo A.

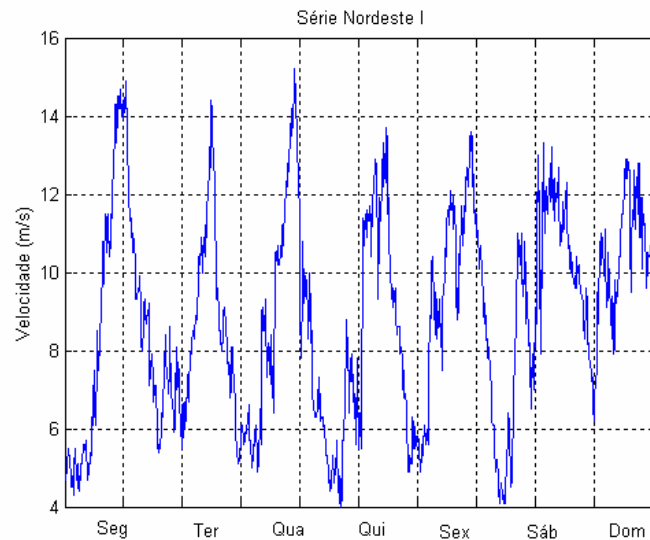


Figura 3.19 – Série temporal de velocidade de vento – semana de 04 a 11/09/2002 - sítio Nordeste I

Da mesma forma que as variações diárias, as variações sazonais são provocadas pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre e pela existência das quatro estações do ano. A tabela 3.2 mostra os dados estatísticos de cada estação do ano no sítio Nordeste I e a figura 3.20 mostra a distribuição horária dos dias típicos de cada estação.

Tabela 3.2 - Dados estatísticos por estação do ano do sítio Nordeste I

Dados Estatísticos	Estação do Ano			
	Primavera	Verão	Outono	Inverno
Valor máximo	12,9	9,4	7,2	10,4
Valor mínimo	5,8	4,9	5,1	6,0
Média	8,9	6,9	6,2	8,2
Mediana	8,6	6,7	6,3	8,5
Desvio padrão	2,33	1,60	0,67	1,32

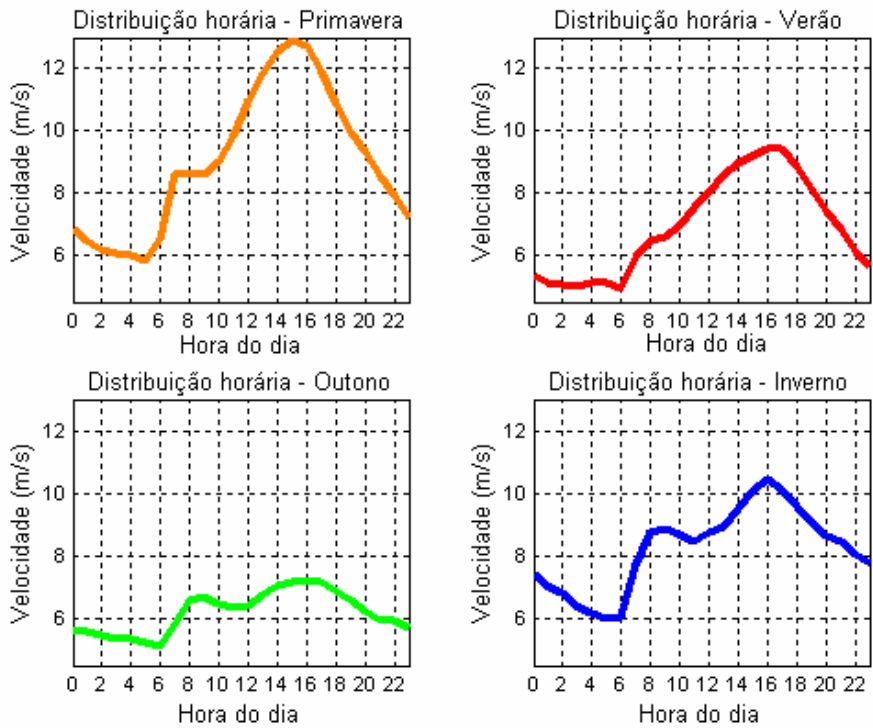


Figura 3.20 - Distribuição diária média de cada estação do ano no sítio Nordeste I

A figura 3.21 mostra a variação da velocidade média do vento em cada mês.

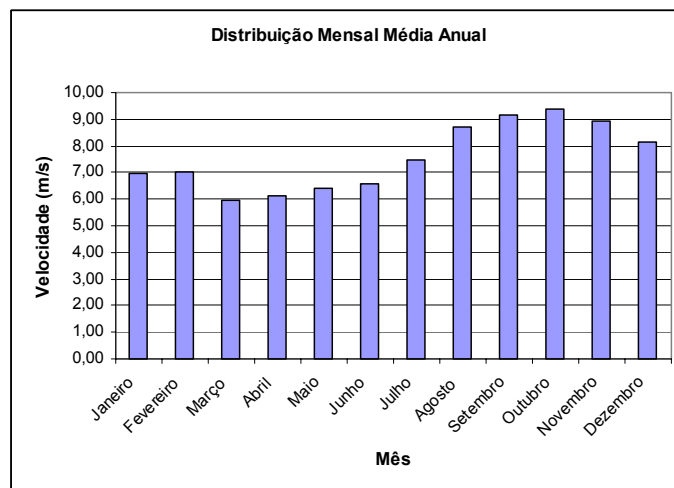


Figura 3.21 - Distribuição mensal média anual do sítio Nordeste I

As variações diárias e sazonais são importantes para uma estimativa do suprimento da demanda de um sistema elétrico. Como exemplo, sabendo-se que na maioria das vezes a velocidade do vento é maior durante o dia que durante a noite, se o pico de carga do sistema ocorrer durante o dia, ele pode ser suprido tanto pelas usinas convencionais, desempenhando o papel de geração de base, quanto pelas usinas eólicas existentes, desempenhando o papel de geração de ponta. Por outro lado, se os ventos não são tão fortes durante o dia, a implantação de uma usina eólica neste sistema não seria interessante.

A variação anual de velocidade de vento também é importante para estudos de viabilidade de implantação de usinas eólicas porque fornece um conhecimento do regime local dos ventos, embora a variação encontrada neste caso seja bem menor do que a variação sazonal. A amplitude das oscilações diárias, por exemplo, só pode ser estimada a partir de dados de vários anos. Para uma estimativa confiável da variação do vento, é necessário o uso de um registro de pelo menos um ano.

As variações de curta duração são aquelas que ocorrem em intervalos de segundos, tais como as turbulências e as rajadas de vento. Elas não são utilizadas em estudos de viabilidade de implantação, nem em estudos de confiabilidade e estimativa de geração de um sítio, a sua relevância está associada aos estudos estruturais do sistema eólico, bem como às variações de tensão e frequência, ou seja, aos estudos de estabilidade. A figura 3.22 mostra a variação da velocidade do vento em um intervalo de 10 segundos em um sítio da Dinamarca e outro intervalo onde ocorreu uma turbulência.

Para a análise do comportamento do vento em um determinado sítio é necessário o conhecimento de várias grandezas, obtidas através de registros de velocidade de vento durante longos períodos de tempo. Como estes registros são feitos em intervalos de tempo pequenos, o volume de dados é muito grande, tornando difícil o manuseio. Por isso, o que normalmente é feito é a utilização de um modelo probabilístico, que reproduza de maneira fiel o comportamento do vento, conforme será visto nas próximas seções.

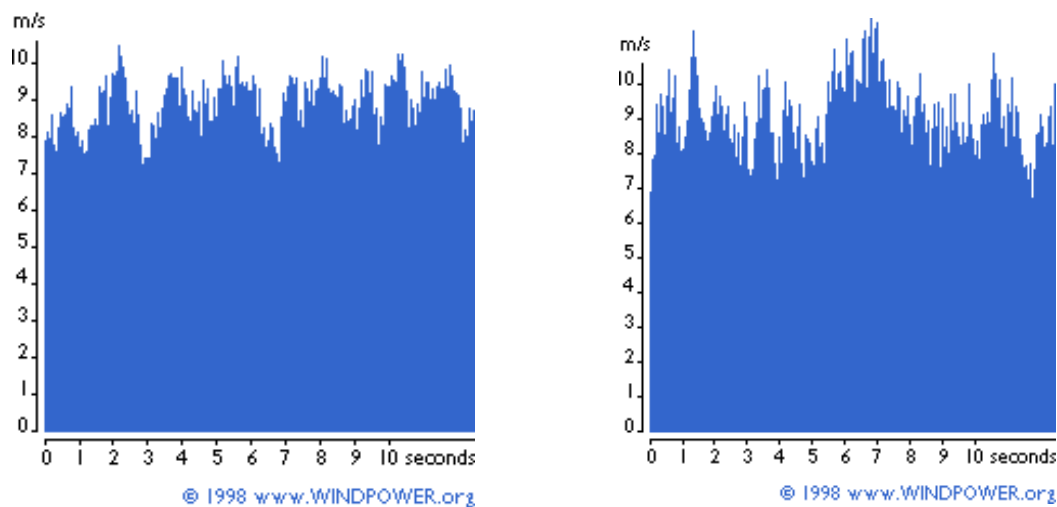


Figura 3.22 - Medição de velocidade de vento em um intervalo de 10 segundos a) sem turbulência, b) com turbulência. Fonte: Windpower.org

3.5.1 O Comportamento Estatístico do Vento

Conforme visto na seção anterior, a velocidade do vento possui um comportamento aleatório, mudando constantemente de valor. Por isso, a melhor forma de descrever o seu comportamento é através de métodos estatísticos. Para a utilização desses métodos no estudo do comportamento da velocidade do vento, é necessário o conhecimento de algumas medidas estatísticas, como a média, a mediana, a variância e o desvio padrão, conforme será definido a seguir.

Para um conjunto de n números, que podem ser as medições de velocidade de vento v_i , a média aritmética \bar{v} é o valor médio dos valores de velocidade, dada por:

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (3.21)$$

Cada valor de velocidade de vento é observado muitas vezes durante um ano ou em vários anos de observações. Assim, para um número d de diferentes velocidades de vento

registradas e para m_i de observações da velocidade v_i , a velocidade média pode ser calculada por:

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^d m_i v_i \quad (3.22)$$

Outra quantidade utilizada é a mediana, que representa o valor localizado no meio de um conjunto de n pontos. Se n for um número par a mediana será o valor médio entre os dois valores situados no meio do conjunto. No conjunto de dados, o valor que aparece o maior número de vezes é chamado de modo.

Para a análise da variação do conjunto de números, é importante o conhecimento da discrepância ou do desvio em relação à média de cada número contido no conjunto. Essa informação pode ser dada pelo cálculo da variância. Se este desvio fosse calculado pela média dos valores de $v_i - \bar{v}$, o resultado seria nulo. Conseqüentemente definiu-se que a variância σ^2 seria dada pelo valor médio do quadrado das diferenças $v_i - \bar{v}$, conforme definido pela expressão a seguir:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2 \quad (3.23)$$

Para grandes conjuntos de dados, verifica-se que o número n e o número $n-1$ têm quase o mesmo valor [18]. O desvio padrão σ é obtido a partir da raiz quadrada da variância e é mais utilizado para a análise dos desvios.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad (3.24)$$

A média e o desvio padrão da velocidade do vento variam de um lugar para outro e em períodos diferentes, conforme explicado na seção anterior.

Para grandes conjuntos de medidas é comum o agrupamento dos dados em intervalos. Este agrupamento permite a visualização de frequência de ocorrência das medidas. O regime do vento de um sítio pode ser representado por uma função de distribuição, obtida a partir das medições de velocidade de vento. Dentre as funções mais utilizadas estão a distribuição das médias de vento, conforme mostrados na figura 3.9, e a distribuição de frequência de ocorrência de cada velocidade ou de cada intervalo de medidas, representadas por histogramas, conforme a figura 3.23.

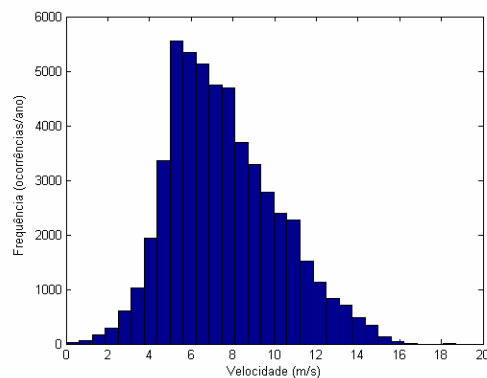


Figura 3.23 - Histograma de velocidade de vento do sítio Nordeste I

A probabilidade de ocorrência de uma velocidade de vento v_i é dada pela razão entre o número de observações m_i de v_i e o número total de medidas n do conjunto estudado.

$$p(v_i) = \frac{m_i}{n} \quad (3.25)$$

A soma de todas as probabilidades é dada por:

$$\sum_{i=1}^d p(v_i) = 1 \quad (3.26)$$

onde d é o número total de velocidades. Utilizando as probabilidades de cada velocidade de vento, a velocidade média pode ser novamente calculada por:

$$\bar{v} = \sum_{i=1}^d p_i v_i \quad (3.27)$$

A probabilidade da velocidade de vento estar entre dois valores v_a e v_b é dada por:

$$P(v_a \leq v \leq v_b) = \sum_{i=a}^b p(v_i) \quad (3.28)$$

A distribuição de probabilidade acumulada da velocidade de vento é dada pelo somatório das probabilidades de cada velocidade e representa a probabilidade de uma velocidade v qualquer ser menor ou igual a uma velocidade v_i .

$$F(v_i) = \sum_{j=1}^i p(v_j) \quad (3.29)$$

A figura 3.24 mostra a função distribuição acumulada da curva de vento Nordeste I.

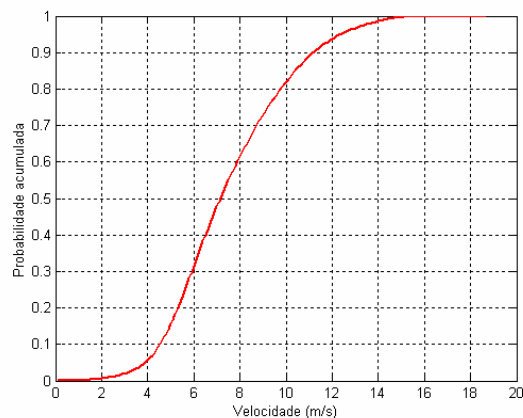


Figura 3.24 - Função distribuição acumulada da curva de vento Nordeste I

Até agora a velocidade de vento foi tratada como uma variável aleatória discreta. Entretanto, algumas vezes é conveniente a modelagem da distribuição da velocidade por uma função contínua. Considerando então a velocidade de vento como uma variável aleatória contínua, a distribuição de probabilidade torna-se uma função densidade de

probabilidade $f(v)$, onde a área embaixo da curva tem valor unitário, seguindo a propriedade da expressão 3.25.

$$\int_0^{\infty} f(v)dv = 1 \quad (3.30)$$

A função distribuição de probabilidade acumulada $F(v)$ é dada por:

$$F(v) = \int_0^v f(x)dx \quad (3.31)$$

O valor médio da função densidade de probabilidade $f(v)$ é dado por:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v.f(v)dv \quad (3.32)$$

A variância é dada por:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 f(v)dv \quad (3.33)$$

3.5.2 A distribuição de Weibull

Dentre as muitas funções densidade de probabilidade existentes, a que melhor representa o comportamento da velocidade do vento é a função de Weibull. A função densidade de probabilidade de Weibull é definida por:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.34)$$

onde v é velocidade para a qual se deseja calcular a probabilidade, c e k são respectivamente os parâmetros de escala e de forma. Quanto maior o valor do parâmetro k , mais estreita e mais pontuda é a curva de Weibull, conforme está representado na figura 3.25. Isso significa que existe uma menor variação da velocidade de vento. O fator de escala está relacionado ao valor médio da velocidade, quanto maior o valor de c , maior será o valor de velocidade média.

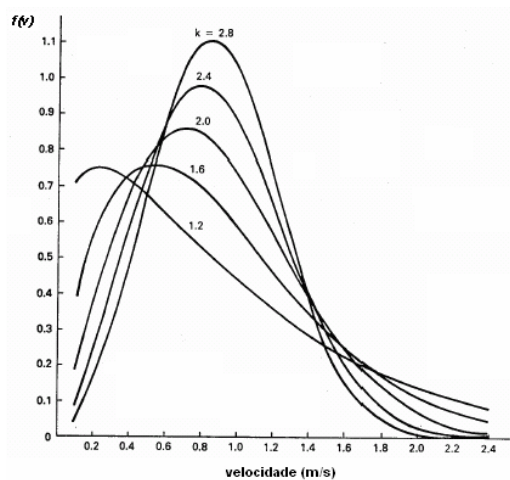


Figura 3.25 - Formas que a função de Weibull pode assumir para valores distintos de k e c igual a 1.

A característica mais marcante na distribuição de Weibull é que nem sempre existirá simetria na curva. A função densidade acumulada $F(v)$ é dada por:

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.35)$$

A velocidade média é dada por:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} \frac{vk}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] dv \quad (3.36)$$

A variância é dada por:

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (3.37)$$

onde a função $\Gamma(y)$ é dada por:

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{y-1} dx \quad (3.38)$$

Existem vários métodos para a determinação dos parâmetros c e k [18], dependendo dos dados disponíveis e da precisão que se deseja alcançar, desde a plotagem deles em um papel log-log até métodos aproximados, levando-se em conta apenas o valor da velocidade média. O método utilizado neste trabalho foi o Método da Velocidade Média e Desvio Padrão, que se mostrou mais preciso para o caso brasileiro [20], onde os parâmetros são calculados por:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,086} \quad (3.39)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1 + (1/k))} \quad (3.40)$$

onde a função Γ é definida por:

$$\Gamma(a) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{a-1} dx \quad (3.41)$$

A distribuição de Rayleigh é um caso especial da distribuição de Weibull e é utilizada na representação de regimes de vento com velocidades moderadas. Ao invés de ser determinada por dois parâmetros, ela utiliza apenas o fator de escala c , considerando o fator de forma k sempre igual a 2. Para a estimativa deste parâmetro, considera-se apenas a

velocidade média, por isso é muito simples estimar a distribuição da velocidade com este tipo de distribuição. Substituindo $k=2$ em 3.34 e em 3.35 chega-se a:

$$f(v) = \frac{2}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{2-1} e^{\left[-\left(\frac{v}{c} \right)^2 \right]} = \frac{2}{c} \left(\frac{v}{c} \right) e^{\left[-\left(\frac{v}{c} \right)^2 \right]} \quad (3.42)$$

$$F(v) = 1 - e^{\left[-\left(\frac{v}{c} \right)^2 \right]} \quad (3.43)$$

3.6 Estimativas de Geração

A estimativa da energia gerada anualmente pode ser feita de várias formas, utilizando-se o tamanho do rotor e o potencial do vento ou a capacidade nominal do gerador. Esta última corresponde ao índice IWE mostrado na seção 2.6. Entretanto, estas duas formas de estimativa são consideradas grosseiras e não apresentam um resultado satisfatório [18]. Para um cálculo mais preciso, é necessário conhecer as características do regime local do vento, e por isso a estimativa mais utilizada considera o histograma de velocidade do vento ou a curva de distribuição de Weibull e a curva de potência da turbina eólica. Neste caso, para cada valor de velocidade possível de ocorrer, o número de horas em que o vento permanece nesta velocidade é multiplicado pela potência gerada pela turbina, obtida através da curva de potência. Estes valores são somados para se encontrar a energia anual produzida.

Um erro muito freqüente ocorre quando se considera que, apenas conhecendo-se a velocidade média do vento em um local, pode-se estimar a energia anual gerada, através da curva de potência, conforme se verifica na figura 3.25. Se este procedimento for utilizado, o valor encontrado será menor do que o real. Considerando-se um sítio localizado na região Sul do Brasil, com velocidade média de 7 m/s e a distribuição de velocidades mostrada no Anexo A e utilizando-se uma turbina eólica de 1.500 kW de potência nominal chamada turbina A, cujos dados técnicos e a curva de potência estão no Anexo B, se a estimativa for

feita desta forma, a energia anual encontrada será dada por $377 \text{ kW} \times 8760 \text{ horas}$, igual a $3.302.520 \text{ kWh}$.

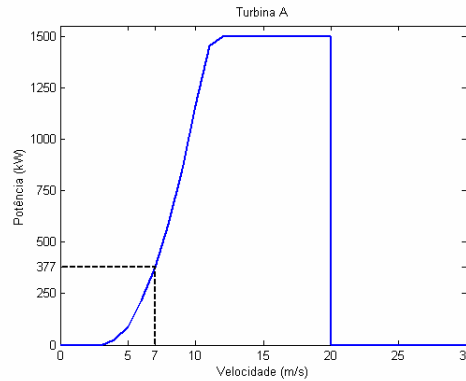


Figura 3.25: Procedimento incorreto para estimativa da geração anual de uma turbina eólica do tipo A, localizada no sítio Sul

Utilizando-se o procedimento descrito anteriormente, conforme representado na figura 3.26, cada valor de velocidade de vento da curva de distribuição de Weibull tem a sua potência de geração, determinada através da curva de potência da turbina. Se a potência gerada por cada valor de velocidade for multiplicada pelo número de horas de permanência nesta velocidade, a curva de distribuição de energia é criada [15].

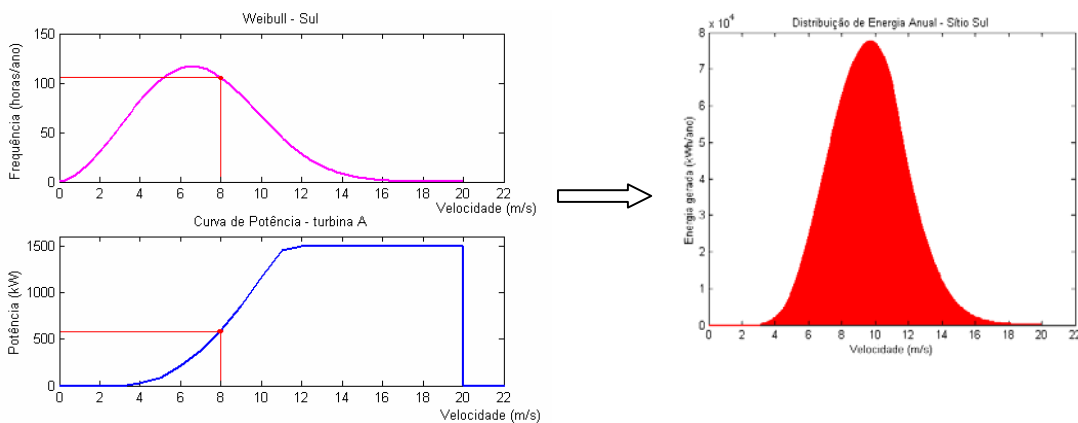


Figura 3.26 - Procedimento para estimativa da geração anual de uma turbina eólica do tipo A, localizada no sítio Sul

É importante observar que esta curva não segue a mesma forma da distribuição de Weibull, porque as velocidades mais altas, embora ocorram na menor parte do tempo, geram as potências mais altas. A energia gerada em um ano é a área da curva de distribuição de energia. Verifica-se que a energia estimada para um ano no sítio Sul é de 4.457.407 kWh, 25% maior que a estimativa anterior.

Capítulo 4

O Modelo de Confiabilidade da Usina Eólica

As primeiras aplicações de confiabilidade da geração foram desenvolvidas para o estudo da expansão de sistemas termelétricos. Nesse caso, pode-se considerar que há disponibilidade de combustível todo o tempo e por isso o não atendimento à carga é ocasionado unicamente por falhas de componentes ou erros na previsão da demanda. No caso de sistemas hidrelétricos, é necessária a consideração da potência disponível com a variação das vazões anuais presentes no sistema. No sistema elétrico brasileiro, por exemplo, a redução da potência disponível pode chegar a 12% da capacidade instalada [21]. Por isso, a insuficiência de geração também podem ser causada por falta de água e perda de queda líquida de usinas hidrelétricas.

A inserção de usinas eólicas no sistema necessita de uma modelagem da variação da velocidade do vento para a estimativa da geração. Essa necessidade é maior no caso de usinas eólicas, já que a velocidade do vento varia mais do que as vazões hidrológicas ao longo do ano. Portanto, a aplicação de um modelo de usina convencional a uma fazenda eólica pode não representar adequadamente o seu comportamento.

O modelo de confiabilidade deste trabalho procura considerar todos os fatores que interferem na geração de uma usina eólica, modelando o comportamento estocástico da velocidade do vento, assim como o comportamento operativo das turbinas, descrito pelas taxas de falha e de reparo, pela curva de potência, etc. Os resultados obtidos podem ser facilmente integrados no modelo do sistema no qual deseja-se avaliar a confiabilidade.

Para ilustrar o comportamento de uma usina eólica, o exemplo apresentado na seção 2.5.1 para uma usina convencional, contendo dois geradores de 500 MW cada, modelados a três estados operativos (500, 250 e 0 MW), é novamente mostrado na tabela 4.1. A combinação dos estados operativos dos dois geradores levou a cinco possíveis estados de geração: 1000, 750, 500, 250 e 0 MW. Considerando-se uma usina eólica com duas turbinas de 500 MW,

situada em um local onde a velocidade do vento pode apresentar três valores diferentes v_1 , v_2 e v_3 , tais que a potência gerada pela turbina em cada um deles seja 500, 250 ou 0 MW, respectivamente. Os possíveis estados que a usina eólica pode apresentar estão descritos na tabela 4.2.

Tabela 4.1 – Estados de geração da usina convencional apresentada na seção 2.5.1

Número do estado	Estados dos geradores		Geração total da usina (MW)
	Operação	operação	
1	Operação	operação	1000
2	operação	degenerado	750
3	degenerado	degenerado	500
4	Operação	Em falha	
5	degenerado	Em falha	250
6	Em falha	Em falha	0

Tabela 4.2 – Estados de geração da usina eólica exemplo

Número do estado	Estados dos geradores		Estado da velocidade do vento	Geração total da usina (MW)
	operação	operação		
1	operação	operação	v_1	1000
2	operação	operação	v_2	500
3	operação	operação	v_3	0
4	operação	em falha	v_1	500
5	operação	em falha	v_2	250
6	operação	em falha	v_3	0
7	em falha	em falha	v_1	0
8	em falha	em falha	v_2	0
9	em falha	em falha	v_3	0

Verifica-se que, diferentemente da usina convencional, a usina eólica não admite a geração de 750 MW, que ocorre quando um dos geradores está em estado operativo e o outro em

estado degenerado. Isto ocorre porque se pode considerar que as turbinas eólicas em uma mesma usina sofrem a influência da velocidade do vento de maneira uniforme e, portanto, se todas estiverem em estado operativo, todas estarão produzindo a mesma potência de geração. Para que a geração de 750 MW ocorresse, seria necessário que duas velocidades de vento diferentes ocorressem ao mesmo tempo na usina. Este exemplo é apenas uma simplificação, pois, conforme foi mencionado no capítulo 3, existem efeitos que fazem com que diferentes velocidades de vento cheguem às turbinas. Entretanto, eles podem ser minimizados em um bom projeto de instalação.

Este exemplo simplificado é suficiente para esclarecer a diferença de comportamento entre uma usina convencional e uma usina eólica. Como todas as turbinas estão sob a influência de um mesmo agente, que é o vento, seus estados operativos não podem ser considerados como eventos independentes. Portanto, a convolução das probabilidades dos estados das turbinas não pode ser utilizada. O modelo proposto neste trabalho é baseado nesta idéia, sugerida em [1].

Em estudos de confiabilidade é importante a determinação do tempo que um determinado componente vai estar em operação e, como foi visto no capítulo 2, o seu comportamento é normalmente caracterizado como uma distribuição de probabilidades exponencial. Para que o comportamento da usina eólica e seus efeitos em um sistema elétrico possam ser avaliados sob o ponto de vista da confiabilidade, ela pode ser modelada da mesma forma que os outros componentes presentes no sistema: com estados operativos e taxas de transição entre eles, caracterizando um processo de Markov. Como foi mencionado no capítulo 1 e será explicitado na seção a seguir, não só a operação das turbinas eólicas presentes na usina, mas também a velocidade do vento, apresentam estas características, e este último é um fator decisivo na avaliação do desempenho deste tipo de geração. Dessa forma, a usina é formada pela combinação de dois modelos, um para as turbinas e outro para a velocidade do vento [5].

4.1 Modelagem da Turbina Eólica

O modelo da turbina eólica para um estudo de confiabilidade deve representar todas as suas possibilidades operativas, que podem ocorrer devido às características da própria máquina ou devido à variação do seu combustível, o vento. Cada turbina deve ser representada como um componente com taxas de falha e de reparo e com diferentes estados de geração.

Os dois principais fatores que contribuem para a saída de operação de turbinas eólicas são as paradas programadas para manutenção e as saídas forçadas, que são as falhas não previstas em um ou mais de seus componentes, desde o rotor até a própria torre da turbina. Problemas no sistema de controle também são contabilizados nesse tipo de falha.

As paradas programadas para manutenção ocorrem em períodos mais longos e podem ser programadas para períodos de ocorrência de vento menor ou nulo. Dessa forma, o período de manutenção não representa um fator tão significativo quanto a ocorrência de saídas forçadas, já que ocorrências frequentes deste tipo de falha podem resultar na redução da geração de energia estimada para a usina, enquanto que as paradas para manutenção podem ser previamente consideradas na estimativa da geração.

A taxa de disponibilidade TD fornece um indicativo da confiabilidade da turbina. Dito de outra forma, ela é a capacidade de operação da turbina quando existe vento suficiente para gerar energia. Esta taxa representa a porcentagem do tempo que uma usina está pronta para operar (não está em manutenção nem em reparo), conforme a equação 4.1, onde h_o é o tempo em que a turbina esteve disponível para operação e h_s é o tempo de serviço ou o período estatístico considerado.

$$TD\% = \frac{h_o}{h_s} \times 100 \quad (4.1)$$

Devido ao pouco tempo de operação em larga escala desse tipo de usina em todo o mundo e à tecnologia ainda em desenvolvimento, os fabricantes possuem uma estimativa das taxas de disponibilidade das turbinas entre 95 e 97%. Para turbinas mais modernas, a taxa pode

chegar a 98%. A figura 4.1 mostra o histórico da variação da taxa de disponibilidade de uma usina eólica na Europa [22], refletindo que a taxa de disponibilidade quando as turbinas alcançam um tempo de operação relativamente maduro pode chegar a 98%.

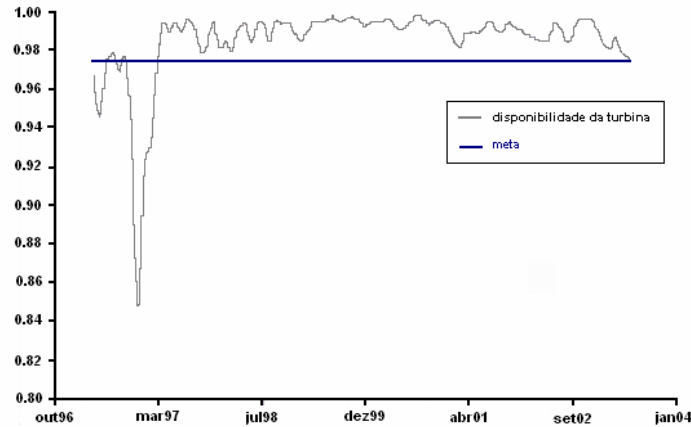


Figura 4.1 – Histórico típico da taxa de disponibilidade de uma usina eólica – Fonte: EWEA

Para modelos de confiabilidade, costuma-se adotar a taxa de falha dos equipamentos como estimativa da incerteza de operação. Ela representa o conjunto das falhas registradas em um período considerado, e normalmente são contabilizadas como o número de ocorrências por ano, conforme a equação 4.2.

$$\lambda = \frac{N_f}{h_s} \times 8760 \quad (4.2)$$

onde λ é a taxa de falha de uma turbina, em ocorrências por ano, N_f é o número de desligamentos forçados, considerados como falha e h_s é o número de horas em serviço ou o tempo estatístico considerado.

Os principais componentes que podem apresentar falha são a caixa de engrenagens, as pás do rotor, o gerador e o sistema de controle. A figura 4.2 representa um diagrama de blocos simplificado da turbina, onde é possível visualizar esses componentes. Dentre estes componentes, o mais susceptível a falhas são as pás do rotor, por estarem expostas às condições variáveis de vento e, algumas vezes, às velocidades de vento extremas, enquanto o gerador tem o menor número de falhas esperado. Turbinas eólicas são relativamente

simples, se comparadas aos geradores convencionais. Os tipos de geradores utilizados são robustos e os sistemas de controle são mecanismos de alta confiabilidade. Em [23] foram sugeridos valores de taxas de falha típicos para cada um desses componentes, mostrado na tabela 4.3. O valor total da taxa de falha desta turbina hipotética está em torno de 2 ocorrências por ano, enquanto em [5] é sugerido o uso de uma taxa de falha de 1 a 4 ocorrências por ano. Fazendo uma comparação com as taxas de falha de usinas convencionais no Brasil, verifica-se que, no caso de usinas hidrelétricas elas variam de 0,2 a 15 ocorrências por ano, enquanto que para as usinas térmicas elas estão em torno de 2 a 23 ocorrências por ano, podendo chegar a valores maiores [24].

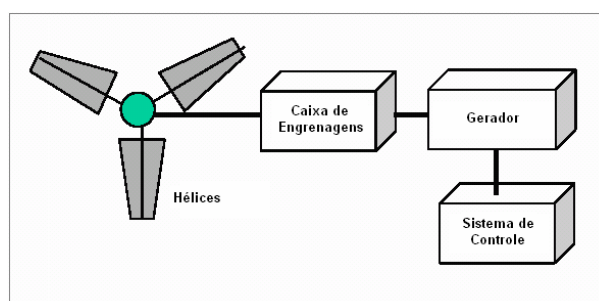


Figura 4.2 - Diagrama de blocos simplificado de uma turbina eólica

Tabela 4.3 - Taxas de falha típicas dos principais componentes de uma turbina eólica [23]

Parte da Turbina	Taxa de falha em 20 anos	Taxa de falha em 1 ano
Gerador	3,2	0,16
Sistema de controle	7,65	0,38
Caixa de engrenagens	4,45	0,22
Pás do rotor	21,5	1,08
Total	36,8	1,84

O tempo médio de reparo é uma função das condições climáticas (temperatura), da parte da turbina afetada, da logística de operação e manutenção da usina e da velocidade do vento no instante da falta. Em lugares remotos e, em especial, no caso de usinas *offshore*, este é um fator de extrema importância. Para estas usinas, o transporte e o reparo seguro até as turbinas dependerá das condições do mar (altura das ondas, etc.) e por isso são criadas

“janelas” de manutenção de acordo com as condições climáticas, contribuindo para o aumento do tempo médio de reparo [23]. Em [5] foi sugerido um tempo médio de reparo entre 0,01 e 0,02 anos, ou seja, uma taxa de reparo entre 90 e 50, respectivamente.

Em períodos de velocidades de vento muito elevadas as falhas podem ocorrer com mais frequência e as saídas forçadas tendem a ser de natureza mais grave, sobretudo nas pás do rotor, ocasionando um tempo de reparo maior. Por isso, podem ser utilizadas taxas de falha e de reparo diferentes para velocidades de vento elevadas, são as chamadas taxas de emergência. Para acompanhar esta lógica, as taxas de falha tendem a ser maiores e as taxas de reparo, menores. Em [5] usou-se como exemplo uma usina cujas taxas de falha e de reparo das turbinas em condições normais de operação eram de 1 e 50 ocorrências por ano, respectivamente. Em condições de emergência, elas passaram para 12 e 10 ocorrências por ano, respectivamente.

A turbina eólica é modelada como um componente a dois estados: em operação e em falha. Portanto, considera-se que, quando ela estiver em estado operativo, a geração é limitada apenas pela velocidade do vento e por sua característica $P(v)$, conforme apresentado na seção 3.2. Portanto, as informações necessárias para o modelo de geração estão contidas na curva de potência, fornecida pelo fabricante da turbina eólica, onde também estão contidas as informações sobre a velocidade nominal (v_n), a velocidade de acionamento (v_{cutin}), a velocidade de corte (v_{cutout}) e a potência nominal. A figura 4.3 representa o esquema do modelo de confiabilidade da turbina eólica.

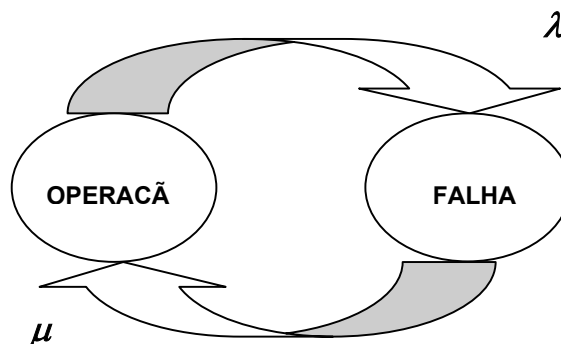


Figura 4.3 - Modelo da turbina a dois estados

A transição do estado operativo para o estado de falha é caracterizada pela taxa de falha λ e a transição do estado de falha para o estado operativo é caracterizada pela taxa de reparo μ . Para uma usina com N turbinas eólicas, o número de possíveis estados operativos passa de 2 para 2^N . Na figura 4.4 está a representação dos diagramas de espaço de estados para uma e duas turbinas diferentes, com taxas de falha λ_1 e λ_2 e de reparo μ_1 e μ_2 , respectivamente.

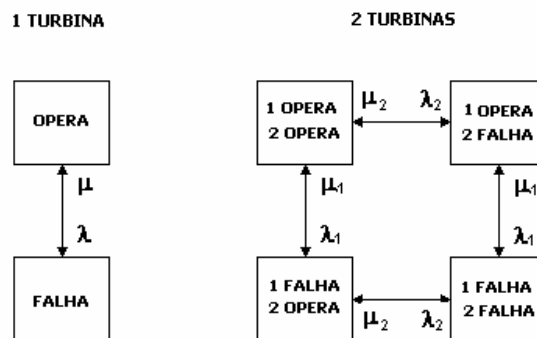


Figura 4.4 – Diagramas de espaço de estados de uma usina eólica com uma e duas turbinas

4.2 Modelagem do Comportamento do Vento

Como foi visto na seção 3.5, que descreve o comportamento do vento, as constantes variações na velocidade e o comportamento aleatório fazem com que ele possa ser caracterizado por um processo estocástico. Conforme descrito na seção 2.4, um processo estocástico é um conjunto de variáveis aleatórias x , ordenadas em seqüência, ou seja, um conjunto de pontos cujos valores possuem uma probabilidade de ocorrência, e a ocorrência de um valor x em um ponto dependerá dos valores dos pontos anteriores. Para caracterizar uma seqüência, cada variável aleatória está relacionada com um índice t , também conhecido como parâmetro do processo estocástico. Assim, a notação utilizada para a variável aleatória é $x(t)$ e o conjunto de valores que ela pode apresentar é chamado de espaço de estados. Os valores contidos no espaço de estados seguem uma distribuição de probabilidade qualquer, dependendo do fenômeno físico em estudo. Tanto a variável aleatória quanto o índice podem ser contínuos ou discretos, portanto um processo estocástico pode ser classificado de quatro formas diferentes, pela combinação destes fatores. No caso da representação do vento como um processo estocástico, a variável

aleatória é a velocidade e o índice do processo é o tempo. Na realidade, tanto a velocidade quanto o tempo são elementos contínuos mas, como simplificação, pode-se considerar a velocidade como uma variável aleatória discreta. Dessa forma, a velocidade do vento poderá apresentar apenas um número n de estados ou patamares e, como será visto mais à frente, a escolha deste número é uma etapa importante na estimativa da geração de uma usina eólica e na modelagem de seu comportamento operativo. O diagrama esquemático do comportamento do vento utilizado no modelo, construído conforme a cadeia de Markov, está representado na figura 4.5.

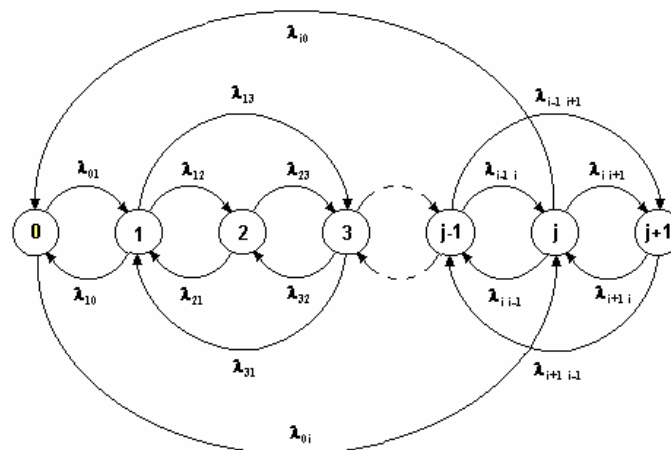


Figura 4.5 - Cadeia de Markov para a representação do comportamento do vento

Os estados de vento estão representados em ordem crescente de velocidade e a transição do estado $j-1$ para o estado j é quantificada pela taxa $\lambda_{j-1, j}$. Conforme pode ser visualizado, o modelo permite a transição entre estados não adjacentes, permitindo a representação de grandes variações de velocidade em pequenos instantes. Em [5] foi proposto o uso da cadeia de Markov do tipo “Birth and Death”, que permite a transição apenas entre estados de vento adjacentes, conforme mostra a figura 4.6. Por não contabilizar as transições entre estados não adjacentes, dependendo do comportamento do vento do sítio em estudo, este modelo pode fornecer uma representação pouco precisa.

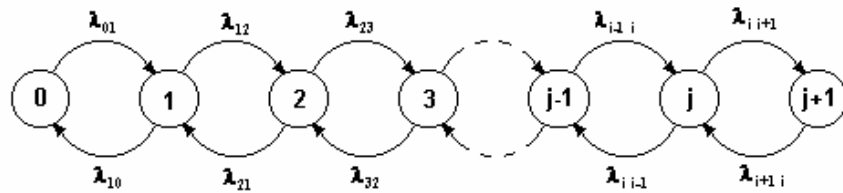


Figura 4.6 - Cadeia de Markov “Birth and Death”

Conforme definido no capítulo 2, para que um sistema possa ser representado por uma cadeia de Markov, é necessário que haja ausência de memória, ou seja, a possibilidade de ocorrência de um estado qualquer depende apenas da ocorrência do estado anterior. Além disso, ele precisa ser um processo estacionário, ou seja, com comportamento constante durante todo o tempo, independentemente do ponto de partida escolhido. Isto implica também em afirmar que as taxas de transição entre estados são constantes durante todo o processo. Uma das características de um processo estacionário é que seu valor médio e seu desvio padrão são constantes, independentemente do ponto de partida dos dados analisados. Devido às variações sazonais do vento, a velocidade média e o desvio padrão não são constantes ao longo de um período, que pode ser um mês, uma estação do ano ou até mesmo um dia. Portanto, a rigor, o vento não é um processo estacionário [25]. Entretanto, este efeito pode ser desprezado se as medições em estudo não seguirem uma tendência específica de um período qualquer ou a quantidade de dados for suficientemente grande, englobando um grande período de tempo, como um ano ou vários anos [26].

O comportamento de um processo estacionário sugere o uso de uma distribuição exponencial para a representação do tempo de permanência em um determinado estado. Esta distribuição é caracterizada por uma taxa de transição constante, definida pela expressão 4.3:

$$\lambda_{ij} = \frac{N_{ij}}{D_i} \tag{4.3}$$

onde N_{ij} é o número de transições entre o estado i e o estado j e D_i é o tempo de permanência ou duração no estado i , dada por:

$$D_i = \sum_{i=1}^n t_i \quad (4.4)$$

ou seja, é o somatório dos n intervalos de tempo em que o estado i ocorreu. A probabilidade de ocorrência do estado i , observado n vezes nas medições, é dada por:

$$P_i = \frac{D_i}{T_s} \quad (4.5)$$

onde T_s é o tempo total da série temporal de velocidade de vento. A frequência de ocorrência F_i do estado i é dada pelo somatório do número de ocorrências deste estado.

Para ilustrar a obtenção das taxas de transição entre estados de vento e suas probabilidades de ocorrência, foi utilizada a série temporal de vento hipotética da figura 4.7, que possui 20 medições e 4 estados de velocidade de vento. A partir da análise desta série podem-se obter as taxas de transição entre estados:

$$\begin{array}{cccc} \lambda_{\text{III}} = \frac{3}{5} & \lambda_{\text{III}} = \frac{2}{7} & \lambda_{\text{III}} = \frac{2}{6} & \lambda_{\text{IV}} = \frac{0}{2} \\ \lambda_{\text{I}} = \frac{1}{5} & \lambda_{\text{III}} = \frac{5}{7} & \lambda_{\text{III}} = \frac{2}{6} & \lambda_{\text{IV}} = \frac{2}{2} \\ \lambda_{\text{IV}} = \frac{0}{5} & \lambda_{\text{IV}} = \frac{0}{7} & \lambda_{\text{III}} = \frac{2}{6} & \lambda_{\text{IV}} = \frac{0}{2} \end{array} \quad (4.6)$$

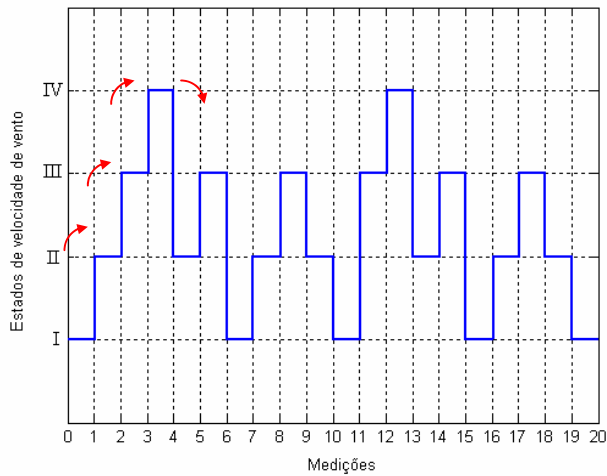


Figura 4.7 – Série temporal hipotética de velocidade de vento

O diagrama de transição de estados da série hipotética, considerando-se as taxas de transição calculadas, está representado na figura 4.8. As probabilidades de ocorrência de cada estado são dadas por:

$$P_I = \frac{5}{20} = 0,25 \quad P_{II} = \frac{7}{20} = 0,35 \quad P_{III} = \frac{6}{20} = 0,30 \quad P_{IV} = \frac{2}{20} = 0,10 \quad (4.7)$$

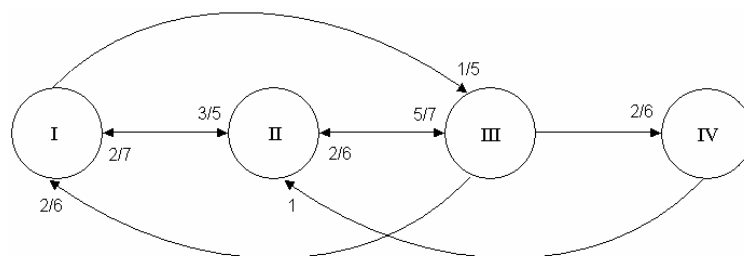


Figura 4.8 – Diagrama de espaço de estados da série de velocidade de vento hipotética

Supondo um intervalo de tempo de 30 minutos entre as medições, pode-se calcular a duração de cada estado. A tabela 4.4 mostra os resultados obtidos para a probabilidade, frequência e duração de cada estado de velocidade.

Tabela 4.4 – Resultados de probabilidade, duração e frequência para a série de vento hipotética

Estado de velocidade de vento	Probabilidade	Duração (minutos)	Número de ocorrências
I	0,25	150	5
II	0,35	210	7
III	0,30	180	6
IV	0,10	60	2

A probabilidade P_i pode ser obtida através da curva de distribuição de probabilidades, conforme visto na seção 3.5.2, normalmente representada por uma distribuição de Weibull ou de Rayleigh. Entretanto, esta distribuição fornece a probabilidade de uma determinada velocidade ocorrer, mas não registra a frequência das transições entre os valores de velocidade, que são necessárias para o cálculo das taxas de transição. Por isso, é necessário o conhecimento do registro da velocidade de vento durante um ano ou mais, frequentemente chamado de série temporal da velocidade do vento. O intervalo normalmente usado entre as medições varia de 10 a 60 minutos e quanto menor o intervalo, mais preciso será o registro das transições entre estados. A direção da velocidade do vento não é incluída no modelo, embora as medições em cada instante tenham sido feitas em diferentes direções, onde a velocidade era maior. Entretanto, esta informação pode ser usada para determinação do mecanismo de direção adequado que deverá ser utilizado na fazenda eólica.

4.2.1 Agrupamento Estatístico das Velocidades de Vento

Devido ao grande número de estados de velocidade de vento presente em uma série temporal anual, a representação de todos eles em um modelo pode se tornar inviável. Por exemplo, para os quatro sítios estudados neste trabalho, cujos dados estatísticos estão presentes no anexo A, verificou-se que o número total de estados de velocidade de vento ficou entre 165 e 179. Por essa razão, decidiu-se por adotar uma técnica de agrupamento destas velocidades em um número menor de estados.

A finalidade de uma técnica de agrupamento é a alocação de elementos em grupos que representem alguma característica em comum. Em geral, as técnicas de agrupamento são de natureza iterativa e testam diversas alternativas de combinação de grupos, até que a função objetivo implícita seja minimizada. Para isso, são necessárias, primeiramente, a identificação do número de grupos que se deseja utilizar e as medidas que quantifiquem a similaridade de um elemento com um grupo. O algoritmo utilizado neste trabalho é baseado em uma técnica estatística, conhecida como K-means [27,28], onde os principais passos são:

1) Escolha do parâmetro n , que representa o número de grupos em que se deseja dividir os dados. Para o caso do agrupamento de velocidades, o número de grupos é o número de estados de velocidade de vento.

$$\text{Grupos} = [G_1 G_2 \dots G_n] \quad (4.8)$$

2) Seleção aleatória de n objetos dentro do conjunto de dados que representarão a média ou semente, dentro de cada grupo. Elas são os primeiros elementos de cada grupo. Neste trabalho são utilizadas como sementes as n primeiras velocidades do conjunto de medições, diferentes entre si, formando o conjunto de sementes S :

$$\text{Sementes} = [S_1 S_2 S_3 \dots S_n] \quad (4.9)$$

3) Divisão dos dados nos n grupos, de tal forma que a similaridade dentro deles seja alta, enquanto que a similaridade entre eles seja pequena. O agrupamento dos dados ocorre através das menores distâncias em relação às sementes dos grupos. Dessa forma, cada medição de velocidade é subtraída de todas as sementes e a menor diferença encontrada indica em qual grupo a medição de velocidade deve ser classificada. Para uma velocidade v_i presente nas medições tem-se:

$$D_j^i = |S_j - v_i| \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \quad (4.10)$$

A velocidade v_i será alocada no grupo G_j da semente j tal que:

$$\text{Distância mínima} = \min |D_j^i| \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \quad (4.11)$$

Sendo assim, cada elemento é classificado no grupo em que existe a menor distância à semente. A tabela 4.5 mostra o esquema do agrupamento das velocidades de vento.

Tabela 4.5 – Esquema do agrupamento das medições de velocidade de vento

G_1	G_2	...	G_n
v_1	v_2	...	v_4
v_5	v_3	...	v_8
v_{10}	v_6	...	v_9
...
v_{i+1}	v_i	...	v_{i-1}

A cada iteração é feita a atualização das sementes, através da média de todos os elementos de um grupo. Sendo assim, nas próximas iterações a semente é calculada por:

$$S_j = \frac{\sum_{k \in G_j} v_k}{\text{número de elementos do grupo } G_j} \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \quad (4.12)$$

O agrupamento final é obtido quando as diferenças entre as sementes de duas iterações sucessivas são todas iguais a zero. Para ajudar a entender este processo, foi utilizado um trecho da série temporal de velocidade de vento do sítio Nordeste I, contendo 40 medições, conforme mostra a figura 4.9. Todas as medições estão contidas na tabela 4.6. Neste exemplo, a série foi agrupada em 4 estados de velocidade de vento.

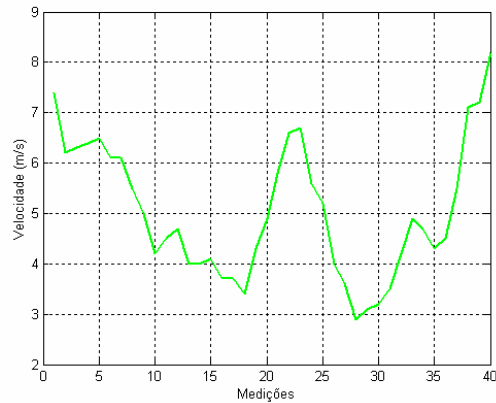


Figura 4.9 – Trecho da série temporal Nordeste I, contendo 40 medições

Tabela 4.6 – Medições de um trecho da série temporal de velocidade de vento do sítio Nordeste I

Número	Velocidade (m/s)	Número	Velocidade (m/s)	Número	Velocidade (m/s)	Número	Velocidade (m/s)
1	7,4	11	4,5	21	5,8	31	3,5
2	6,2	12	4,7	22	6,6	32	4,2
3	6,3	13	4,0	23	6,7	33	4,9
4	6,4	14	4,0	24	5,6	34	4,7
5	6,5	15	4,1	25	5,2	35	4,3
6	6,1	16	3,7	26	4,0	36	4,5
7	6,1	17	3,7	27	3,6	37	5,5
8	5,5	18	3,4	28	2,9	38	7,1
9	5,0	19	4,3	29	3,1	39	7,2
10	4,2	20	4,9	30	3,2	40	8,2

As primeiras sementes utilizadas são as quatro primeiras medições, conforme mostra a tabela 4.7, onde elas estão representadas em ordem crescente:

Tabela 4.7 – Sementes da primeira iteração utilizadas no exemplo

Estado	Semente	Valor da semente (m/s)
I	S_1	6,2
II	S_2	6,3
III	S_3	6,4
IV	S_4	7,4

As distâncias das primeiras medições de velocidade para as sementes estão calculadas na tabela 4.8. As menores distâncias estão grifadas em negrito. Elas determinarão o agrupamento inicial, representado na tabela 4.9.

Tabela 4.8 – Esquema das distâncias calculadas na primeira iteração do exemplo

Medição	Velocidade (m/s)	D_1	D_2	D_3	D_4
4	6,4	0,2	0,1	0	1,0
5	6,5	0,3	0,2	0,1	0,9
6	6,1	0,1	0,2	0,3	1,3
7	6,1	0,1	0,2	0,3	1,3
8	5,5	0,7	0,8	0,9	1,9
9	5,0	1,2	1,3	1,4	2,4
10	4,2	2,0	2,1	2,2	3,2
11	4,5	1,7	1,8	1,9	2,9
12	4,7	1,5	1,6	1,7	2,7
13	4,0	2,2	2,3	2,4	3,4
14	4,0	2,2	2,3	2,4	3,4
15	4,1	2,1	2,2	2,3	3,3
...
40	8,2	2	1,9	1,8	0,8

Tabela 4.9 – Esquema do agrupamento na primeira iteração do exemplo

G_1	G_2	G_3	G_4
6,2	6,3	6,4	7,4
6,1		6,5	7,1
6,1		6,6	7,2
5,5		6,7	8,2
5,0			
...			
5,0			

Na tabela 4.10 estão mostradas as sementes calculadas a cada iteração, até que a condição de parada fosse alcançada. As sementes da última iteração representam o agrupamento da velocidade em 4 estados. A tabela 4.11 mostra a divisão final das 40 medições nos quatro grupos de velocidade. A figura 4.10 mostra a curva real do trecho da série Nordeste I e a curva formada pelo agrupamento em 4 estados.

Tabela 4.10 – Sementes encontradas a cada iteração do exemplo

Iterações	S_1	S_2	S_3	S_4
1	6,2	6,3	6,4	7,4
2	4,1	5,9	6,6	7,5
3	4,1	5,8	6,5	7,5
4	4,0	5,6	6,5	7,5
5	3,9	5,3	6,4	7,5
6	3,8	5,2	6,4	7,5
7	3,8	5,1	6,3	7,5
8	3,8	5,0	6,3	7,5
9	3,8	5,0	6,3	7,5

Tabela 4.11 – Agrupamento final das medições de velocidade do exemplo

G_1	G_2	G_3	G_4
4,2	5,5	6,2	7,4
4	5	6,3	7,1
4	4,5	6,4	7,2
4,1	4,7	6,5	8,2
3,7	4,9	6,1	
3,7	5,6	6,1	
3,4	5,2	5,8	
4,3	4,9	6,6	
4	4,7	6,7	
3,6	4,5		
2,9	5,5		
3,1			
3,2			
3,5			
4,2			
4,3			

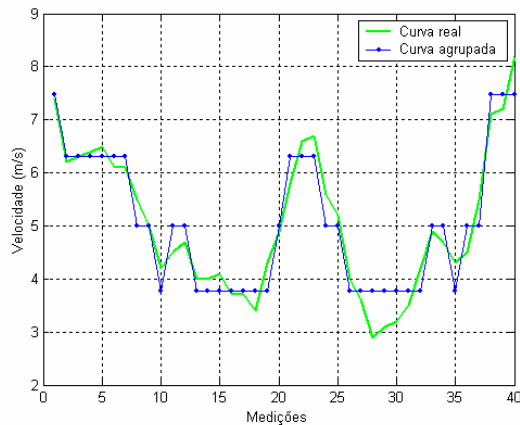
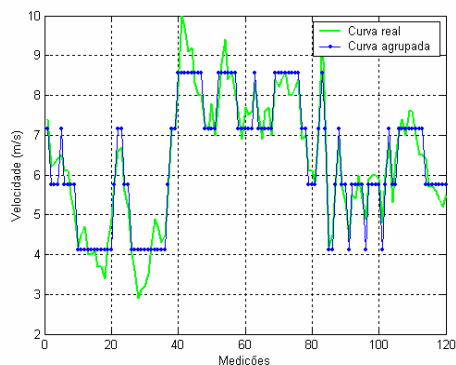
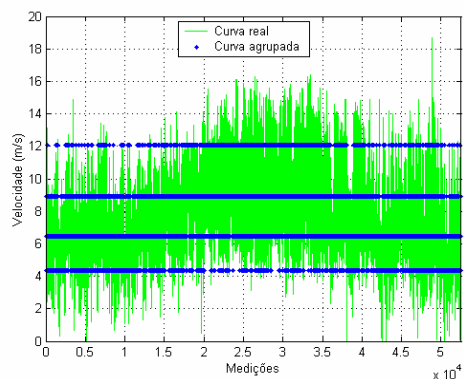


Figura 4.10 – Trecho da série temporal de velocidade de vento do sítio Nordeste I e representação da série temporal com agrupamento de estados.

Na figura 4.11 pode-se visualizar o agrupamento de um trecho maior da série temporal e a série completa do sítio Nordeste I.



a)



b)

Figura 4.11 – Séries temporais real e agrupada em quatro estados de velocidade de vento do sítio Nordeste I: a) trecho de 120 medições b) série completa

Antes do procedimento de agrupamento da série temporal, é necessária a filtragem dos dados provenientes de medições, pois eles podem conter valores inconsistentes, números irregularmente espaçados, etc. A série do sítio Nordeste I, por exemplo, possuía dois erros de medição, que podem ser visualizados na figura 4.12(a). As medidas com erro foram retiradas e a nova série está mostrada na figura 4.12(b).

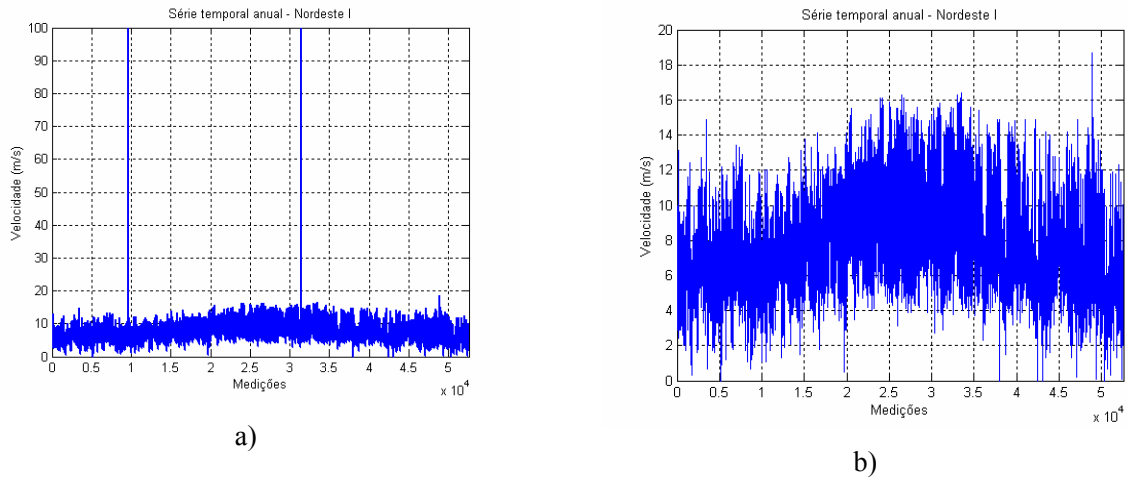


Figura 4.12 – Série temporal anual do sítio Nordeste I, a) com erros de medição, b) sem erros de medição

4.3 Combinação dos Modelos da Turbina e do Vento

A combinação dos estados operativos de uma turbina com o comportamento do vento, descrito nas seções anteriores, pode ser representada em um diagrama de espaço de estados, conforme a figura 4.13. As transições entre o estado de operação e falha da turbina estão representadas pelas taxas de falha e reparo λ e μ , respectivamente. A velocidade do vento está agrupada nos estados I, II, III e IV e as transições entre eles estão representadas pelas taxas λ_{ij} , onde i representa o estado de vento inicial e j o estado final. Foram criados 8 estados, numerados no canto esquerdo superior. Para N turbinas e n estados de velocidade de vento, o número de estados resultante é dado pela expressão:

$$\text{Estados da usina} = 2^N \times n \quad (4.13)$$

É importante lembrar que a transição entre estados de vento ocorre independentemente da transição entre estados de turbina e, em cada instante de tempo, apenas uma destas transições pode ocorrer. Se esta premissa não for estabelecida, a usina não pode ser modelada por um processo de Markov.

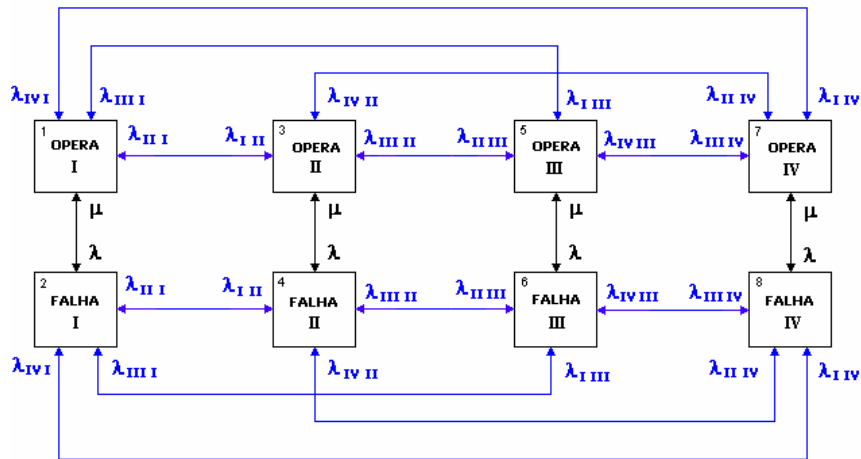


Figura 4.13 – Diagrama de espaço de estados de uma turbina, considerando o efeito do vento

Considerando-se a existência de taxas de falha e de reparo diferenciadas, dependendo das condições de vento, conforme foi sugerido na seção 4.1, o modelo pode ser representado conforme o diagrama da figura 4.14. O estado de vento IV possui as velocidades mais altas e as falhas ocorridas nesta velocidade tendem a ser mais graves, portanto as taxas de falha λ' e de reparo μ' são consideradas taxas de emergência e possuem valores diferenciados. Normalmente, o valor de λ' tende a ser maior que a taxa λ em condições normais, já que o tempo médio para que ocorra uma falha na presença desta velocidade é maior. No caso da taxa de reparo μ' , seu valor tende a ser menor que μ em condições normais, já que defeitos ocorridos em altas velocidades tendem a ser mais severos, com um tempo médio de reparo maior.

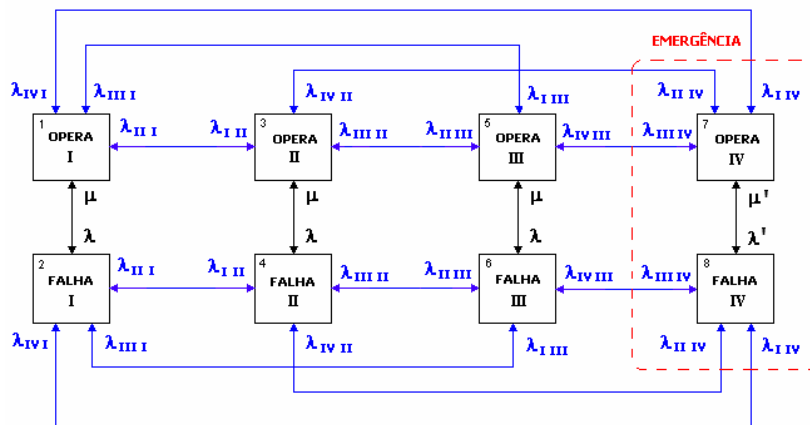


Figura 4.14 – Diagrama de espaço de estados considerando-se taxas de emergência

Suponha que a turbina teve uma falha quando o vento estava no seu estado de emergência (estado IV) e no instante seguinte houve uma transição para os estados 2, 4 ou 6, significando que o vento não está mais em estado de emergência. A partir daí, a transição para um estado operativo será caracterizada pela taxa de reparo μ , apesar de o defeito na turbina ter ocorrido em condições de emergência. Isto não corresponde à realidade, pois, conforme foi explicado anteriormente, falhas nessas condições são mais severas e possuem um tempo de reparo maior. Seria correto definir quatro novos estados com diferentes taxas de reparo, que representassem a transição para o estado de operação, após sofrer uma falha em estado de emergência. Entretanto, isso provocaria um aumento razoável do número de estados, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de estados de emergência. Um teste com este modelo foi feito em [5] e verificou-se que a diferença nos resultados foi da ordem de menos de 1%, sugerindo, portanto, que o modelo da figura 4.13 pode ser usado como simplificação. Além disso, os resultados para este modelo simplificado foram levemente mais pessimistas, já que priorizou as transições entre estados de vento com velocidades menores.

Para mais de uma turbina, o diagrama de espaço de estados transforma-se em um diagrama de múltiplas camadas, onde cada uma delas representa um estado de velocidade de vento e possui a representação de todos os estados operativos das turbinas. Na figura 4.15 está representado um trecho do diagrama de uma usina contendo duas turbinas.

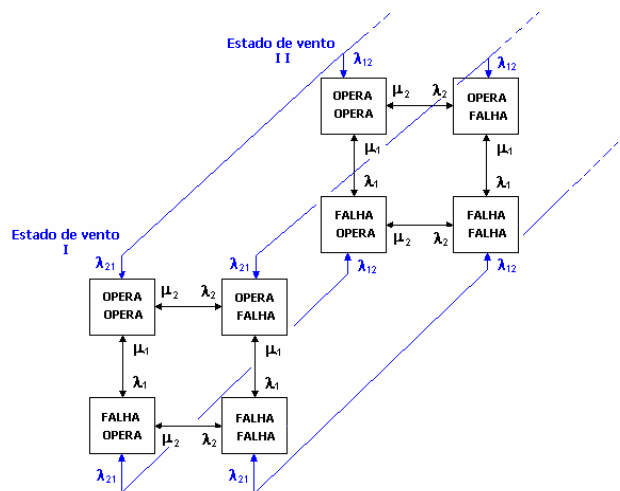


Figura 4.15 – Diagrama de espaço de estados de uma usina eólica

O uso de turbinas diferentes em uma usina eólica é comum em casos de modernização de sítios, onde as turbinas mais antigas são trocadas por turbinas mais modernas e com capacidade nominal maior. Este fato é cada vez mais comum na Europa, onde a primeira geração de turbinas já está sendo trocada. Esta característica, embora não tenha sido utilizada neste trabalho, pode ser implantada no modelo através da representação de mais estados com taxas de transição diferentes.

4.4 Metodologia de Cálculo

De acordo com a teoria da confiabilidade mostrada no capítulo 2, as probabilidades dos estados de geração da usina eólica são encontradas através da solução do sistema da expressão 2.58, repetido a seguir:

$$\dot{\underline{p}}(t) = \underline{p}(t)A \quad (\text{A})$$

O objetivo do modelo é encontrar as probabilidades em regime permanente, também conhecidas como probabilidades estacionárias dos estados de geração da usina eólica, que são calculadas pela expressão 2.59, repetida a seguir:

$$\underline{p}(t)A = 0 \quad (\text{B})$$

A montagem da matriz intensidade de transição A é feita conforme a expressão 2.56, onde as taxas de transição entre estados dos componentes são utilizadas. Entretanto, como no modelo proposto estão sendo consideradas não só a possibilidade de transição entre estados operativos das turbinas, mas também a transição entre estados de velocidade de vento, a matriz A possui uma dimensão maior, conforme a expressão 4.14. Para o sistema da figura 4.13, que possui uma turbina e 4 estados de velocidade de vento, ela torna-se:

$$A = \begin{bmatrix} -SOMA_1 & \lambda & \lambda_{I\text{II}} & 0 & \lambda_{I\text{III}} & 0 & \lambda_{I\text{IV}} & 0 \\ \mu & -SOMA_2 & 0 & \lambda_{I\text{II}} & 0 & \lambda_{I\text{III}} & 0 & \lambda_{I\text{IV}} \\ \lambda_{\text{II}I} & 0 & -SOMA_3 & \lambda & \lambda_{\text{II}III} & 0 & \lambda_{\text{II}IV} & 0 \\ 0 & \lambda_{\text{II}I} & \mu & -SOMA_4 & 0 & \lambda_{\text{II}III} & 0 & \lambda_{\text{II}IV} \\ \lambda_{\text{III}I} & 0 & \lambda_{\text{III}II} & 0 & -SOMA_5 & \lambda & \lambda_{\text{III}IV} & 0 \\ 0 & \lambda_{\text{III}I} & 0 & \lambda_{\text{III}II} & \mu & -SOMA_6 & 0 & \lambda_{\text{III}IV} \\ \lambda_{\text{IV}I} & 0 & \lambda_{\text{IV}II} & 0 & \lambda_{\text{IV}III} & 0 & -SOMA_7 & \lambda \\ 0 & \lambda_{\text{IV}I} & 0 & \lambda_{\text{IV}II} & 0 & \lambda_{\text{IV}III} & \mu & -SOMA_8 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

onde:

$$SOMA_1 = (\lambda + \lambda_{I\text{II}} + \lambda_{I\text{III}} + \lambda_{I\text{IV}})$$

$$SOMA_2 = (\mu + \lambda_{I\text{II}} + \lambda_{I\text{III}} + \lambda_{I\text{IV}})$$

$$SOMA_3 = (\lambda_{\text{II}I} + \lambda + \lambda_{\text{II}III} + \lambda_{\text{II}IV})$$

$$SOMA_4 = (\lambda_{\text{II}I} + \mu + \lambda_{\text{II}III} + \lambda_{\text{II}IV})$$

$$SOMA_5 = (\lambda_{\text{III}I} + \lambda_{\text{III}II} + \lambda + \lambda_{\text{III}IV})$$

$$SOMA_6 = (\lambda_{\text{III}I} + \lambda_{\text{III}II} + \mu + \lambda_{\text{III}IV})$$

$$SOMA_7 = (\lambda_{\text{IV}I} + \lambda_{\text{IV}II} + \lambda_{\text{IV}III} + \lambda)$$

$$SOMA_8 = (\lambda_{\text{IV}I} + \lambda_{\text{IV}II} + \lambda_{\text{IV}III} + \mu)$$

Resumindo, a matriz A torna-se:

$$A = \begin{bmatrix} T_1 & \lambda_{I\text{II}} & 0 & \lambda_{I\text{III}} & 0 & \lambda_{I\text{IV}} & 0 \\ & 0 & \lambda_{I\text{II}} & 0 & \lambda_{I\text{III}} & 0 & \lambda_{I\text{IV}} \\ \lambda_{\text{II}I} & 0 & T_2 & \lambda_{\text{II}III} & 0 & \lambda_{\text{II}IV} & 0 \\ 0 & \lambda_{\text{II}I} & & 0 & \lambda_{\text{II}III} & 0 & \lambda_{\text{II}IV} \\ \lambda_{\text{III}I} & 0 & \lambda_{\text{III}II} & 0 & T_3 & \lambda_{\text{III}IV} & 0 \\ 0 & \lambda_{\text{III}I} & 0 & \lambda_{\text{III}II} & & 0 & \lambda_{\text{III}IV} \\ \lambda_{\text{IV}I} & 0 & \lambda_{\text{IV}II} & 0 & \lambda_{\text{IV}III} & 0 & T_4 \\ 0 & \lambda_{\text{IV}I} & 0 & \lambda_{\text{IV}II} & 0 & \lambda_{\text{IV}III} & \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

onde a submatriz T_i é formada por:

$$T_i = \begin{bmatrix} -\text{SOMA}_m & \lambda \\ \mu & -\text{SOMA}_{m+1} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

ou seja, é formada pelas taxas de transição entre estados operativos de turbinas e pelos somatórios de todas as taxas de transição que o estado m possui. Se forem consideradas as taxas de transição em condições de emergência, como mostrado no diagrama da figura 4.13, a submatriz T_4 torna-se:

$$T_4 = \begin{bmatrix} -\text{SOMA}_7 & \lambda' \\ \mu' & -\text{SOMA}_8 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

As outras submatrizes possuem as taxas de transição entre os estados de velocidade de vento e podem ser definidas como:

$$T_{ij} = \begin{bmatrix} \lambda_{ij} & 0 \\ 0 & \lambda_{ij} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Assim, a expressão B tem a forma matricial:

$$[P_1 \ P_2 \ \dots \ P_8] \times \begin{bmatrix} T_1 & T_{I\text{II}} & T_{I\text{III}} & T_{I\text{IV}} \\ T_{\text{II}1} & T_2 & T_{\text{II}3} & T_{\text{II}4} \\ T_{\text{III}1} & T_{\text{III}2} & T_3 & T_{\text{III}4} \\ T_{\text{IV}1} & T_{\text{IV}2} & T_{\text{IV}3} & T_4 \end{bmatrix} = [0 \ 0 \ \dots \ 0] \quad (4.19)$$

onde P_1, P_2, \dots, P_8 são as probabilidades de ocorrência dos oito estados que o sistema pode ter. As linhas da matriz A são linearmente dependentes, por isso, para a resolução deste sistema é necessária a substituição de uma linha pela expressão:

$$P_1 + P_2 + \dots + P_8 = 1 \quad (4.20)$$

Substituído a última linha de 4.19 pela expressão 4.20, uma matriz A' , idêntica à matriz A , com exceção da última linha, que possui todos os elementos unitários, é criada. O sistema passa a ser:

$$A'^T \times \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

onde A'^T é a transposta da matriz A' . A solução de um sistema linear do tipo $Ax=B$ é dada por $x = A^{-1}B$. Colocando 4.21 neste formato, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_8 \end{bmatrix} = A'^{t-1} \times \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Dessa forma, a solução do sistema permite encontrar as probabilidades dos estados de operação da usina. Cada estado representa um valor de geração da usina, definido através da condição operativa da turbina e do estado de velocidade de vento.

Entretanto, quando existem mais de uma turbina na usina, alguns estados operativos fornecem a mesma geração de saída. Como foi explicado na seção 2.5.1, estes estados são eventos disjuntos e a probabilidade desta geração é a soma das probabilidades de cada estado, conforme a expressão 2.64. Estes estados podem ser agrupados através da soma das linhas que os representam na matriz A . Este procedimento é importante na modelagem de usinas que possuem muitas turbinas e/ou muitos estados de velocidade de vento, porque contribui para a redução da dimensão da matriz A . O diagrama da figura 4.16 ilustra este procedimento para uma usina com duas turbinas iguais. Os quatro estados iniciais podem ser reduzidos para 3, dado que os estados 2 e 3 são equivalentes, através da soma das taxas de transição que chegam a estes dois estados.

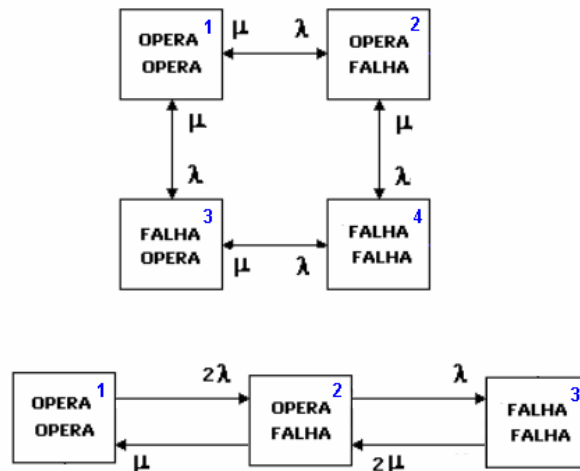


Figura 4.16 – Diagrama de espaço de estados simplificado para duas turbinas iguais

Considerando-se que todas as turbinas são idênticas, ou seja, possuem a mesma característica de potência, a geração de cada estado da usina é determinada através da curva de potência, conforme explicado na seção 3.4. Dessa forma, a potência P_i de um estado i , cuja velocidade é v_i , é dada por:

$$P_i = \text{Número de turbinas em operação no estado } i \times P(v_i) \quad (4.23)$$

onde $P(v_i)$ é a potência gerada pela turbina no estado de vento i , de acordo com sua curva de potência. Para turbinas diferentes, deve ser obtido o valor da potência gerada a partir da curva de potência $P(v_i)$ de cada turbina e estes valores são somados para se obter a geração da usina.

Com as probabilidades dos estados de geração, pode-se montar a curva de distribuição de probabilidade acumulada, conforme mostra a figura 4.17. Ela representa a probabilidade da potência de geração da usina ser menor do que um valor P_i qualquer. Esta curva pode ser utilizada no sorteio da probabilidade de operação da usina, em estudos de confiabilidade probabilística, que utilizem simulação Monte Carlo, conforme foi explicado na seção 2.5.2.

Outra curva muito utilizada é a curva de duração, conforme mostra a figura 4.18, que representa a porcentagem do tempo de permanência nos diferentes estados de geração.

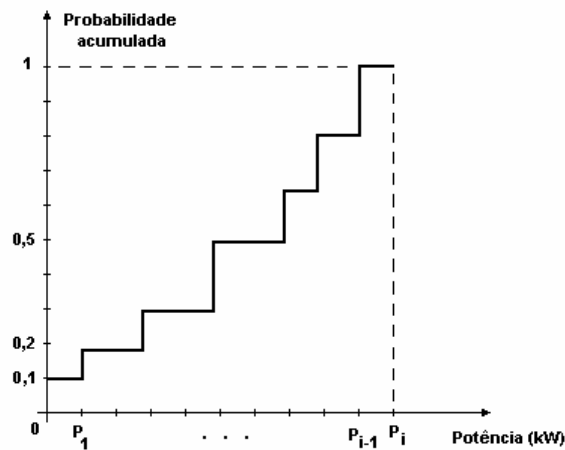


Figura 4.17 – Curva de distribuição de probabilidade acumulada de uma usina eólica

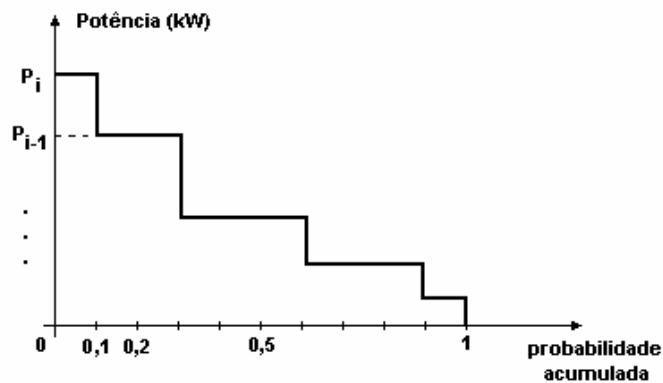


Figura 4.18 – Curva de duração de uma usina eólica

Diferentemente da curva de distribuição de probabilidade acumulada, o somatório das probabilidades começa do estado de maior geração. Assim, pode-se visualizar na figura que em 10% do tempo (probabilidade acumulada de 0,1), por exemplo, a geração da usina corresponde ao valor máximo P_i . Em 30% do tempo (probabilidade acumulada de 0,3), esta geração é de no mínimo P_{i-1} . Esta curva é geralmente utilizada na estimativa da geração da usina e em estudos de viabilidade de implantação de usinas eólicas.

4.5 O Programa Computacional

O modelo para estudos de confiabilidade da usina eólica apresentado foi implementado em um programa computacional, descrito a seguir. O programa foi desenvolvido em Matlab e está dividido em funções, conforme a figura 4.18, que se comunicam entre si através das suas entradas e saídas descritas a seguir:

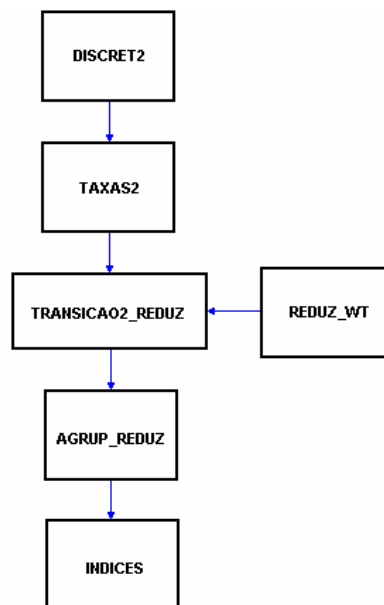


Figura 4.18 – Fluxograma do programa computacional

- 1) Função DISCRET2: executa o agrupamento da velocidade do vento em patamares.

Entradas:

- curva de vento [m/s]
- número de estados em que se deseja agrupar a velocidade do vento

Saídas:

- Curva de vento agrupada [m/s]
- Estados de velocidade de vento [m/s]

- 2) Função TAXAS2: calcula as taxas de transição entre os patamares de velocidade de vento e fornece a probabilidade e a frequência de cada patamar.

Entradas:

- curva de vento agrupada [m/s]
- intervalo das medições de velocidade [minutos]
- duração das medições [anos]

Saídas:

- taxas de transição entre estados de vento [ocorrências/ano]
- frequência de ocorrência de cada estado [ocorrências/ano]
- probabilidade de ocorrência de cada estado

3) Função REDUZ_WT: monta a matriz de intensidade de transição entre estados das turbinas

Entradas:

- número de turbinas da usina
- taxas de falha e de reparo das turbinas [ocorrências/ano]

Saídas:

- matriz de intensidade de transição das turbinas

4) Função TRANSICAO2_REDUZ: monta a matriz de intensidade de transição, considerando-se as transições entre estados de vento e estados das turbinas.

Entradas:

- número de turbinas
- matriz de intensidade de transição das turbinas
- estados de velocidade de vento [m/s]

Saídas:

- matriz de intensidade de transição dos estados da usina

5) Função AGRUP_REDUZ: calcula todos os estados possíveis de geração da usina e as probabilidades de cada estado

Entradas:

- curva de potência da turbina

- dados da turbina (velocidades de acionamento, corte e nominal, potência nominal, tipo do controle de potência)
- matriz de intensidade de transição dos estados da usina

Saídas:

- estados de geração da usina
- probabilidades e duração dos estados de geração da usina

6) Função INDICES: calcula os índices de desempenho da usina.

Entradas:

- Probabilidades dos estados de geração da usina
- Número de turbinas
- Potência nominal da turbina

Saídas:

- índices de desempenho IWP, IWE, EAWE, EGWE e WGAF

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados da implementação do modelo de confiabilidade da usina eólica em um programa computacional, que permitiu analisar dados estatísticos de saída, tais como a probabilidade de ocorrência dos estados de geração e a estimativa da geração anual. Foram feitas análises de sensibilidade para o número de estados agrupados de velocidade de vento, para o número de turbinas, para o valor de taxas de falha e reparo e para o tipo de turbina. Além disso, foi feita uma comparação entre a estimativa de geração anual de uma usina, utilizando-se a metodologia convencional descrita na seção 3.6, e a metodologia proposta neste trabalho. Por último, o tempo de simulação gasto foi mostrado para diferentes números de agrupamentos de estados de velocidade e diferentes números de turbinas.

Uma análise de sensibilidade quanto ao período da série temporal, considerando-se vários anos de registros de velocidade, poderia fornecer informações importantes sobre o período mínimo para a estimativa adequada do comportamento da usina. Entretanto, devido à dificuldade em se encontrar registros de velocidade de mais de um ano, esta análise não pode ser feita.

5.1 Tratamento Inicial das Séries de Velocidade de Vento

Para o teste do modelo foram utilizadas quatro séries de vento reais de regiões do Brasil: duas no Nordeste, chamadas de Nordeste I e II, uma no Sul e uma no Sudeste. O intervalo de medição de todas elas é de 10 minutos, havendo registros de no mínimo um ano (52.560 pontos) para cada série.

Primeiramente foi feita uma filtragem dos dados, a fim de retirar todos os pontos inconsistentes que indicassem erros de medição. A curva Nordeste I, conforme foi

mencionado na seção 4.2.1, apresentou dois erros de medição, enquanto a curva Sul apresentou quatro erros. Em seguida, foram calculadas os dados estatísticos, tais como a média, desvio padrão, valores máximo e mínimo, etc. A figura 5.1 mostra as séries temporais das curvas de vento de todos os sítios.

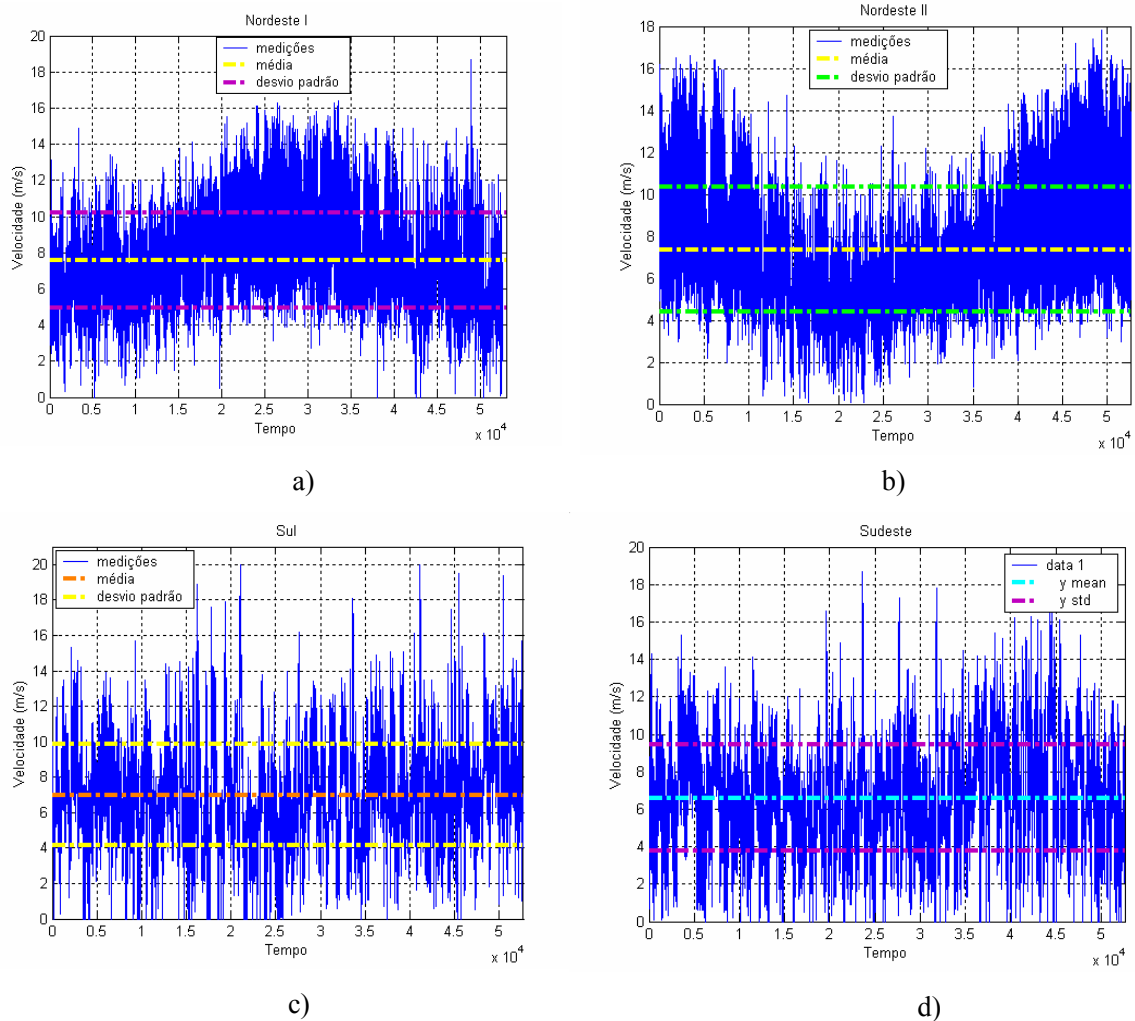


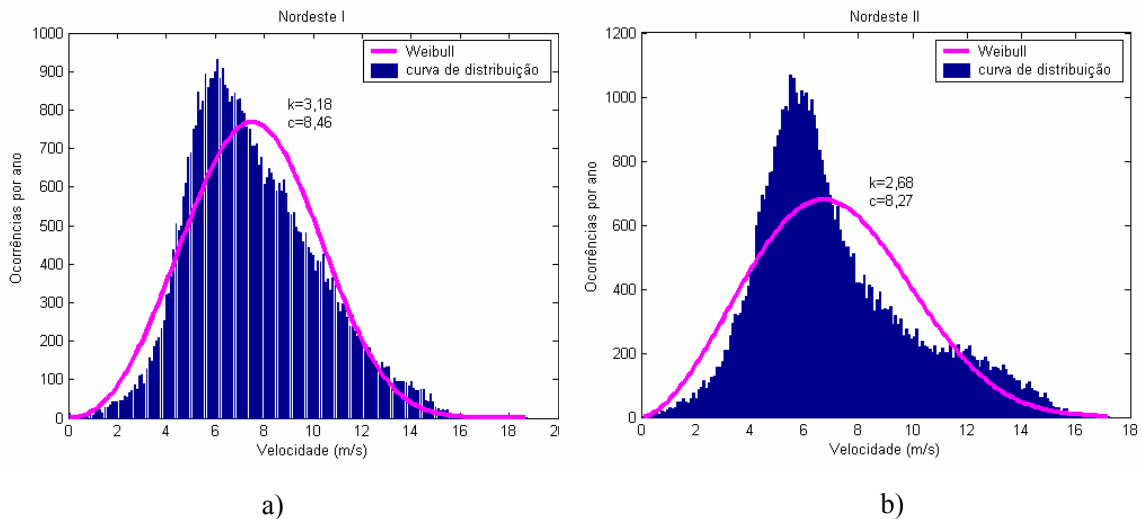
Figura 5.1 – Séries temporais dos sítios utilizados neste trabalho: a) Nordeste I, b) Nordeste II, c) Sul, d) Sudeste

Conforme se pode visualizar na tabela 5.1, que contém os dados estatísticos das séries temporais, o número de estados de velocidade de vento diferentes encontrado variou de 165 a 196, enquanto a velocidade média variou de 6,59 a 7,58 m/s.

Tabela 5.1 – Dados de vento dos sítios estudados neste trabalho

	Nordeste I	Nordeste II	Sul	Sudeste
Número de medições	52558	56940	52704	52611
Intervalo das medições (minutos)	10	10	10	10
Altura das medições (m)	50	65	50	50
Densidade do ar (kg/m³)	1,18	1,18	1,2	1,22
Classe de rugosidade	1	1	1	1
Número de estados diferentes	165	175	196	179
Média (m/s)	7,58	7,36	7,00	6,59
Mediana	7,2	6,6	6,9	6,5
Valor mínimo (m/s)	0	0,098	0	0
Valor máximo (m/s)	18,7	17,79	20	18,7
Desvio padrão	2,610	2,962	2,882	2,844
Variância	6,8103	8,7734	8,3053	8,089
Fator de forma k	3,18	2,68	2,62	2,49
Fator de escala c	8,46	8,27	7,88	7,43

Foram calculados os parâmetros c e k da distribuição de Weibull das séries temporais, utilizando o procedimento descrito na seção 3.5.2, e a curva resultante foi comparada com a curva de distribuição de ocorrências das séries, conforme está representado na figura 5.2. Verificou-se que todas elas apresentaram fatores de forma k elevados, entre 2,49 e 3,18, e fatores c entre 7,43 e 8,46 sendo, portanto, sítios com um bom potencial eólico. Em geral, os ventos no Brasil possuem velocidade e direção bem definidos, com fator k acima de 2, enquanto na Europa este fator está geralmente abaixo de 2.



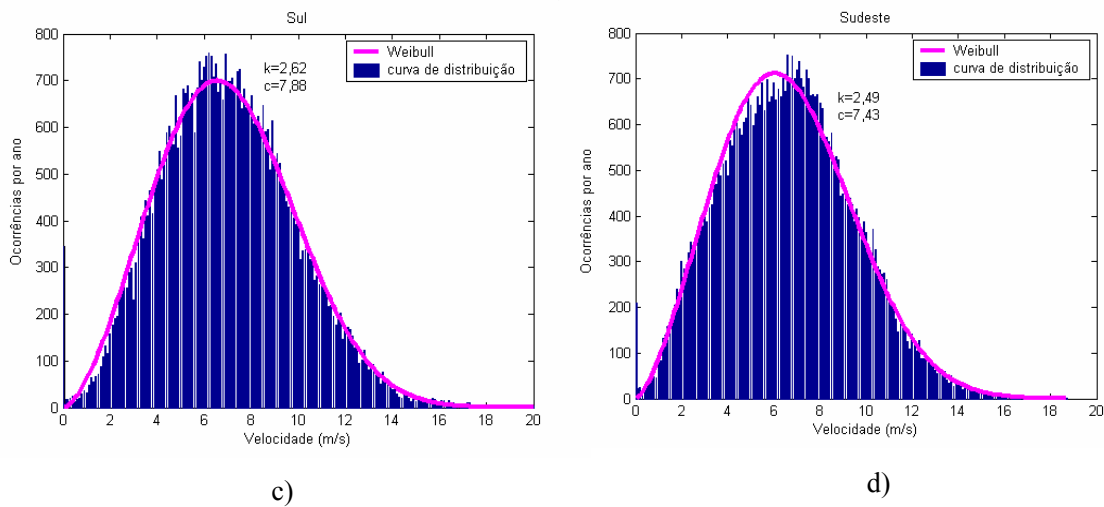


Figura 5.2 – Curvas de distribuição de ocorrência e curva de Weibull dos sítios utilizados neste trabalho: a) Nordeste I, b) Nordeste II, c) Sul, d) Sudeste

Apesar da distribuição de velocidades de vento normalmente possuir uma boa representação por uma distribuição de Weibull, podem existir locais onde o regime de vento não tenha um comportamento bem definido por esta distribuição. Este é o caso do sítio Nordeste II, por exemplo.

5.2 Influência do Número de Estados de Velocidade do Vento

A representação do vento considerando todos os estados de velocidade fornece uma informação mais precisa da geração da usina. Entretanto, isso pode fazer com que a matriz de transição de estados tenha tamanhos gigantescos, eventualmente até extrapolando o limite de armazenamento de variáveis do programa. Dessa forma, uma redução do número de estados de vento pode ser utilizada, desde que o novo conjunto de valores seja capaz de representar as características do vento de maneira razoável.

O desempenho do modelo foi testado primeiramente com a série temporal do sítio Nordeste I para 3, 10, 30, 80, 100 e 165 agrupamentos de estados de velocidade de vento. Foi utilizada uma usina com apenas uma turbina hipotética A, com potência nominal de 1.500 kW, cujos dados técnicos e a curva de potência estão descritos no Anexo B, onde estão os dados técnicos de todas as turbinas utilizadas neste trabalho. Para o agrupamento em 3

estados de vento, os valores da velocidade, as probabilidades, frequências e duração são mostrados na tabela 5.2, enquanto as séries temporais real e agrupada são mostradas na figura 5.3.

Tabela 5.2 - Resultados para o agrupamento da série temporal em 3 estados de velocidade de vento

Estados de velocidade de vento (m/s)	Probabilidade	Ocorrências por ano	Duração (dias/ano)
5,08	0,3830	20.132	139,81
7,89	0,4033	21.196	147,20
11,45	0,2137	11.230	77,99

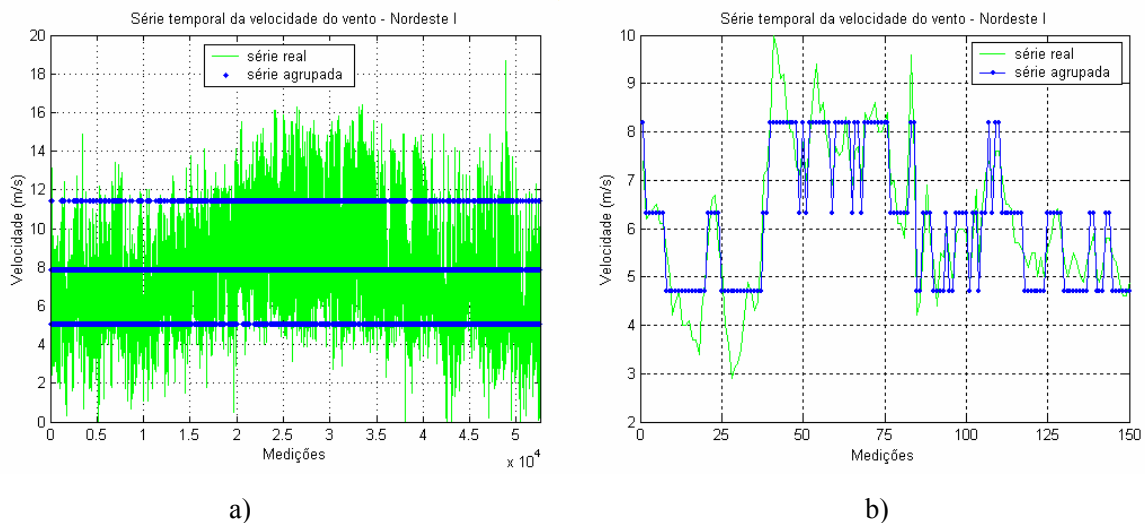


Figura 5.3 - Comparação entre a série temporal real e a série formada por 3 estados de velocidade de vento do sítio Nordeste I: a) série completa, b) trecho da série

Observa-se que, após o agrupamento da série, o valor médio da velocidade de vento continua sendo 7,58 m/s, o desvio padrão é 2,37 e a mediana passa a ser 7,88 m/s, valores bem próximos daqueles encontrados na série de vento real. Entretanto, pela figura 5.4, que representa os histogramas de velocidade da série real e da série agrupada, verifica-se uma grande diferença na distribuição dos valores, que pode resultar em grandes erros na estimativa de geração da turbina.

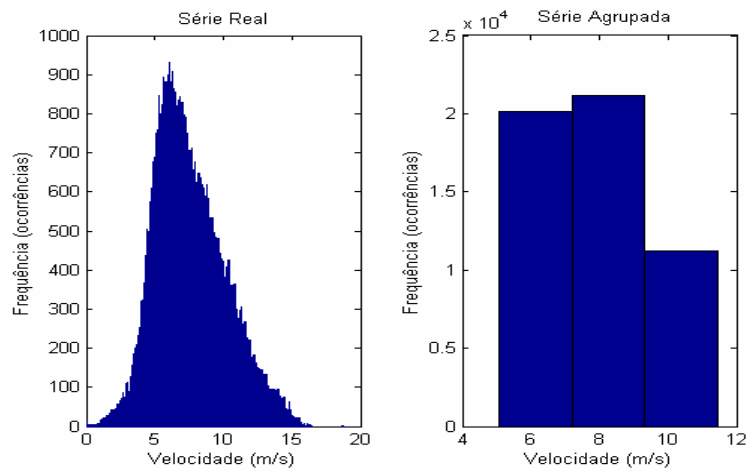


Figura 5.4 - Comparação entre os histogramas da série temporal real e agrupada em 3 estados de velocidade, no sítio Nordeste I

A potência gerada para cada um dos estados de vento é obtida através da curva de potência da turbina, conforme mostra a figura 5.5, onde estão representados também os valores de geração correspondentes a cada estado de vento.

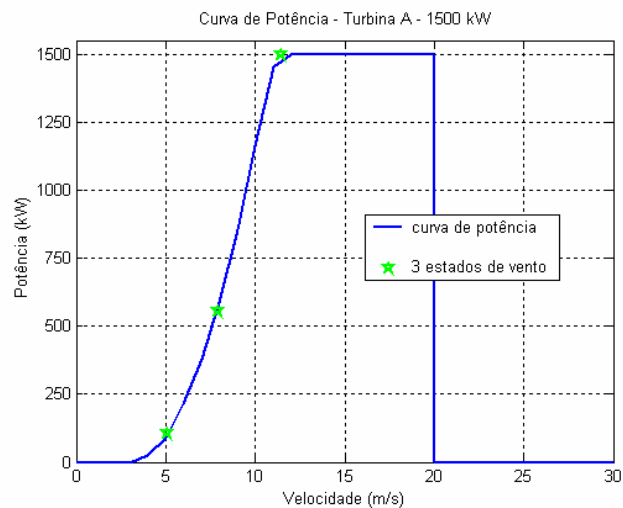


Figura 5.5 - Representação da geração dos 3 estados de vento na curva de potência da turbina tipo A – sítio Nordeste I

As taxas de transição entre estados da turbina utilizada estão apresentadas na tabela 5.3 e foram sugeridas em [5].

Tabela 5.3 - Taxas de falha e reparo utilizadas para a turbina

	Regime de Velocidade do Vento	
	Normal	Emergência
Taxa de falha (ocorências/ano)	4	24
Taxa de reparo (ocorências/ano)	90	24

Os possíveis estados de geração da usina, levando-se em consideração os estados operativos da turbina e os estados de velocidade de vento, estão representados na tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Estados de geração da usina para 3 estados de vento – sítio Nordeste I

Estados de velocidade de vento (m/s)	Estados da turbina	Estados de Geração (kW)	Probabilidade	Probabilidade acumulada
5,08	operação	1.500	0,1919	0,1919
7,89	operação	563,6	0,3635	0,5554
11,45	operação	97,38	0,3459	0,9014
todos	falha	0,00	0,0986	1

A curva de duração representa a distribuição de probabilidade acumulada dos estados de geração e fornece uma estimativa do tempo gasto em cada estado. Pela curva da figura 5.6 verifica-se que em 20% do tempo a turbina gera seu valor de potência nominal de 1.500 kW, em aproximadamente 50% do tempo ela gera no mínimo cerca de 750 kW e em aproximadamente 90% do tempo ela gera no mínimo 100 kW.

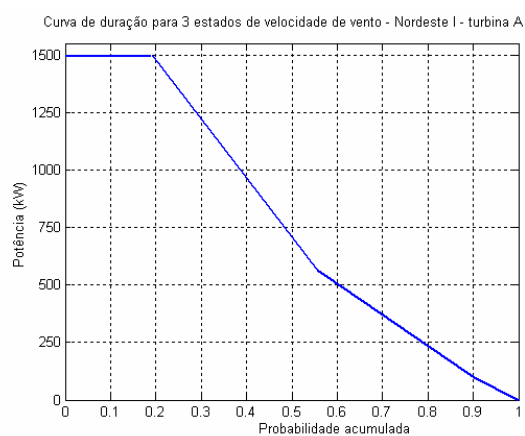


Figura 5.6 - Curva de duração para a representação da velocidade do vento em 3 estados

Se a análise for feita para 165 estados de velocidade de vento, ou seja, considerando-se todos os possíveis valores de velocidade que o vento pode assumir, 83 estados de geração foram observados. No anexo C estão mostradas as tabelas com os estados de velocidade de vento e de geração da turbina para os agrupamentos em 3 e em 165 estados. A potência gerada e a curva de duração para 165 estados estão mostradas nas figuras 5.7 e 5.8, respectivamente. Verifica-se que em 10% do tempo é gerada a potência nominal de 1.500 kW, em 30% do tempo a geração mínima é de 750 kW e em 90% do tempo, 30 kW.

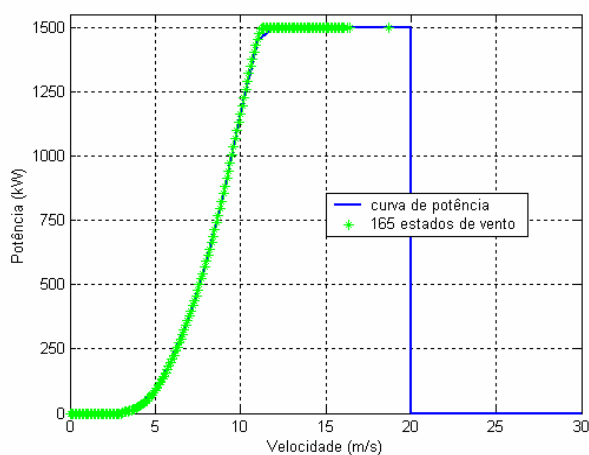


Figura 5.7 - Representação da geração dos 165 estados de vento na curva de potência da turbina tipo A – sítio Nordeste I

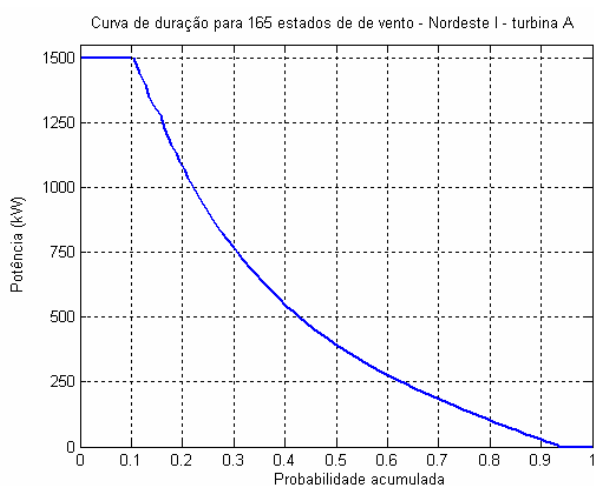


Figura 5.8 - Curva de duração para 165 estados de velocidade de vento – turbina A – sítio Nordeste

A mesma análise foi feita para 10, 30, 80 e 100 agrupamentos de estados de velocidade de vento e a figura 5.9 mostra a representação dos estados na curva de potência da turbina eólica do tipo A.

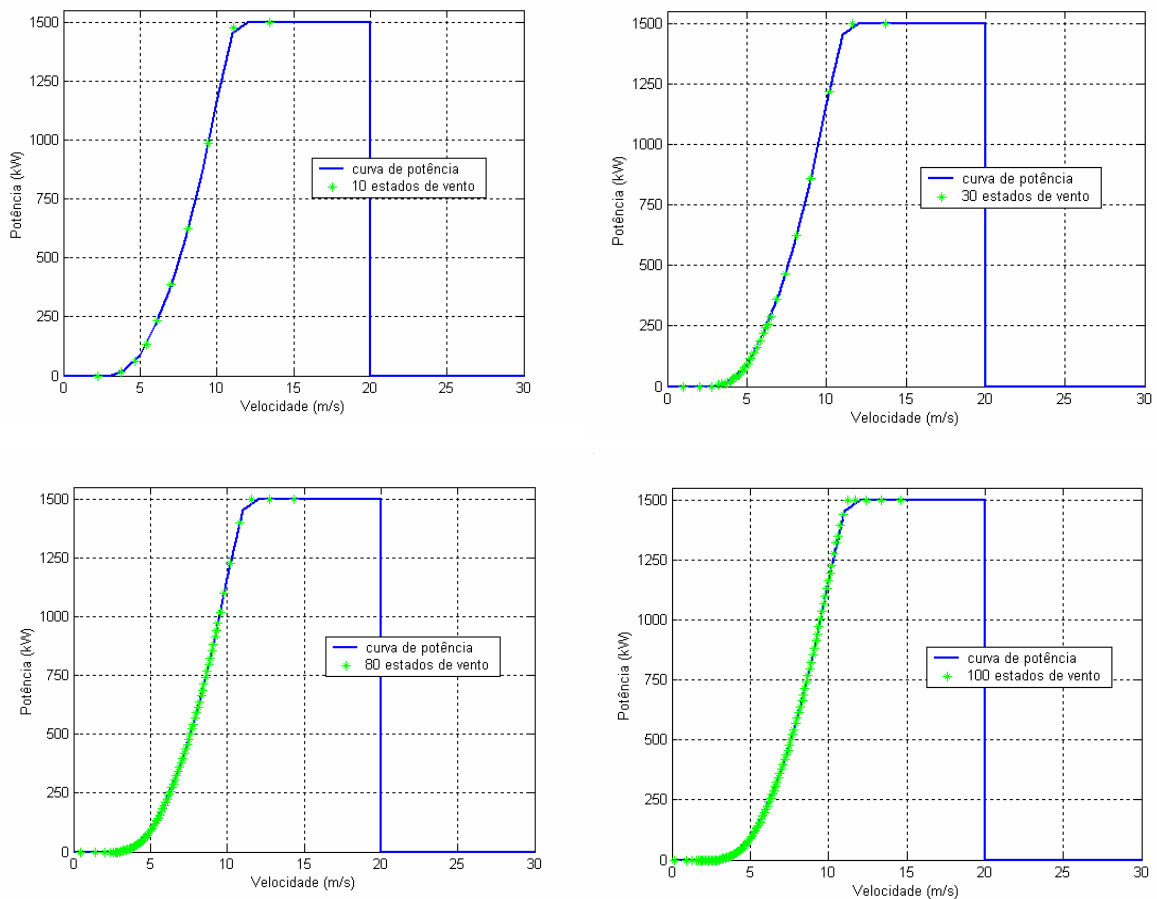


Figura 5.9 – Representação da geração dos estados de velocidade de vento na curva de potência da turbina para 10, 30, 80 e 100 agrupamentos – sítio Nordeste I

A figura 5.10(a) mostra as curvas de estados de velocidade, ordenados crescentemente, enquanto a figura 5.10(b) mostra as curvas de duração, para as várias condições de agrupamento analisadas. Na figura 5.10(a) verifica-se que, quanto menor for o número de agrupamentos, menor é a abrangência de velocidades de vento utilizadas na representação. Existem valores altos de velocidade e com pouca frequência de ocorrência neste sítio, que só foram representadas quando agrupamentos com muitos estados foram utilizados. Na

figura 5.10(b) pode-se notar que a representação do vento em poucos estados provocou uma estimativa otimista da geração, e somente a partir de 80 estados foi obtida uma representação próxima à real, com 165 estados.

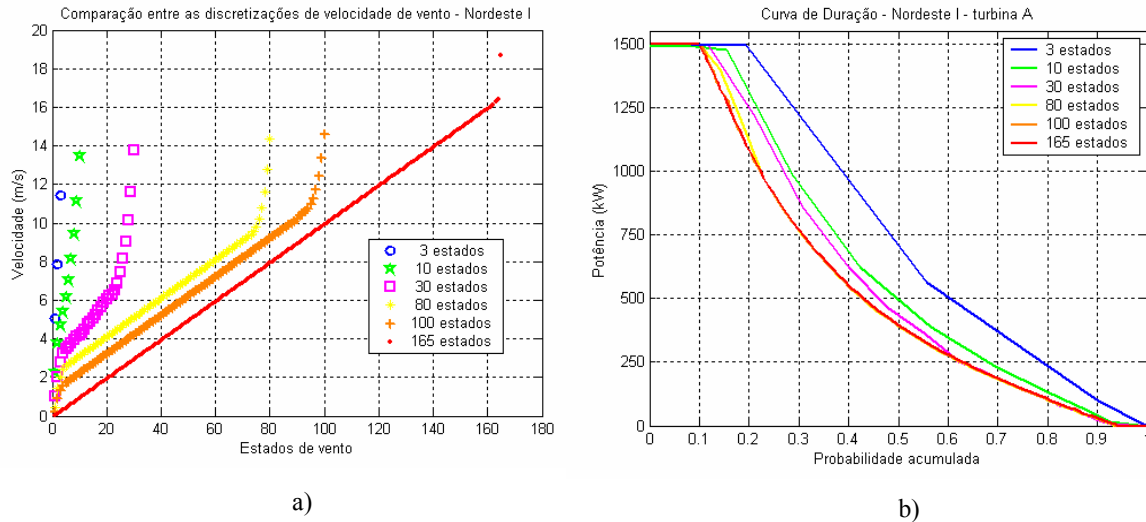


Figura 5.10 - Comparações entre o agrupamento de estados de velocidade de vento do sítio Nordeste I: a) curva velocidade x estados de velocidade de vento, b) curva de duração

A tabela 5.5 contém os índices de desempenho da usina, definidos no capítulo 2, para todos os agrupamentos de velocidade analisados. O IWP, que representa a potência instalada, é 1.500 kW em todas as situações analisadas. A mesma consideração é válida para o IWE, que representa a energia gerada durante o período considerado, supondo que a geração da turbina é sempre igual à sua potência nominal. O valor do IWE será de 13,14 GWh em todas as situações analisadas.

A tabela 5.6 representa a variação percentual entre os índices IWE, EAWE e EGWE para todos os agrupamentos de velocidade de vento analisados e a tabela 5.7 representa a variação dos índices EAWE e EGWE, em relação aos índices calculados para o número total de estados de velocidade de vento, sem agrupamento. A variação percentual do índice WGAF será a mesma que a calculada para o índice EGWE, e portanto, não foi mostrada.

Tabela 5.5 - Índices de desempenho para a análise do número de agrupamentos de velocidade de vento – sítio Nordeste I

Índice	Unidade	Número de estados					
		3	10	30	80	100	165
IWP	kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
IWE	kWh	13.139.500	13.139.500	13.139.500	13.139.500	13.139.500	13.139.500
EAW	kWh	5.125.251	5.103.004	5.075.365	5.070.784	5.070.756	5.069.084
EGWE	kWh	4.611.163	4.811.659	4.800.268	4.821.797	4.830.929	4.850.817
WGAF	-	0,3509	0,3662	0,3653	0,3670	0,3677	0,3692

Tabela 5.6 – Variação percentual dos índices de desempenho mostrados na tabela 5.5 – sítio Nordeste I

Variação percentual (%)	Número de estados					
	3	10	30	80	100	165
EAW em relação a IWE	-60,99	-61,16	-61,37	-61,41	-61,41	-61,42
EGWE em relação a IWE	-64,91	-63,38	-63,47	-63,30	-63,23	-63,08
EGWE em relação a EAW	-10,03	-5,71	-5,42	-4,91	-4,73	-4,31

Tabela 5.7 – Variação percentual dos índices de desempenho em relação aos índices para 165 estados de velocidade – sítio Nordeste I

Variação percentual %	Índice	Número de estados					
		3	10	30	80	100	165
	EAW	1,11	0,67	0,12	0,03	0,03	0,00
	EGWE	-4,94	-0,81	-1,04	-0,60	-0,41	0,00

Verificou-se que o índice EAW apresentou valores maiores que o valor real para todos os agrupamentos, enquanto o índice EGWE apresentou valores menores, crescendo com o aumento do número de agrupamentos, e fazendo com que o índice WGAF também crescesse. Entretanto, variação dos índices com a redução dos estados representados foi pequena, com exceção do agrupamento em 3 estados.

A figura 5.11 ilustra as relações entre os índices IWE, EAW e EGWE e sua variação em relação ao número de agrupamentos de estados.

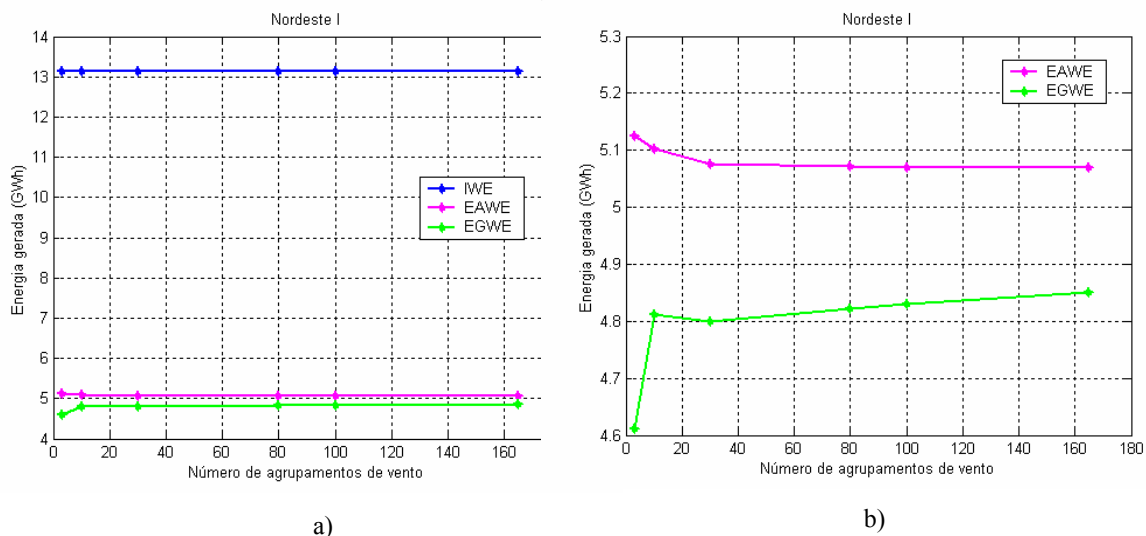


Figura 5.11 - Relação entre os índices de desempenho para os agrupamentos de velocidade de vento: a) relação entre IWE, EAWE e EGWE, b) relação entre EAWE e EGWE

As probabilidades de geração da usina podem ser separadas em quatro principais grupos:

- probabilidade de geração não nula, com a velocidade de vento dentro de seus limites de acionamento e corte e pelo menos uma das turbinas da usina em operação
- probabilidade de não gerar por restrição de vento, ou seja, a geração da usina é zero porque o vento está fora de seus limites de acionamento ou de corte.
- Probabilidade de não gerar por restrição de turbina, ou seja, a geração da usina é zero porque todas as turbinas estão em estado de falha
- Probabilidade de não gerar por restrição de turbina e de vento, ou seja, as duas possibilidades anteriores ocorrem ao mesmo tempo

A tabela 5.8 representa essas probabilidades para os agrupamentos de velocidade analisados. A probabilidade de não haver geração por restrição de vento igual a zero para o agrupamento em 3 estados ocorreu porque nenhum dos três valores de velocidade está fora dos limites de acionamento e de corte da turbina A, portanto o modelo não criou nenhum estado que representasse esta situação. Isto também pode ser visualizado na figura 5.5, onde os estados de velocidade estão situados na curva de potência da turbina. A probabilidade de a usina estar gerando cresceu com o aumento do número de agrupamentos, enquanto a

probabilidade de não haver geração por restrição de turbina diminuiu. A probabilidade de não haver geração por restrição de velocidade de vento manteve-se praticamente constante para os todos os agrupamentos analisados. A figura 5.12 ilustra a variação das probabilidades de geração com o número de agrupamentos de estados de velocidade.

Tabela 5.8 - Resultado das probabilidades de geração para a análise do número de agrupamentos de estados de velocidade de vento – sítio Nordeste I

Probabilidades %	Número de estados					
	3	10	30	80	100	165
Geração	90,136	92,489	92,784	93,262	93,426	93,799
Não gera por restrição de vento	0,000	1,919	1,926	1,935	1,938	1,945
Não gera por restrição de turbina	9,864	5,481	5,184	4,706	4,543	4,169
Não gera por restrição de turbina e vento	0,000	0,111	0,105	0,096	0,093	0,086

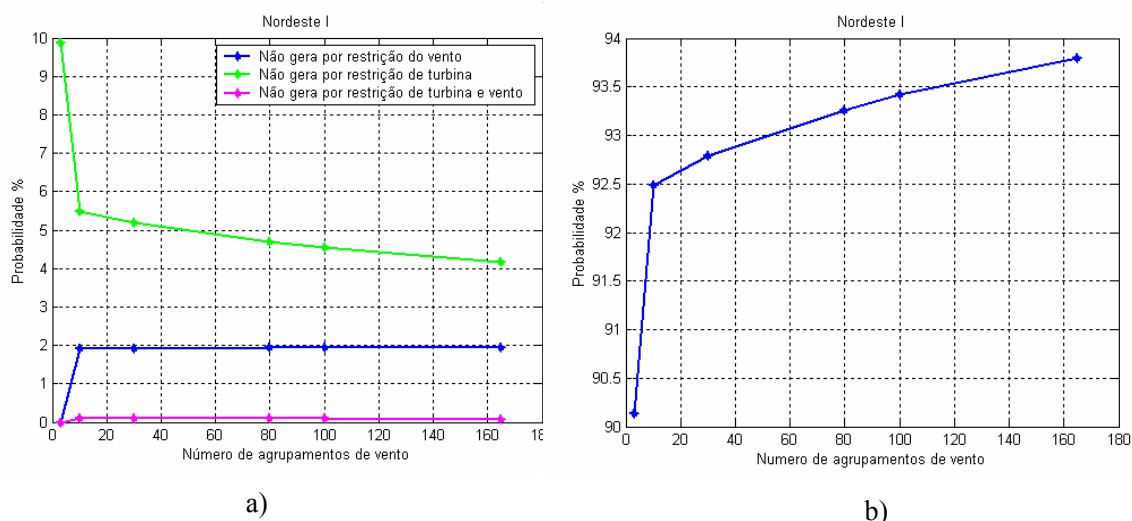


Figura 5.12 - Relação entre as probabilidades de geração e os patamares de velocidade de vento - a) Probabilidades de não haver geração, b) Probabilidades de geração

A análise do número de estados de velocidade de vento foi feita também para os sítios Nordeste II, Sul e Sudeste, utilizando-se os mesmos parâmetros da turbina A e as mesmas taxas de falha e de reparo apresentadas na tabela 5.3. Os agrupamentos utilizados foram sempre de 3, 10, 30, 80, 100 e o número de velocidades diferentes encontradas em cada sítio. Os resultados para o sítio Nordeste II estão mostrados na figura 5.13 e nas tabelas 5.9 a 5.12.

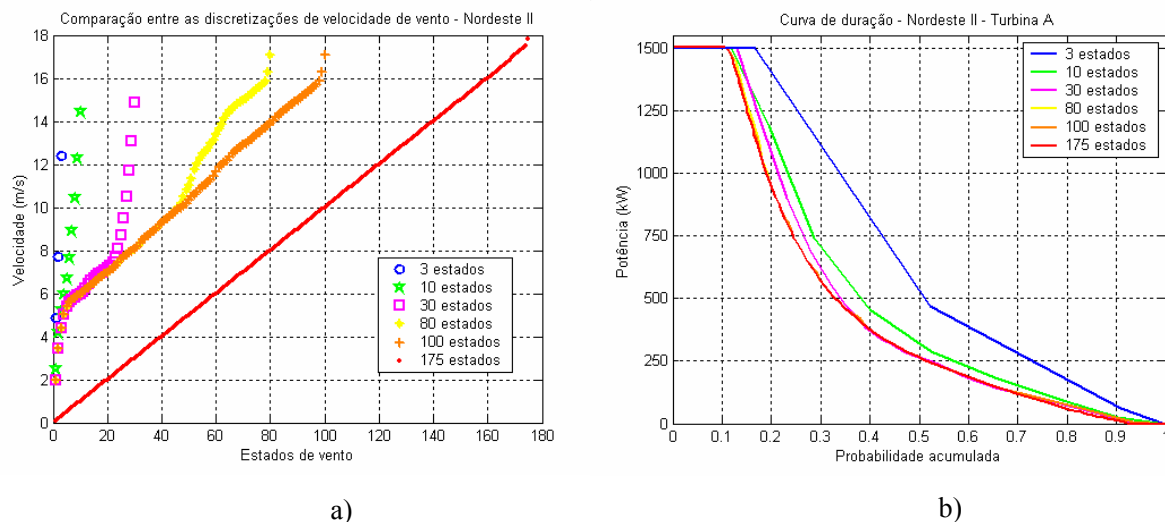


Figura 5.13 - Comparações entre o agrupamento de estados de velocidade de vento do sítio Nordeste II: a) curva velocidade x estados de velocidade de vento, b) curva de duração

Tabela 5.9 - Índices de desempenho para a análise do número de agrupamentos de velocidade de vento – sítio Nordeste II

Índice	Unidade	Número de estados					
		3	10	30	80	100	175
IWP	kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
IWE	kWh	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000
EAW	kWh	4.250.505	4.301.567	4.320.202	4.309.440	4.309.244	4.310.641
EGWE	kWh	3.859.855	4.058.969	4.094.987	4.124.460	4.124.274	4.126.125
WGAF	-	0,29375	0,30890	0,31164	0,31389	0,31387	0,31401

Tabela 5.10 – Variação percentual dos índices de desempenho mostrados na tabela 5.9 – sítio Nordeste II

Variação percentual (%)	Número de estados					
	3	10	30	80	100	175
EAW em relação a IWE	-67,65	-67,26	-67,12	-67,20	-67,21	-67,19
EGWE em relação a IWE	-70,63	-69,11	-68,84	-68,61	-68,61	-68,60
EGWE em relação a EAW	-9,19	-5,64	-5,21	-4,29	-4,29	-4,28

Tabela 5.11 – Variação percentual dos índices de desempenho em relação aos índices para 175 estados de velocidade – sítio Nordeste II

Variação percentual %	Índice	3	10	30	80	100	175
	EAW	-1,40	-0,21	0,22	-0,03	-0,03	0,00
	EGWE	-6,45	-1,63	-0,75	-0,04	-0,04	0,00

Tabela 5.12 - Resultado das probabilidades de geração para a análise do número de agrupamentos de estados de velocidade de vento – sítio Nordeste II

Probabilidades	3	10	30	80	100	175
Geração	91,000	90,397	92,683	93,467	93,467	92,357
Não gera por restrição de vento	0,000	4,102	2,250	2,267	2,267	3,387
Não gera por restrição de turbina	9,000	5,267	4,950	4,165	4,165	4,106
Não gera por restrição de turbina e vento	0,000	0,234	0,118	0,101	0,101	0,151

Através da figura 5.13(a) pode-se notar que, diferentemente do sítio Nordeste I, a representação do vento em agrupamentos de poucos estados forneceu uma abrangência melhor dos valores. Da mesma forma que o sítio Nordeste I, o agrupamento em 80 estados se mostrou uma boa estimativa, mas o agrupamento em 30 estados indicou uma estimativa mais acurada que no caso anterior. Se as distribuições de ocorrências destes dois sítios forem comparadas, através das figuras 5.2(a) e (b), observa-se que o sítio Nordeste I possui uma constância maior das medições, com um fator k de 3,18, enquanto o sítio Nordeste II possui um k de 2,68, com as medições mais distribuídas.

Apesar das médias e dos fatores de forma c nestes dois sítios estarem próximos, a variação percentual dos índices EAWE e EGWE em relação ao índice IWE no sítio Nordeste II foi cerca de 6% maior que no sítio Nordeste I.

Pode-se verificar também que, diferentemente do que ocorreu no sítio Nordeste I, o valor de EAWE possui uma tendência de crescimento com o aumento do número de agrupamentos de estados de velocidade.

Conforme se observa nas tabelas 5.8 e 5.12, a probabilidade de não haver geração por restrição de turbina nos dois sítios foi bem próxima, enquanto as probabilidades de não haver geração devido às restrições do vento tiveram uma variação maior, devido às características diferenciadas do vento nestes dois locais.

Os resultados para o sítio Sul estão mostrados na figura 5.14 e nas tabelas 5.13 a 5.16.

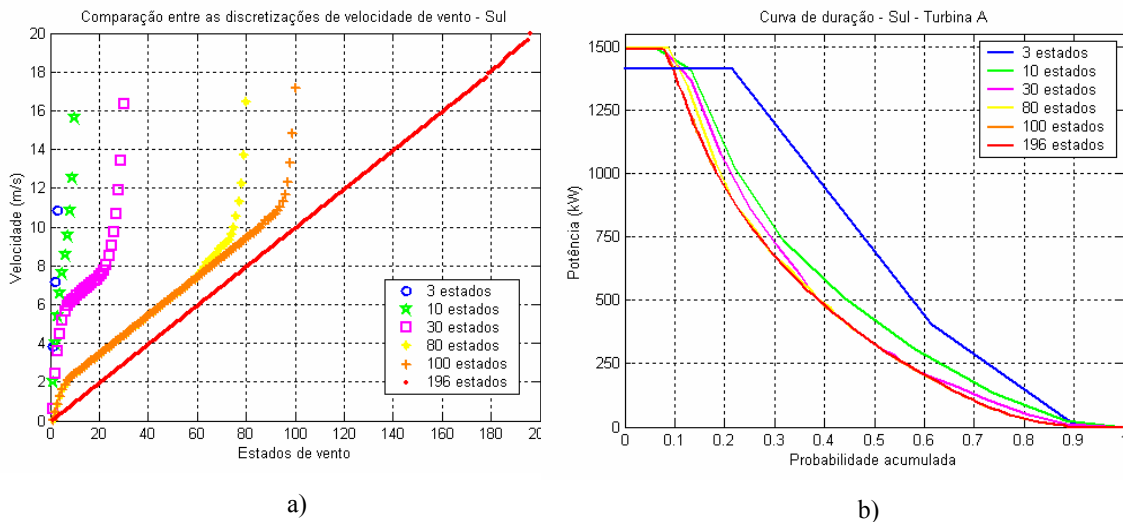


Figura 5.14 - Comparações entre agrupamento de estados de velocidade de vento do sítio Sul: a) curva velocidade x número de patamares, b) curva de duração

Tabela 5.13 - Índices de desempenho para a análise do número de agrupamentos de velocidade de vento – sítio Sul

Índice	Unidade	Número de estados					
		3	10	30	80	100	196
IWP	kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
IWE	kWh	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000
EAW	kWh	4.625.999	4.426.694	4.432.598	4.436.783	4.432.902	4.432.528
EGWE	kWh	4.123.944	4.224.052	4.234.021	4.238.548	4.238.154	4.242.601
WGAF	-	0,31385	0,32147	0,32222	0,32257	0,32254	0,32288

Tabela 5.14 – Variação percentual dos índices de desempenho mostrados na tabela 5.13 – sítio Sul

Variação percentual (%)	Número de estados					
	3	10	30	80	100	196
EAW em relação ao IWE	-64,79	-66,31	-66,27	-66,23	-66,26	-66,27
EGWE em relação ao IWE	-68,62	-67,85	-67,78	-67,74	-67,75	-67,71
EGWE em relação ao EAW	-10,85	-4,58	-4,48	-4,47	-4,39	-4,28

Tabela 5.15 - Variação percentual dos índices de desempenho em relação aos índices para 196 estados de velocidade – sítio Sul

Variação percentual %	Índice	Número de estados					
		3	10	30	80	100	196
		EAW	4,36	-0,13	0,00	0,10	0,01
EGWE	-2,80	-0,44	-0,20	-0,10	-0,10	0,00	

Tabela 5.16 - Resultado das probabilidades de geração para a análise do número de agrupamentos de estados de velocidade de vento – sítio Sul

Probabilidades %	Número de estados					
	3	10	30	80	100	196
Geração	89,344	88,397	88,487	88,500	88,562	88,650
Não gera por restrição de vento	0,000	7,073	7,081	7,083	7,087	7,093
Não gera por restrição de turbina	10,656	4,197	4,106	4,091	4,029	3,941
Não gera por restrição de turbina e vento	0,000	0,334	0,327	0,325	0,321	0,315

Verifica-se que o agrupamento em 3 estados representou apenas velocidades mais baixas que a velocidade nominal da turbina, que é de 12 m/s. Portanto, não foi criado nenhum estado de geração igual à potência nominal, como está representada na figura 5.14(b). Mais uma vez observou-se nesta figura que o agrupamento em 80 estados de vento é capaz de fornecer um resultado bem próximo do real, embora a variação dos índices em relação ao número de agrupamentos seja pequena.

Da mesma forma que no sítio Nordeste I, os índices EAWE e EGWE seguiram tendências respectivas de redução e de crescimento, com o aumento do número de estados de velocidade. A variação percentual em relação ao IWE foi bem próxima à do sítio Nordeste II, resultando num índice WGAF também próximo.

A probabilidade de a usina estar gerando foi menor do que nos casos anteriores, enquanto a probabilidade de não haver geração por restrição de vento aumentou consideravelmente. Observando-se a figura 5.2(c), que possui a distribuição de ocorrências da velocidade do vento, nota-se que as velocidades menores do que a velocidade de acionamento da turbina, que é de 3 m/s, possuem uma maior frequência de ocorrência do que nos casos anteriores.

Os resultados para o sítio Sudeste estão mostrados na figura 5.15 e nas tabelas 5.17 a 5.20. O sítio Sudeste possui o mesmo comportamento que o sítio Sul, onde o agrupamento da velocidade em 3 estados foi capaz de representar apenas velocidades mais baixas que a velocidade nominal, não produzindo, portanto, um estado de geração igual à potência nominal da turbina. Observando-se a distribuição de ocorrências na figura 5.2(d), verifica-

se mais uma vez que as velocidades com valores abaixo da velocidade de acionamento possuem uma grande frequência de ocorrência.

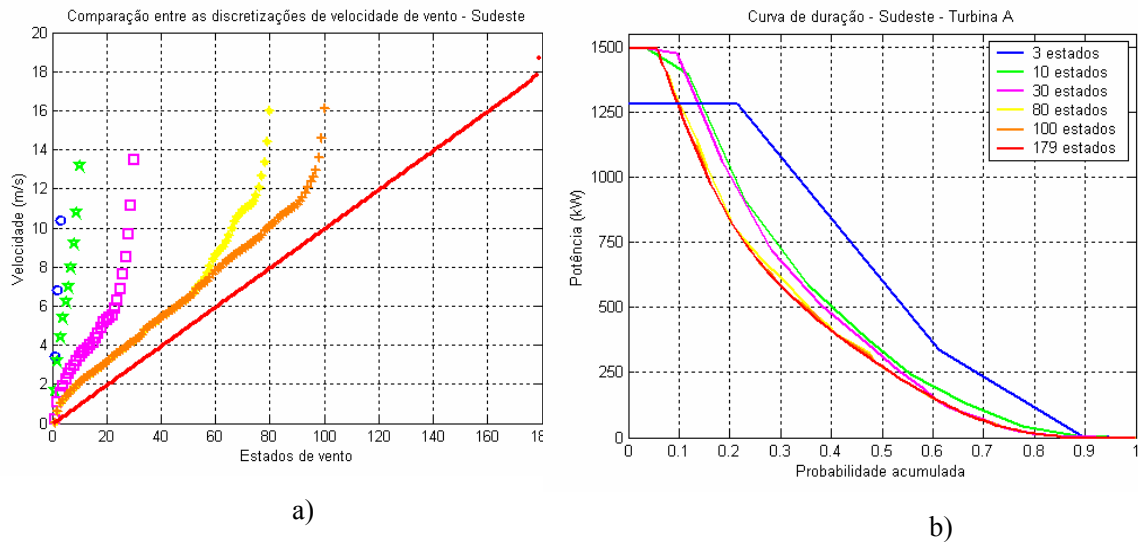


Figura 5.15- Comparações entre o número de estados de velocidade de vento do sítio Sudeste - a) curva velocidade x número de patamares, b) curva de duração

Tabela 5.17 - Índices de desempenho para a análise do número de agrupamentos de velocidade de vento – sítio Sudeste

Índice	Unidade	Número de estados					
		3	10	30	80	100	179
IWP	kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
IWE	kWh	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000	13.140.000
EAW	kWh	4.059.967	3.954.449	3.967.511	3.943.853	3.944.134	3.944.223
EGWE	kWh	3.615.042	3.746.541	3.765.026	3.769.665	3.770.340	3.772.691
WGAF	-	0,27512	0,28512	0,28653	0,28688	0,28694	0,28711

Tabela 5.18- Variação percentual dos índices de desempenho mostrados na tabela 5.17 – sítio Sudeste

Variação percentual (%)	Número de estados					
	3	10	30	80	100	179
EAW em relação ao IWE	-69,10	-69,91	-69,81	-69,99	-69,98	-69,98
EGWE em relação ao IWE	-72,49	-71,49	-71,35	-71,31	-71,31	-71,29
EGWE em relação ao EAW	-10,96	-5,26	-5,10	-4,42	-4,41	-4,35

Tabela 5.19 - Variação percentual dos índices de desempenho em relação aos índices para 165 estados de velocidade – sítio Sudeste

Variação percentual %	Índice	Número de estados					
		3	10	30	80	100	179
	EAWE	2,93	0,26	0,59	0,01	0,00	0,00
	EGWE	-4,18	-0,69	-0,20	0,08	-0,06	0,00

Tabela 5.20 - Resultado das probabilidades de geração para a análise do número de agrupamento de estados de velocidade de vento – sítio Sudeste

Probabilidades	Número de estados					
	3	10	30	80	100	179
Geração	84,671	87,471	83,816	85,008	85,029	85,122
Não gera por restrição de vento	0,000	6,644	10,620	10,621	10,621	10,621
Não gera por restrição de turbina	15,329	5,589	5,092	3,899	3,878	3,784
Não gera por restrição de turbina e vento	0,000	0,295	0,472	0,472	0,472	0,472

O comportamento dos índices EAWE e EGWE foi o mesmo que nos sítios Nordeste I e Sul, e a variação percentual destes índices em relação a IWE foi a maior de todos os sítios.

As probabilidades de geração da usina e de não haver geração por restrição da turbina também seguiram a mesma tendência de crescimento com o número de estados, enquanto a probabilidade de não haver geração por restrição de vento manteve-se praticamente constante.

O comportamento da geração dos sítios esteve diretamente ligado à distribuição das frequências de ocorrências das velocidades. Quanto maiores forem os fatores c e k da distribuição de Weibull, por exemplo, maior foi o valor encontrado para o índice WGAF. A probabilidade de não haver geração por restrição da turbina variou de 3,8 a 4,2%, permanecendo praticamente constante, enquanto a probabilidade de não haver geração por restrição de velocidade de vento foi mais significativa: variou de 1,9 a 10,6%. Os sítios com os maiores fatores c e k apresentaram as maiores probabilidades de geração.

Para os quatro sítios analisados, verifica-se que o número de agrupamentos de estados de velocidade dependerá das características do regime de vento local. Em todos os casos, um

agrupamento em 80 patamares, que corresponde a aproximadamente metade das velocidades diferentes encontradas em cada sítio, representou adequadamente o comportamento do vento. Entretanto, um agrupamento em 30 patamares também pode apresentar um resultado satisfatório em alguns casos. Apesar disso, verificou-se que a variação dos resultados encontrados para diferentes agrupamentos foi pequena, com exceção do agrupamento para 3 estados e, em alguns casos para 10 estados. Portanto, conclui-se que o número de estados escolhido para o agrupamento da velocidade dependerá da precisão que se deseja obter e da capacidade computacional disponível, já que, conforme foi visto, as séries temporais possuem um número de estados de vento muito grande, variando entre 165 e 196, que transforma a matriz de intensidade de transição em uma matriz de proporções elevadas.

5.3 Influência do Número de Turbinas

Até este momento a análise do modelo foi feita para uma usina contendo apenas uma turbina eólica. A utilização de várias turbinas aumenta significativamente a complexidade do modelo, uma vez que o número de estados operativos é proporcional a $2^{\text{número de turbinas}}$.

Considerando-se o sítio Nordeste I e a turbina tipo A, de potência nominal de 1.500 kW, utilizou-se uma variação no número de turbinas de 1, 3, 10 e 20, para que a potência instalada da usina atingisse o valor de 30 MW. A tabela 5.21 mostra os índices de desempenho, considerando-se todos os estados de velocidade de vento deste sítio, ou seja, considerando-se 165 estados e a tabela 5.22 mostra as probabilidades de geração.

Tabela 5.21 – Índices de desempenho para a variação do número de turbinas, utilizando-se o agrupamento da velocidade do vento em 165 estados

Índice	Unidade	Número de turbinas			
		1	3	10	20
IWP	kW	1.500	4.500	15.000	30.000
IWE	kWh	13.139.500	39.418.500	131.395.000	262.790.000
EAW	kWh	5.069.084	15.207.253	50.690.842	101.381.684
EGWE	kWh	4.850.817	14.552.450	48.508.140	97.016.080
WGAF	-	0,3692	0,3692	0,3692	0,3692

Tabela 5.22 – Resultado das probabilidades de geração para a variação do número de turbinas, utilizando-se o agrupamento da velocidade do vento em 165 estados

Probabilidades	Número de turbinas			
	1	3	10	20
Geração	93,799	97,961	97,968	97,968
Não gera por restrição de vento	1,945	2,031	2,032	2,032
Não gera por restrição de turbina	4,169	7,551E-03	4,658E-12	1,948E-12
Não gera por restrição de turbina e vento	0,086	1,566E-04	5,770E-14	5,405E-15

O aumento do número de turbinas não alterou o valor do índice de desempenho WGAF, mostrando que a proporcionalidade dos valores obtidos para os índices EAWF e EGWF foi mantida. Quanto às probabilidades de geração, verificou-se que a probabilidade de não haver geração por restrição de turbina reduziu significativamente de valor quando houve aumento do número de turbinas, mostrando que as falhas das turbinas, em algumas situações, pode ser desprezada.

A figura 5.16 mostra as curvas de duração para os agrupamentos em 3, 10, 30, 80 e 165 estados de velocidade para 20 turbinas e as tabelas 5.23 e 5.24 mostram os índices de desempenho e as probabilidades de geração para esta análise. Os índices IWP e IWE possuem os valores respectivos de 30 MW e 262,8 MWh para todas as situações e, por isso, não foram representados na tabela 5.23.

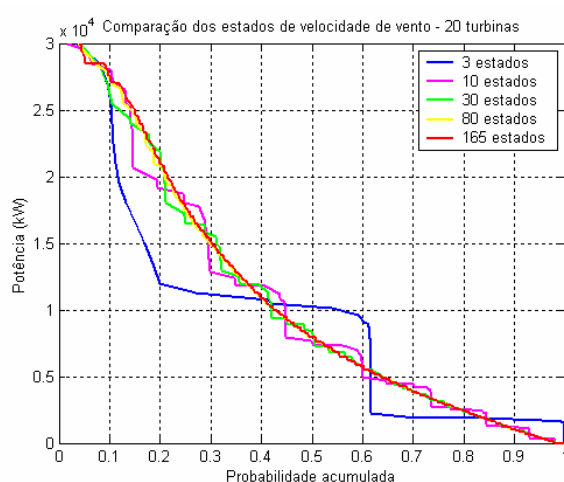


Figura 5.16 – Curvas de duração para 20 turbinas, utilizando-se todos os agrupamentos de estados de vento - sítio Nordeste I

Tabela 5.23 – Índices de desempenho para a análise de 20 turbinas, considerando-se todos os agrupamentos de velocidade de vento

Índice	Unidade	Número de estados				
		3	10	30	80	165
EAWF	kWh	102.505.020	102.060.085	101.507.303	101.415.688	101.381.684
EGWF	kWh	83.260.643	94.434.014	94.627.494	95.735.029	97.016.080
WGAF	-	0,3168	0,3594	0,3601	0,3643	0,3692

Tabela 5.24 – Resultado das probabilidades de geração para 20 turbinas, considerando-se todos os agrupamentos de velocidade de vento

Probabilidades	Número de estados				
	3	10	30	80	165
Geração	100,000	97,970	97,968	97,968	97,968
Não gera por restrição de vento	0,000	2,030	2,032	2,032	2,032
Não gera por restrição de turbina	1,46E-06	1,68E-07	1,23E-07	5,34E-08	1,95E-12
Não gera por restrição de turbina e vento	0,000	9,36E-10	5,01E-10	1,64E-10	5,40E-15

A curva de duração apresentou grandes distorções na potência gerada, para agrupamentos pequenos, apresentando um valor satisfatório a partir de 80 estados de velocidade. Pela tabela 5.23 verifica-se que, para poucos estados de velocidade, existe alteração do valor do índice WGAF, mostrando que não houve uma representação adequada do comportamento do vento. A probabilidade de não haver geração por restrição de turbina para 1 e 20 turbinas também apresentou valores maiores quando poucos estados foram utilizados, enquanto a probabilidade de não haver geração por restrição do vento manteve-se constante. Portanto, a influência do número de agrupamentos de estados de velocidade para mais de uma turbina é a mesma que ocorre quando somente uma turbina é analisada.

5.4 Influência das Taxas de Falha e de Reparo das Turbinas

Esta análise foi feita considerando-se 6 diferentes conjuntos de taxas de transição entre estados de turbinas, descritos na tabela 5.25, a seguir. O conjunto A é o único que considera taxas diferentes em condições de vento normal (velocidades moderadas) e de emergência (velocidades muito altas). O conjunto B utiliza as taxas em condição de vento normal iguais às taxas do conjunto A. Os conjuntos C e D têm as taxas de falha alteradas para 2 e 8,

respectivamente. O conjunto E tem a taxa de reparo duplicada em relação ao conjunto B e o conjunto F combina a redução das taxas de falha com o aumento da taxa de reparo.

Tabela 5.25 - Conjuntos de taxas de estados de turbinas utilizadas na análise

Conjunto de Taxas	Condição Normal		Condição de Emergência	
	Falha	Reparo	Falha	Reparo
A	4	90	24	24
B	4	90	-	-
C	2	90	-	-
D	8	90	-	-
E	4	180	-	-
F	2	180	-	-

A análise foi feita considerando-se o sítio Nordeste II, com a turbina do tipo A (1.500 kW) e considerando-se uma usina com 1 e 20 turbinas. Portanto, os índices IWP e IWE serão 1.500 kW e 13,14 GWh para a avaliação com 1 turbina e 30.000 kW e 262,8 GWh para a avaliação com 20 turbinas. Como a alteração das taxas de falha e de reparo referem-se unicamente à operação das turbinas, o índice EAWWE também permanece constante, com os valores de 4,310 GWh para 1 turbina e 86,212 GWh para 20 turbinas.

Na tabela 5.26, que mostra os índices de desempenho para todos os conjuntos de taxas analisados, verifica-se que o índice EGWE aumentou nos casos em que houve a redução das taxas de falha ou o aumento das taxas de reparo, significando neste último caso uma redução no tempo médio de reparo. O valor dos índices WGAF para 1 e 20 turbinas foi o mesmo, mantendo a proporcionalidade esperada. Verifica-se também que a consideração das taxas de emergência não alterou significativamente o valor de EGWE.

Na tabela 5.27 estão mostradas as variações percentuais de EGWE para 1 e 20 turbinas. Analisando-se o conjunto de taxas B em relação ao conjunto de taxas A, para a influência das taxas de emergência nos resultados finais, observa-se uma variação percentual de apenas 0,001%, confirmando a pouca influência das taxas de emergência na estimativa da geração da usina. A variação percentual para 20 turbinas foi maior que para 1 turbina nesta

análise. Considerando-se as variações percentuais dos conjuntos de taxas C a F em relação ao conjunto B, pode-se observar que o conjunto F, onde houve simultaneamente a redução da taxa de falha e o aumento da taxa de reparo, obteve a maior variação percentual, e portanto, a maior energia gerada. A variação percentual para 1 e 20 turbinas foi igual em todas estas situações.

Tabela 5.26 – Índices de desempenho para a análise das taxas de transição entre estados das turbinas

Número de Turbinas	Conjuntos de taxas	EGWE (kWh)	WGAF
1	Taxas A	4.126.125	0,3140
	Taxas B	4.126.168	0,3140
	Taxas C	4.215.867	0,3208
	Taxas D	3.957.753	0,3012
	Taxas E	4.215.867	0,3208
	Taxas F	4.262.196	0,3244
20	Taxas A	82.521.839	0,3140
	Taxas B	82.523.363	0,3140
	Taxas C	84.317.349	0,3208
	Taxas D	79.155.063	0,3012
	Taxas E	84.317.349	0,3208
	Taxas F	85.243.914	0,3244

Tabela 5.27 – Comparações dos índices EGWE em relação aos conjuntos de taxas de transição entre estados das turbinas

Número de Turbinas	Variação percentual de EGWE entre as taxas (%)				
	B em relação a A (consideração das condições de emergência)	C em relação a B (redução da taxa de falha)	D em relação a B (aumento da taxa de falha)	E em relação a B (aumento da taxa de reparo)	F em relação a B (redução da taxa de falha e aumento da taxa de reparo)
1	0,00105	2,174	-4,082	2,174	3,297
20	0,00185	2,174	-4,082	2,174	3,297

A tabela 5.28 mostra a variação das probabilidades de geração para 1 e 20 turbinas. Observa-se que a consideração das taxas de emergência provocou uma redução na probabilidade de geração da usina e um aumento, embora pouco significativo, na

probabilidade de não haver geração por restrição de turbina. Além disso, a consideração das taxas de emergência alterou da mesma forma os valores de probabilidades no caso da usina com 1 e com 20 turbinas.

Conforme esperado, a redução das taxas de falha ocorrida nos conjuntos C e F, ou o aumento da taxa de reparo ocorrida no conjunto F fizeram com que com a probabilidade de não haver geração por restrição de turbina diminuísse em relação às probabilidades do conjunto de taxas B. Por outro lado, o aumento da taxa de falha ocorrida no conjunto D aumentou a probabilidade de não haver geração por restrição da turbina.

Tabela 5.28 – Resultado das probabilidades de geração para a análise das taxas de transição entre estados das turbinas

	Conjunto de taxas	Probabilidades %			
		Geração	Não gera por restrição de vento	Não gera por restrição de turbina	Não gera por restrição de vento e turbina
1 turbina	Taxas A	93,80	1,95	4,17	0,09
	Taxas B	92,36	3,39	4,10	0,15
	Taxas C	94,37	3,46	2,10	0,08
	Taxas D	88,59	3,25	7,87	0,29
	Taxas E	94,37	3,46	2,10	0,08
	Taxas F	95,40	3,50	1,06	0,04
20 turbinas	Taxas A	97,97	2,03	1,95E-12	5,41E-15
	Taxas B	96,46	3,54	1,28E-12	3,70E-15
	Taxas C	96,46	3,54	1,60E-12	4,62E-15
	Taxas D	96,46	3,54	2,03E-12	5,88E-15
	Taxas E	96,46	3,54	6,69E-13	3,56E-16
	Taxas F	96,46	3,54	6,11E-13	3,25E-16

5.5 Influência do Tipo de Turbina Eólica

A influência do tipo de turbina foi analisada para três tipos de usinas, localizadas no sítio Nordeste II, com as configurações descritas na tabela 5.29. As tabelas 5.30, 5.31 e 5.32 mostram os índices de desempenho e variação percentual entre eles, enquanto a tabela 5.33 mostra as probabilidades de geração.

Tabela 5.29 – Descrição das usinas utilizadas na análise do tipo de turbina

	Usina A	Usina B	Usina C
Potência Instalada (MW)	30	30	30
Tipo de turbina	A	B	C
Potência nominal da turbina (kW)	1500	2500	1000
Tipo de controle de geração	pitch	pitch	stall
Número de turbinas	20	12	30

Tabela 5.30 – Índices de desempenho da análise do tipo de turbina

Índice	Unidade	Usina A	Usina B	Usina C
IWP	kW	30.000	30.000	30.000
IWE	kWh	262.800.000	262.800.000	262.800.000
EAW	kWh	86.063.388	68.473.880	67.484.855
EGWE	kWh	82.378.748	65.542.459	64.564.577
WGAF	-	0,3135	0,2494	0,2457

Tabela 5.31 – Variação percentual dos índices de desempenho mostrados na tabela 5.29, para a análise do tipo de turbina

Variação percentual (%)	Usina A	Usina B	Usina C
EAW em relação ao IWE	-67,251	-73,944	-74,321
EGWE em relação ao IWE	-68,653	-75,060	-75,432
EGWE em relação ao EAW	-4,281	-4,281	-4,327

Tabela 5.32 – Comparação dos índices de desempenho em relação à usina A

Variação percentual em relação à usina A (%)	Usina B	Usina C
EAW	-20,438	-21,587
EGWE	-20,438	-21,625
WGAF	-20,438	-21,625

Verifica-se que as usinas A e B, apesar de terem a mesma capacidade instalada e estarem no mesmo sítio, possuem uma geração estimada diferente. Este fato é explicado pela escolha das turbinas: se as curvas de potência das turbinas A e B forem observadas, o comportamento $P(v)$ entre a velocidade de acionamento e a velocidade nominal é exatamente o mesmo, mas a potência nominal da turbina B é maior, com uma velocidade

nominal de 15 m/s, enquanto a turbina A tem velocidade nominal de 12 m/s. A faixa de velocidades neste sítio é 0 a 17,8 m/s, com a grande maioria dos pontos situados em torno da média de 7,4 m/s, portanto, apenas em pequena porcentagem do tempo a geração da turbina B alcançará seu valor nominal. Como o número de turbinas nesta usina é menor que na usina A, a geração torna-se menor, resultando em índices EAWE, EGWE e WGAF menores. Por essa razão, pode-se afirmar que é preferível o uso de muitas turbinas com potências nominais mais baixas neste sítio. A usina C, apesar de ter mais turbinas que as usinas A e B, apresentou um WGAF bem próximo a esta última, já que a eficiência da turbina utilizada é menor.

Na figura 5.16 estão as curvas de duração das três usinas, onde o melhor desempenho da usina A em relação às outras duas pode ser visualizado, sobretudo nos períodos de maior velocidade.

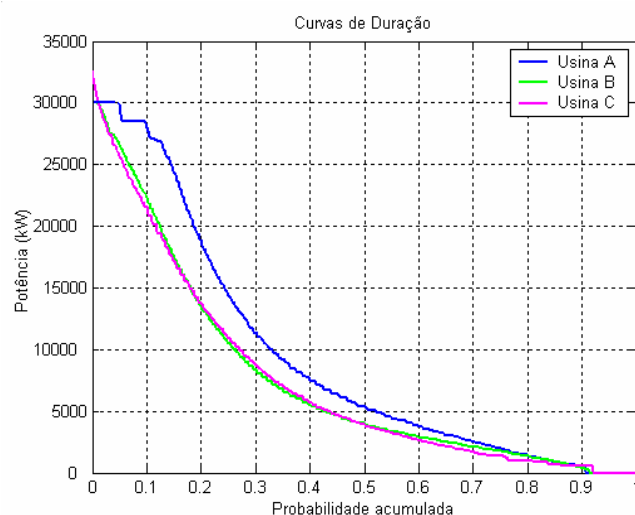


Figura 5.16 – Comparação entre as curvas de duração das usinas A, B e C

De acordo com a tabela 5.33, houve uma pequena diferença nos resultados das probabilidades de geração, que foram provocadas pelo comportamento diferenciado da característica $P(v)$ das turbinas, que em cada um dos casos, resultará em números diferenciados de estados de geração.

Tabela 5.33 – Resultado das probabilidades de geração da análise do tipo de turbina

Probabilidades %	Usina A	Usina B	Usina C
Geração	90,600	91,379	92,099
Não gera por restrição de vento	9,400	8,621	7,901
Não gera por restrição de turbina	6,854E-12	2,660E-12	5,440E-12
Não gera por restrição de turbina e vento	6,101E-14	4,913E-14	1,990E-14

5.6 Estimativa da Geração da Usina Eólica

A geração anual calculada pelo modelo de confiabilidade foi comparada com a estimativa da geração apresentada na seção 3.6, utilizando-se em todos os sítios a turbina A. Os resultados estão na tabela 5.34.

É importante lembrar que, para o modelo proposto neste trabalho, a geração anual e o fator de capacidade correspondem aos índices EGWE e WGAF, mas isto não é verdade para a estimativa convencional, que considera apenas a variação na velocidade de vento e pressupõe que as turbinas estão disponíveis para geração todo o tempo. Por essa razão, ela será sempre otimista em relação ao modelo desenvolvido.

Tabela 5.34 - Comparação entre o modelo proposto e a estimativa de geração convencional para todos os sítios

	Dados da Estimativa de Geração	Nordeste I	Nordeste II	Sul	Sudeste
Estimativa	Energia gerada (kWh/ano)	5.249.926	4.594.347	4.457.407	3.903.060
	Fator de capacidade FC	0,3995	0,3496	0,3392	0,2970
Calculado pelo modelo	EAWG	5.069.084	4.310.641	4.432.528	3.944.223
	EGWE	4.850.817	4.126.125	4.242.601	3.772.691
	Fator de capacidade FC	0,3858	0,3281	0,3373	0,3002
	WGAF	0,3692	0,3140	0,32288	0,28711
Varição percentual %	Energia gerada e EAWG	3,44	6,18	0,56	-1,05
	Energia gerada e EGWE	7,60	10,19	4,82	3,34
	Fatores de capacidade estimado e calculado pelo modelo	3,44	6,18	0,56	-1,05
	FC da estimativa e WGAF	7,60	10,19	4,82	3,34

Os valores obtidos nos quatro sítios estudados comprovam este fato, embora, no sítio Sudeste, a estimativa da geração de acordo com a seção 3.6 tenha sido menor que o índice EAWWE, com uma variação percentual de 1%. Entretanto, o valor deste índice continua maior que o valor do índice EGWE e, portanto, o fator de capacidade superou o índice WGAF em 3%.

As maiores variações percentuais ocorreram no sítio Nordeste II, devido ao fato do comportamento da velocidade do vento neste sítio não ser adequadamente representado pela distribuição de Weibull, conforme foi mencionado na seção 5.1. Dessa forma, a energia gerada, calculada utilizando-se a distribuição de Weibull, teve um valor mais elevado que o esperado.

5.7 Tempo de Simulação do Programa Computacional

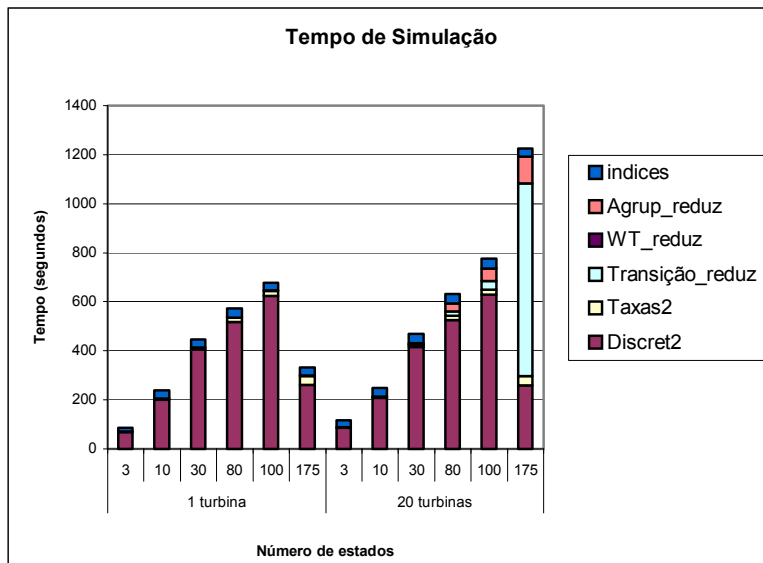
A estimativa do esforço computacional foi feita utilizando-se o comando PROFILE do Matlab, que possui uma precisão do relógio de 0,015 segundos. O computador utilizado foi um Pentium 4, 2,66 GHz. A tabela 5.35 mostra a distribuição do tempo gasto em cada função em segundos e em porcentagem para simulações variando-se o número de estados e de turbinas do sítio Nordeste II. As figuras 5.15 contêm os gráficos que representam o desempenho do programa.

Conforme se pode visualizar na tabela 5.34 e nas figuras 5.15(a) e (b), o crescimento do tempo de simulação é linear com o número de estados e com o número de turbinas. Para o número de estados máximo, existe uma economia de tempo de simulação porque não há a necessidade de agrupamento da velocidade. Esta redução no tempo é importante quando se utiliza muitas turbinas, que aumentam consideravelmente o número de estados do processo de Markov e, conseqüentemente, o tamanho da matriz de intensidade de transição, conforme se verifica no caso de 175 estados de vento e 20 turbinas. Neste caso, 64% do tempo é gasto na montagem da matriz, enquanto para 1 turbina a porcentagem do tempo é de aproximadamente 2%.

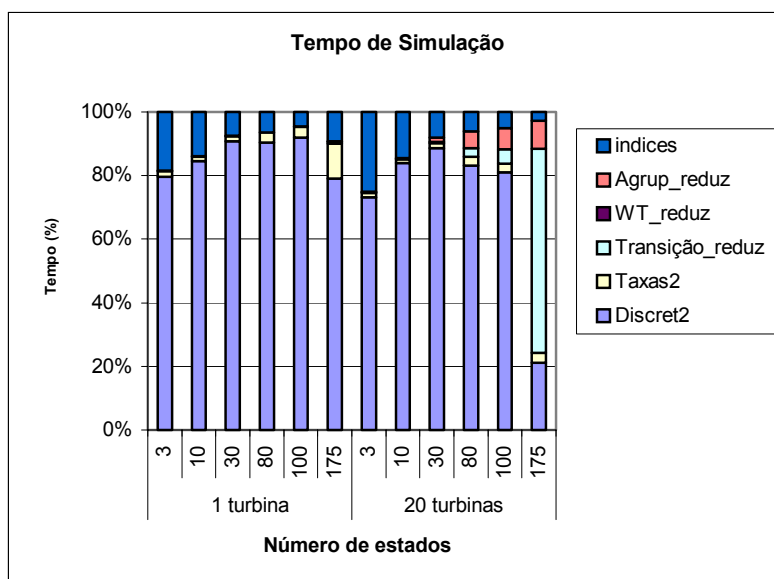
Tabela 5.35 - Distribuição do tempo gasto na execução das funções

	Número de Estados	Tempo	Discret2	Taxas2	Transição_reduz	WT_reduz	Agrup_reduz	indices	Total	
1 turbina	3	segundos	68,65	1,65	0	0	0,09	15,89	86,32	
		%	79,5	1,9	0	0	0,1	18,4	100	
	10	segundos	201,51	3,14	0,05	0,02	0,11	33,30	238,16	
		%	84,6	1,3	0,0	0,0	0,0	14,0	100	
	30	segundos	406,38	7,26	0,13	0,0	0,13	33,60	447,56	
		%	90,8	1,6	0,0	0,0	0,0	7,5	100	
	80	segundos	518,24	17,49	0,3	0,0	0,22	36,91	573,24	
		%	90,4	3,1	0,1	0,0	0,0	6,4	100	
	100	segundos	623,23	21,45	0,69	0,0	0,42	31,10	676,90	
		%	92,1	3,2	0,1	0,0	0,1	4,6	100	
	175	segundos	261,55	36,31	1,78	0,0	0,63	30,76	331,76	
		%	78,8	10,9	0,5	0,0	0,2	9,3	100	
	20 turbinas	3	segundos	85,70	1,64	0,03	0,02	0,27	29,36	117,04
			%	73,2	1,4	0,0	0,0	0,2	25,10	100
10		segundos	208,53	3,17	0,36	0,02	0,7	35,80	248,61	
		%	83,9	1,3	0,1	0,0	0,3	14,40	100	
30		segundos	416,61	7,45	1,94	0,02	6,38	37,86	470,30	
		%	88,6	1,6	0,4	0,0	1,4	8,1	100	
80		segundos	524,79	17,48	17,50	0,03	33,48	37,97	631,27	
		%	83,1	2,8	2,8	0,0	5,3	6,0	100	
100		segundos	628,08	21,58	34,42	0,01	52,45	39,39	776,0	
		%	80,9	2,8	4,4	0,0	6,8	5,1	100	
175		segundos	259,54	36,59	786,58	0,02	109,50	32,78	1225,97	
		%	21,2	3,0	64,2	0,0	8,9	2,7	100	

O tempo de simulação do programa para os diferentes agrupamentos de velocidades de vento e diferentes quantidades de turbinas mostrou que, nas situações onde poucas turbinas são representadas, a utilização de todos os estados de velocidade de vento é indicada. Entretanto, deve-se analisar primeiramente o comportamento estatístico da velocidade de vento, o fator de forma k da distribuição de Weibull, qual o número de estados diferentes, etc. Para um sítio com uma grande variação da velocidade de vento, a utilização de todos os valores de velocidade aumentaria muito o número de estados do processo de Markov. Dependendo das características do vento, para uma usina com muitas turbinas, pode-se optar pela utilização de um agrupamento com menor número de velocidades, para se obter um tempo de simulação razoável.



a)



b)

Figura 5.15 - Gráfico dos tempos de simulação - a) Tempo em minutos, b) Tempo em %

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

A crescente utilização da geração eólica requer modificações na concepção de planejamento de sistemas elétricos, pois inclui mais uma componente de incerteza, que precisa ser devidamente estudada e modelada. Entretanto, muitos trabalhos que avaliam o impacto da geração eólica na confiabilidade ainda representam as usinas eólicas como usinas convencionais. Como foi discutido neste trabalho, devido à forte característica intermitente do vento, uma modelagem probabilística que considere as suas especificidades deve ser utilizada. Este trabalho teve como objetivo o desenvolvimento de um modelo computacional de representação probabilística da geração de usinas eólicas para estudos de confiabilidade e de viabilidade de implantação.

Um conhecimento acurado das características estatísticas do vento no local da usina eólica é essencial para a avaliação do seu desempenho. Sendo assim, o modelo do vento neste trabalho utilizou dados estatísticos, tais como probabilidade, frequência e duração, e representou o seu comportamento como um processo estocástico, através de processos de Markov. O modelo da usina eólica aliou as informações físicas de geradores em estudos de confiabilidade, tais como as taxas de falha e de reparo, às características específicas de operação da turbina eólica (curva de potência, velocidade de corte e acionamento, etc.).

Foram feitas simulações com séries temporais reais em sítios localizados nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste do Brasil, utilizando-se dados de turbinas também reais. O fator de forma nos quatro sítios analisados foi superior a 2 e a velocidade média esteve em torno de 7 m/s, mostrando que eles são sítios favoráveis ao aproveitamento eólico. A simulação foi feita considerando-se diferentes agrupamentos das velocidades do vento, as quais foram comparadas com o número total de estados de velocidade que cada sítio possuía. Foram feitas análises de sensibilidade também para as taxas de falha e de reparo, para o número e para o tipo de turbina.

Através dos resultados obtidos, confirmou-se a suposição de que em períodos de tempo relativamente longos (um ano ou mais), a velocidade do vento poderia ser modelada por um processo de Markov a múltiplos estados. A modelagem probabilística da usina eólica mostrou-se útil em estudos de confiabilidade, pois foi capaz de fornecer os estados de geração e suas probabilidades de ocorrência, aliado a vários índices de desempenho. A obtenção de probabilidades de ocorrências de geração ao invés de uma estimativa média permitiu uma melhor avaliação do desempenho da usina ao longo do tempo. Além disso, a estimativa de geração e o fator de capacidade calculados pelo programa consideraram não só a variação da velocidade do vento, mas também as saídas forçadas das turbinas, produzindo um valor mais realista.

O agrupamento da velocidade do vento foi estudado para diferentes número de estados e verificou-se que o número ideal de estados dependerá da precisão que se deseja obter e da capacidade computacional disponível.

O aumento do número de turbinas na usina eólica reduziu significativamente a probabilidade de não haver geração por restrição operativa da turbina e, sendo assim, em determinado ponto, pode ser possível ignorar as falhas das turbinas com um pequeno erro resultante.

A modificação das taxas de falha e de reparo exerce influência, tanto nas probabilidades de geração, quanto na estimativa da energia gerada. Entretanto, a consideração de taxas diferenciadas para condições extremas de vento ou condições de emergência não apresentou uma influência significativa.

A estimativa da geração anual dos quatro sítios estudados demonstrou as características favoráveis dos ventos à geração eólica no Brasil. Os fatores de capacidade calculados estiveram entre 30 e 40 %, valor considerado alto para os padrões mundiais. Além disso, constatou-se que a contribuição que as usinas eólicas podem fornecer a um sistema elétrico depende fortemente da combinação das turbinas usadas e do comportamento do vento local.

Uma usina atrativa para uma empresa pode não ser para outra, dependendo da combinação escolhida.

Como trabalho futuro sugere-se o estudo do efeito de diferentes turbinas em uma mesma usina. O modelo proposto permite esta consideração bastando, somente, que cada tipo de turbina seja representado pela sua curva de potência e pelas características de falha e reparo. Esta consideração pode aumentar significativamente o tamanho da matriz de intensidade de transição de estados. O uso de modelos diferentes de turbinas em uma mesma usina geralmente ocorre em casos de recapacitação de usinas ou para reposição das máquinas, cuja vida útil estimada é de 20 anos. Também se sugere a representação do efeito de sombreamento das turbinas, utilizando-se um fator de correção diretamente na curva de potência das turbinas afetadas.

Outra sugestão é explorar outras técnicas de agrupamento da velocidade de vento, que visem obter uma otimização dos valores dos estados agrupados, uma redução do tempo computacional e um melhor desempenho do modelo.

Devido às restrições operativas e às não linearidades presentes na característica de geração da turbina, sugere-se uma análise considerando primeiramente a transformação da série temporal de velocidade de vento em potência gerada. Dessa forma, as taxas de transição entre estados seriam obtidas diretamente dos estados de geração. A seguir, os resultados poderiam ser comparados com aqueles obtidos neste trabalho e com registros históricos de geração de usinas existentes.

A combinação do modelo proposto neste trabalho com o modelo da carga de um sistema pode fornecer informações importantes sobre a viabilidade de implantação de usinas eólicas, tais como o levantamento da capacidade firme. Enquanto, o fator de capacidade estima a contribuição da geração eólica para o sistema elétrico, a capacidade firme estima a contribuição da confiabilidade da geração eólica para o sistema. Além disso, pode-se estimar o benefício em relação ao custo de implantação da usina eólica.

Uma sugestão para estudos de confiabilidade futuros é a inclusão do modelo desenvolvido neste trabalho na avaliação da confiabilidade composta de sistemas, podendo ser tratado tanto por simulação Monte Carlo não seqüencial, quanto seqüencial.

A predição da velocidade do vento é utilizada no planejamento da operação de sistemas que contenham usinas eólicas. Devido à dificuldade em se obter dados meteorológicos precisos e suficientes para esta predição, muitas empresas recorrem à produção de séries sintéticas de velocidade. Uma metodologia baseada na utilização de processos de Markov para a modelagem do vento pode ser utilizada na criação destas séries, conforme foi sugerido em [29,30]. Portanto, a metodologia utilizada neste trabalho também pode ser utilizada no desenvolvimento de modelos de predição de velocidade de vento.

Referências Bibliográficas

- [1] Giorsetto, P., Utsurogi, K. F., “Development of a New Procedure for Reliability Modeling of Wind Turbine Generators”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-102, n. 1, pp 134-143, Jan. 1983.
- [2] Singh, C., Kim, Y., “An Efficient Technique for Reliability Analysis of Power Systems Including Time Dependent Sources”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 3, pp. 1090-1096, Aug. 1988.
- [3] Billinton, R., Chen, H., Chajar, R., “A Sequential Simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems Including Wind Energy”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 11, n. 4, pp. 728-734, Dec. 1996.
- [4] Billinton, R., Karki, R., “Maintaining Supply Reliability of Small Isolated Power Systems Using Renewable Energy”, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, v. 148, n. 6, pp. 530-534, Nov. 2001.
- [5] Sayas, F. C., Allan, R. N., “Generation Availability Assessment of Wind Farms”, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, v. 143, n. 5, Sep. 1996.
- [6] Wind Energy International Trade Fair, “Wind Energy Study 2004 - Assessment of the Wind Energy Market until 2012”, <http://www.windenergy-hamburg.de>, Hamburg, May 2004.
- [7] Mariana Durão, “Vento Sopra a Favor” – *Revista Brasil Energia*, nº 281, abril de 2004.
- [8] Cachapuz, P., *O planejamento da expansão do setor de energia elétrica: a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas elétricos*, 1 ed., Rio de Janeiro, Editora Memória da Eletricidade, 2002.

- [9] Rocha, N. A. et al., *Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico*. In: Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica -Volume 1, CRESESB – CEPEL, 2003.
- [10] Secretaria da Infra-Estrutura do Governo do Estado, *Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará*, , convênio 021/SEINFRA, 2000.
- [11] Borges, C. L. T., *Confiabilidade de Sistemas de Potência*, apostila do Programa de Engenharia Elétrica, EE-COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.
- [12] Allan, R., Billinton, R., “Probabilistic Assessment of Power Systems”, *Proceedings of the IEEE*, v. 88, n. 2, pp. 140-162, Feb. 2000.
- [13] Papoulis, A., *Probability, Random Variables, and Stochastic Processes*, 3 ed., McGraw-Hill, 1991.
- [14] Billinton, R., Allan, R. N., *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, 1 ed., New York, Plenum Press, 1983
- [15] Wind Industry Association, *Tour on Wind Energy*, version 4.1, Danish, <http://www.windpower.org>, Sep. 2003.
- [16] CBEE, *Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas*, Centro Brasileiro de Energia Eólica, Pernambuco, 2003.
- [17] Molina, R. D., “Criterios Técnicos para el Control del Acceso de Centrales Eólicas a Sistemas Electricos de Potencia”, X Erlac, X/PI-37.7, Puerto Iguazú, Argentina, 2003.
- [18] Rohatgi, J. S., Nelson, V., *Wind Characteristics – an Analysis for Generation of Wind Power*, 1 ed., West Texas, Alternative Energy Institute, 1994.

- [19] Johnson, G. L., *Wind Energy Systems*, electronic edition, Manhatan, 2001.
- [20] Silva, P. C. et al., *Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull*, In: Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica - Volume 1, CRESESB – CEPEL, 2003.
- [21] Fortunato, L. A. M., et al., *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. 1 ed. Universidade Federal Fluminense – EDUFF, Editora Universitária, 1990.
- [22] EWEA, *Wind Energy – The Facts*, v. 1 – Technology – EWEA, 2004.
- [23] Christensen, P., Giebel, G., “Availability of Wind Turbines in Remote Places. A Statistical and a Real-time View”, *EWEC*, Copenhagen, 2001
- [24] Comissão Mista de Operação Itaipu-Ande-Eletróbrás, *Reserva de Potência Operativa para o ano de 2005*, Relatório CMO/GE-01/156, Agosto de 2004
- [25] Corotis, R. B., Sigi, A. B., Klein, J., “Probability Models of Wind Velocity and Magnitude and Persistence”, *Solar Energy*, v. 20, pp. 483-493, 1978.
- [26] Thomann, G. C., Barfield, M. J., “The Time Variation of Wind Speeds and Windfarm Power Output in Kansas”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 3, n. 1, pp. 44-49, March 1998.
- [27] MacQueen, J., “Some Methods for Classification and Analysis of Multivariate Observation”, *Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, v. 1, pp. 281-297, University of California Press, Berkeley, 1967.
- [28] Puntar, S. G., *Métodos e Visualização de Agrupamento de Dados*, Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

[29] Castino, F., “Stochastic Modelling of Wind Velocities Time Series”, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 74-76, pp. 141-151, 1998.

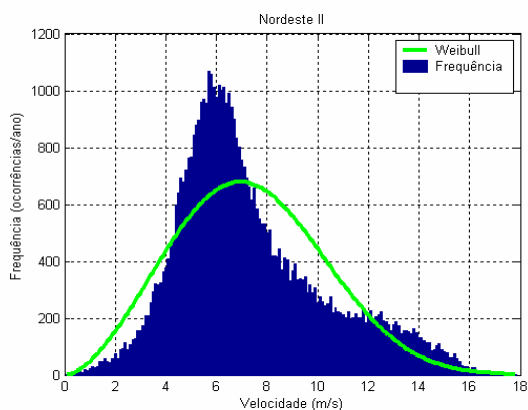
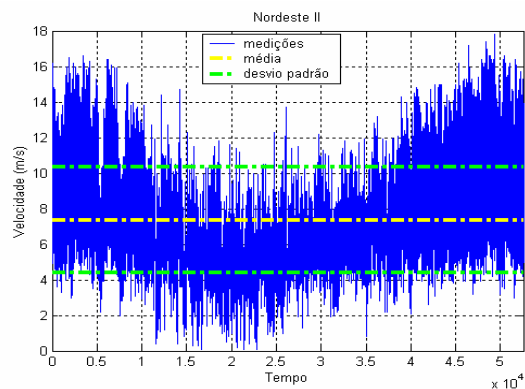
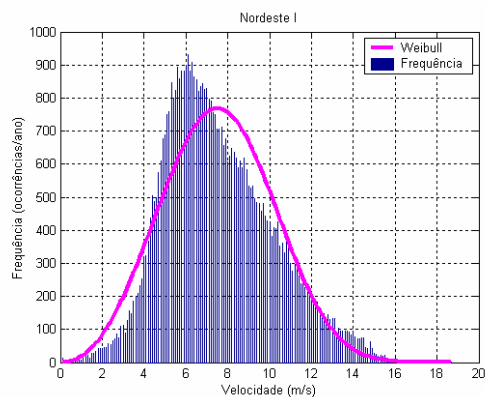
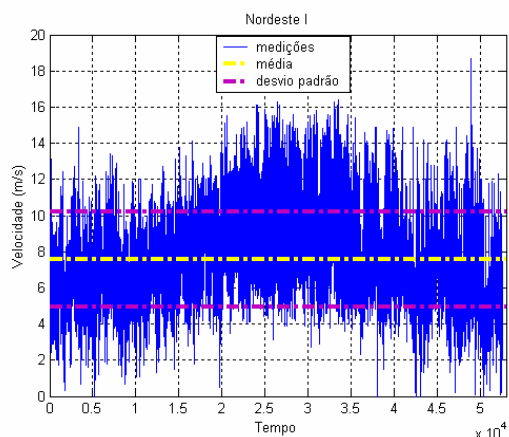
[30] Sahin, A. D., Sen, Z., “First-order Markov Chain Approach to Wind Speed Modelling”, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 89, pp. 263-269, 2001.

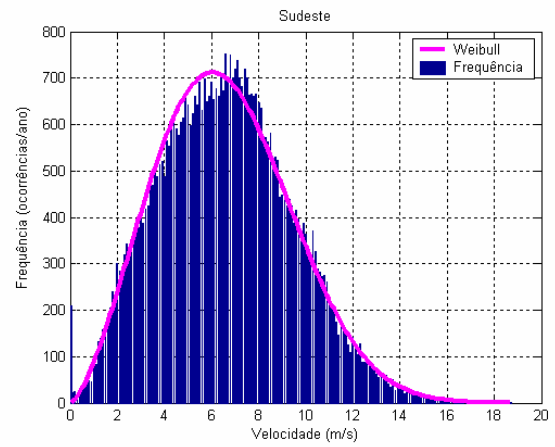
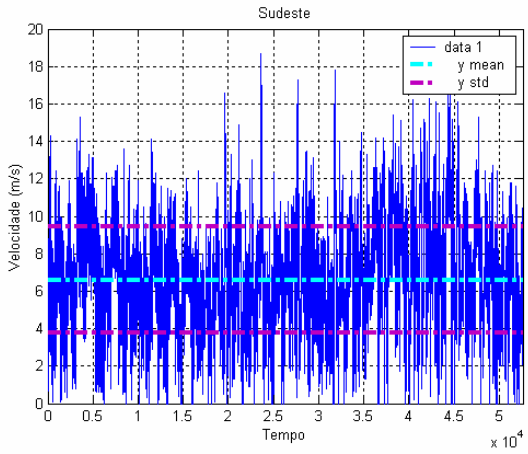
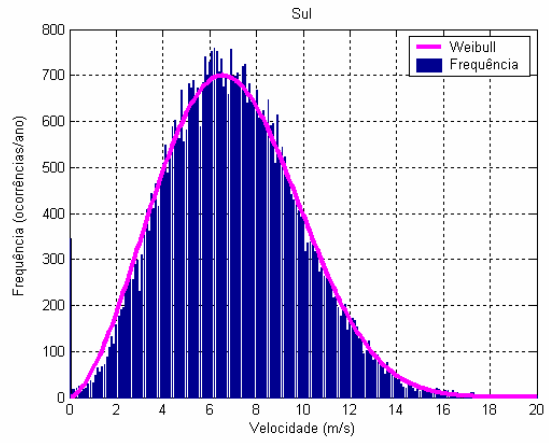
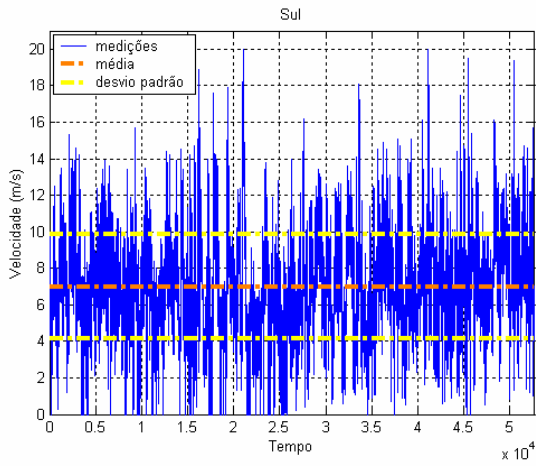
[31] Isaacson, D. L., Madsen, R. W., *Markov Chains Theory and Applications*, 1 ed., John Wiley & Sons, USA, 1941.

Anexo A – Dados de Velocidade de Vento

Tabela A.1 – Dados das medições de vento

	Nordeste I	Nordeste II	Sul	Sudeste
Número de medições	52558	56940	52704	52611
Intervalo das medições (minutos)	10	10	10	10
Altura das medições (m)	50	65	50	50
Densidade do ar (kg/m³)	1,18	1,18	1,2	1,22
Classe de rugosidade	1	1	1	1
Número de estados diferentes	165	175	196	179
Média (m/s)	7,58	7,36	7,00	6,59
Mediana	7,2	6,6	6,9	6,5
Valor mínimo (m/s)	0	0,098	0	0
Valor máximo (m/s)	18,7	17,79	20	18,7
Desvio padrão	2,610	2,962	2,882	2,844
Variância	6,8103	8,7734	8,3053	8,089
Fator de forma k	3,18	2,68	2,62	2,49
Fator de escala c	8,46	8,27	7,88	7,43





Anexo B – Dados de Turbinas

1. Dados técnicos

Tabela B.1: Dados técnicos das turbinas

Dados	Turbina A	Turbina B	Turbina C
Potência nominal (kW)	1500	2500	1000
Velocidade nominal (m/s)	12	15	22
Velocidade de acionamento (m/s)	3	3	3
Velocidade de corte (m/s)	20	25	25
Tipo de controle	pitch	pitch	stall
Altura do rotor (m)	50	60	50
Diâmetro do rotor (m)	77	80	54

2. Curvas de Potência

Para densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$, as curvas de potências das turbinas eólicas são:

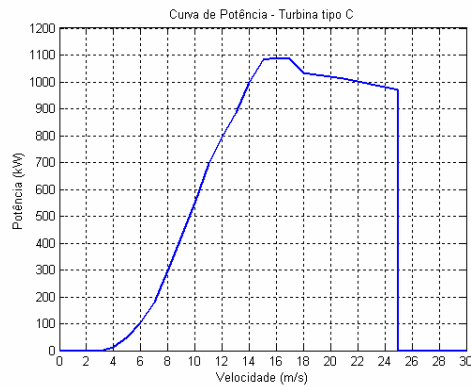
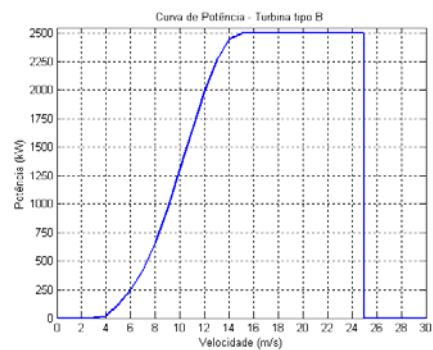
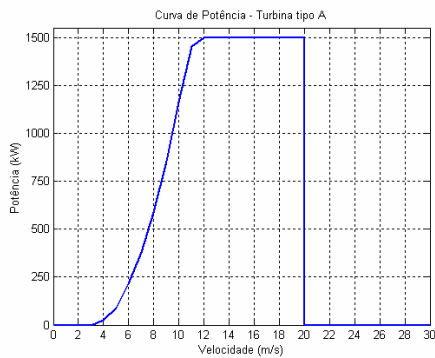


Tabela B.2 – Curvas e potência das turbinas eólicas para densidade do ar igual a 1,225 kg/m³

Velocidade (m/s)	Potência (kW)		
	Turbina A	Turbina B	Turbina C
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	25	15	14
5	87	120	51
6	214	248	105
7	377	429	179
8	589	662	297
9	855	964	427
10	1162	1306	548
11	1453	1658	697
12	1500	1984	794
13	1500	2264	885
14	1500	2450	999
15	1500	2500	1082
16	1500	2500	1090
17	1500	2500	1086
18	1500	2500	1033
19	1500	2500	1025
20	1500	2500	1021
21	0	2500	1011
22	0	2500	1000
23	0	2500	990
24	0	2500	980
25	0	2500	970
26	0	0	0
27	0	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0

Anexo C – Representação dos Resultados das Simulações

As tabelas a seguir mostram os resultados das simulações para agrupamentos em 3 e 165 estados de velocidade de vento do sítio Nordeste I, utilizando-se a turbina A.

1) 3 patamares de velocidade de vento

- Estados de velocidade de vento

Estados de velocidade de vento (m/s)	Probabilidade	Ocorrências por ano	Duração (dias)
5,08	0,3830	20132	139,81
7,89	0,4033	21196	147,20
11,45	0,2137	11230	77,99

- Estados de geração

Estados de Geração (kW)	Probabilidade	Probabilidade acumulada
1500,00	0,1919	0,1919
563,60	0,3635	0,5554
97,38	0,3459	0,9014
0,00	0,0986	1,0000

3) 165 estados de velocidade de vento

- Estados de velocidade de vento

Estados de velocidade de vento (m/s)	Probabilidade	Ocorrências por ano	Duração (horas)	Estados de velocidade de vento (m/s)	Probabilidade	Ocorrências por ano	Duração (horas)
0,05	0,00022832	12	0,083337	4,10	0,0061266	322	2,2362
0,10	5,71E-05	3	0,020834	4,20	0,0070018	368	2,5557
0,20	9,51E-05	5	0,034724	4,30	0,0082956	436	3,0279
0,30	3,81E-05	2	0,013889	4,40	0,0096084	505	3,5071
0,40	7,61E-05	4	0,027779	4,50	0,0092469	486	3,3751
0,50	7,61E-05	4	0,027779	4,60	0,0094943	499	3,4654
0,60	5,71E-05	3	0,020834	4,70	0,010921	574	3,9863
0,70	9,51E-05	5	0,034724	4,80	0,011625	611	4,2432
0,80	0,00013319	7	0,048613	4,90	0,0129	678	4,7085
0,90	0,00011416	6	0,041668	5,00	0,01309	688	4,778
1,00	0,00013319	7	0,048613	5,10	0,014251	749	5,2016
1,10	0,00030443	16	0,11112	5,20	0,01446	760	5,278
1,20	0,00034248	18	0,125	5,30	0,016097	846	5,8752
1,30	0,00039956	21	0,14584	5,40	0,01524	801	5,5627
1,40	0,00026637	14	0,097226	5,50	0,01564	822	5,7086
1,50	0,00053274	28	0,19445	5,60	0,016991	893	6,2016
1,60	0,00055177	29	0,2014	5,70	0,016306	857	5,9516
1,70	0,00062788	33	0,22918	5,80	0,0168	883	6,1322
1,80	0,00078009	41	0,28473	5,90	0,016781	882	6,1252
1,90	0,00078009	41	0,28473	6,00	0,017124	900	6,2502
2,00	0,00081814	43	0,29862	6,10	0,017733	932	6,4725
2,10	0,0008562	45	0,31251	6,20	0,0168	883	6,1322
2,20	0,00083717	44	0,30557	6,30	0,017276	908	6,3058
2,30	0,0011035	58	0,40279	6,40	0,016458	865	6,0072
2,40	0,0010084	53	0,36807	6,50	0,016268	855	5,9377
2,50	0,0012748	67	0,4653	6,60	0,015621	821	5,7016
2,60	0,0013509	71	0,49307	6,70	0,015906	836	5,8058
2,70	0,0016363	86	0,59724	6,80	0,016039	843	5,8544
2,80	0,001446	76	0,5278	6,90	0,015697	825	5,7294
2,90	0,002112	111	0,77086	7,00	0,015792	830	5,7641
3,00	0,00215	113	0,78475	7,10	0,015164	797	5,5349
3,10	0,0016743	88	0,61113	7,20	0,015031	790	5,4863
3,20	0,0024164	127	0,88198	7,30	0,014403	757	5,2571
3,30	0,0029872	157	1,0903	7,40	0,014251	749	5,2016
3,40	0,0028159	148	1,0278	7,50	0,013452	707	4,9099
3,50	0,0035389	186	1,2917	7,60	0,013452	707	4,9099
3,60	0,0037863	199	1,382	7,70	0,013547	712	4,9446
3,70	0,0039766	209	1,4514	7,80	0,012462	655	4,5488
3,80	0,0043951	231	1,6042	7,90	0,0129	678	4,7085
3,90	0,0047947	252	1,7501	8,00	0,011568	608	4,2224
4,00	0,0061075	321	2,2293	8,10	0,011873	624	4,3335

Estados de velocidade de vento (m/s)	Probabilidade	Ocorrências por ano	Duração (horas)
8,20	0,01231	647	4,4932
8,3	0,012101	636	4,4168
8,4	0,011758	618	4,2918
8,5	0,011207	589	4,0904
8,60	0,011606	610	4,2363
8,70	0,011226	590	4,0974
8,80	0,011758	618	4,2918
8,90	0,011073	582	4,0418
9,00	0,010160	534	3,7085
9,10	0,010065	529	3,6738
9,20	0,010141	533	3,7015
9,30	0,009437	496	3,4446
9,40	0,009190	483	3,3543
9,50	0,009133	480	3,3335
9,60	0,008695	457	3,1737
9,70	0,009152	481	3,3404
9,80	0,008410	442	3,0696
9,90	0,008162	429	2,9793
10,00	0,008048	423	2,9376
10,10	0,007249	381	2,6459
10,20	0,007744	407	2,8265
10,30	0,007706	405	2,8126
10,40	0,008105	426	2,9584
10,50	0,006697	352	2,4445
10,60	0,006888	362	2,514
10,70	0,006317	332	2,3056
10,80	0,006907	363	2,5209
10,90	0,006678	351	2,4376
11,00	0,005689	299	2,0765
11,10	0,005251	276	1,9167
11,20	0,005651	297	2,0626
11,30	0,005822	306	2,1251
11,40	0,004966	261	1,8126
11,50	0,004547	239	1,6598
11,60	0,005099	268	1,8612
11,70	0,004338	228	1,5834
11,80	0,004053	213	1,4792
11,90	0,004224	222	1,5417
12,00	0,003862	203	1,4098
12,10	0,003349	176	1,2223
12,20	0,003482	183	1,2709
12,30	0,003463	182	1,2639

Estados de velocidade de vento (m/s)	Probabilidade	Ocorrências por ano	Duração (horas)
12,40	0,003063	161	1,1181
12,50	0,002892	152	1,0556
12,60	0,002835	149	1,0348
12,70	0,002378	125	0,86809
12,80	0,002778	146	1,0139
12,90	0,002493	131	0,90976
13,00	0,002531	133	0,92365
13,10	0,002531	133	0,92365
13,20	0,001731	91	0,63197
13,30	0,001998	105	0,72919
13,40	0,001789	94	0,6528
13,50	0,001808	95	0,65975
13,60	0,001808	95	0,65975
13,70	0,001808	95	0,65975
13,80	0,001750	92	0,63891
13,90	0,001579	83	0,57641
14,00	0,001789	94	0,6528
14,10	0,001465	77	0,53474
14,20	0,001389	73	0,50696
14,30	0,001370	72	0,50002
14,40	0,001427	75	0,52085
14,50	0,001446	76	0,5278
14,60	0,000856	45	0,31251
14,70	0,000818	43	0,29862
14,80	0,001199	63	0,43752
14,90	0,000799	42	0,29168
15,00	0,000533	28	0,19445
15,10	0,000476	25	0,17362
15,2	0,00036151	19	0,13195
15,3	0,00043761	23	0,15973
15,4	0,00036151	19	0,13195
15,5	0,00041859	22	0,15278
15,6	0,00022832	12	0,083337
15,7	0,00019027	10	0,069447
15,8	7,61E-05	4	0,027779
15,9	0,00015221	8	0,055558
16	1,90E-05	1	0,0069447
16,1	0,00011416	6	0,041668
16,3	7,61E-05	4	0,027779
16,4	1,90E-05	1	0,0069447
18,7	1,90E-05	1	0,0069447

- Estados de geração

Estados de Geração (kW)	Probabilidade	Probabilidade acumulada
1500	0,094743	0,094743
1492	0,0054071	0,10015
1473,5	0,0050248	0,10518
1452,4	0,0054435	0,11062
1429,2	0,0063902	0,11701
1404	0,0066086	0,12362
1377,2	0,0060443	0,12966
1349,1	0,0065904	0,13625
1319,8	0,0064084	0,14266
1289,7	0,0077556	0,15042
1258,8	0,0073733	0,15779
1227,4	0,0074097	0,1652
1195,6	0,0069363	0,17214
1163,6	0,0077009	0,17984
1131,5	0,0078102	0,18765
1099,4	0,0080468	0,19569
1067,5	0,0087568	0,20445
1035,7	0,0083199	0,21277
1004,2	0,0087386	0,22151
973,03	0,0087933	0,2303
942,26	0,0090299	0,23933
911,94	0,0097035	0,24904
882,09	0,0096307	0,25867
852,75	0,0097217	0,26839
823,94	0,010595	0,27898
795,68	0,011251	0,29023
767,98	0,010741	0,30097
740,84	0,011105	0,31208
714,28	0,010723	0,3228
688,28	0,011251	0,33405
662,85	0,011578	0,34563
637,98	0,011779	0,35741
613,65	0,01136	0,36877
589,86	0,011068	0,37984
566,59	0,012343	0,39218
543,84	0,011924	0,40411
521,59	0,012962	0,41707
499,83	0,012871	0,42994
478,54	0,012871	0,44281
457,71	0,013617	0,45643
437,34	0,013781	0,47021
417,41	0,014383	0,48459

Estados de Geração (kW)	Probabilidade	Probabilidade acumulada
397,9	0,014512	0,4991
378,82	0,015113	0,51422
360,16	0,015023	0,52924
341,92	0,015352	0,54459
324,08	0,015225	0,55982
306,65	0,014954	0,57477
289,64	0,015574	0,59034
273,04	0,015757	0,6061
256,85	0,016542	0,62264
241,1	0,016087	0,63873
225,77	0,016981	0,65571
210,89	0,0164	0,67211
196,46	0,016073	0,68818
182,49	0,016093	0,70428
169,01	0,01562	0,7199
156,01	0,016278	0,73617
143,52	0,014985	0,75116
131,56	0,014603	0,76576
120,13	0,015425	0,78119
109,25	0,013858	0,79504
98,934	0,013659	0,8087
89,194	0,012549	0,82125
80,039	0,012367	0,83362
71,479	0,011146	0,84476
63,518	0,010472	0,85524
56,158	0,0091046	0,86434
49,4	0,0088868	0,87323
43,235	0,0092155	0,88244
37,655	0,0079561	0,8904
32,643	0,0067157	0,89712
28,176	0,005876	0,90299
24,225	0,0058579	0,90885
20,753	0,0045987	0,91345
17,714	0,0042155	0,91766
15,054	0,0038138	0,92148
12,708	0,0036313	0,92511
10,6	0,0033941	0,9285
8,6431	0,0027006	0,9312
6,7369	0,0028648	0,93407
4,7678	0,0023174	0,93639
2,6076	0,0016057	0,93799
0	0,062009	1