



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**LUIZ DAVID RICARTE DE SOUZA CUSTÓDIO**

**SIMULAÇÃO DE ESFORÇOS MECÂNICOS PROVOCADOS PELO EFEITO**  
**ESTEIRA EM PARQUES EÓLICOS: ESTUDO DE CASO**

**FORTALEZA**

**2021**

LUIZ DAVID RICARTE DE SOUZA CUSTÓDIO  
SIMULAÇÃO DE ESFORÇOS MECÂNICOS PROVOCADOS PELO EFEITO  
ESTEIRA EM PARQUES EÓLICOS: ESTUDO DE CASO

Dissertação apresentada a Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Energias Renováveis (eólica)

Orientador: Prof. Dr. Elineudo Pinho de Moura

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

C991s Custódio, Luiz David Ricrte de Souza Custódio.  
SIMULAÇÃO DE ESFORÇOS MECÂNICOS PROVOCADOS PELO EFEITO ESTEIRA EM  
PARQUES EÓLICOS: ESTUDO DE CASO / Luiz David Ricrte de Souza Custódio Custódio. – 2021.  
78 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2021.  
Orientação: Prof. Dr. Elineudo Pinho de Moura.

1. Aerogeradores. 2. Efeito Esteira. 3. Carga Equivalente de Dano (DEL). 4. Vida Útil. I. Título.  
CDD 620.1

---

LUIZ DAVID RICARTE DE SOUZA CUSTÓDIO

SIMULAÇÃO DE ESFORÇOS MECÂNICOS PROVOCADOS PELO EFEITO  
ESTEIRA EM PARQUES EÓLICOS: ESTUDO DE CASO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de Concentração: Processos, Equipamentos e Sistemas para Energias Renováveis.

Aprovada em 29/03/2021

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Elineudo Pinho de Moura (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Enio Pontes de Deus  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que me forneceram a base de tudo.

Ao Prof. Dr. Elineudo, pela orientação em cada passo desta escrita.

Aos professores participantes da banca examinadora – Prof. Dr. Nivaldo e Prof. Dr. Enio - pela valiosa contribuição e disponibilidade de tempo.

Ao Peter Colmann, meu amigo pessoal e chefe na empresa que estagiei (Neo Wind), por fornecer o uso do programa *wp.neo-wake* e me dar todas as ideias iniciais desse tema tão abrangente e prazeroso de trabalhar.

A MULTINER, empresa que me permitiu usar seus dados para uma pesquisa mais completa.

## RESUMO

Os aerogeradores (WTG – do inglês *wind turbine generator*) instalados em parques eólicos são geralmente projetados para vinte anos de operação. Os projetos consideram que as turbinas eólicas estarão sujeitas a cargas especificadas em normas internacionais (*International Standard IEC 61400-1*) a partir de velocidade média dos ventos e turbulências pressupostas. Tais normas são conservadoras e, via de regra, as cargas definidas na fase de projeto não são alcançadas quando transcorrida a vida útil da turbina eólica. Métodos de comparação entre as cargas de projeto e as cargas realmente aplicadas possibilitam prever a sobrevida de funcionamento das turbinas eólicas e a redução de custo dessa avaliação. Este trabalho avalia um método proposto para calcular danos em componentes submetidos a cargas de projeto e comparar com cargas reais verificadas em um parque eólico (*in situ*). Danos estes provocados pela interferência de uma turbina eólica sobre a outra, causando uma maior turbulência. Esta interferência é chamada de efeito esteira. Com o auxílio do programa comercial *wp.neo-wake* para monitoramento de parques eólicos, foram calculadas as cargas aplicadas em função da distribuição de direção e intensidade de vento para cada turbina eólica e estimados os danos. No que diz respeito ao cálculo dos danos em componentes de aço, o método comum de cargas equivalentes de danos 1Hz (DEL) será aplicado sobre uma comparação de diferentes espectros de carga. O tempo adicional (sobrevida) de funcionamento é finalmente calculado a partir da comparação do dano previsto em projeto para turbinas eólicas após vinte anos de serviço com os danos calculados segundo o estabelecido em norma IEC, a partir dos dados da distribuição, da direção e intensidade de vento em um parque eólico real localizado no Rio Grande do Norte na cidade de Guamaré e com 31 turbinas. O programa *wp.neo-wake* foi otimizado para a geração de carga no parque eólico considerado, mostrando que turbinas eólicas independentes sofrem menos danos (como era de se esperar) e tem uma vida mais prolongada que turbinas eólicas com sombreamento parcial ou total. Combinando o programa *wp.neo-wake* e o método desenvolvido, pode-se determinar uma tendência. Essa tendência pode fornecer informações sobre quais aerogeradores são particularmente afetados pela disposição das turbinas no parque e quais componentes do sistema sofrem o maior dano. O programa computacional utilizado ao longo desse trabalho foi projetado e desenvolvido em módulos e possibilita a integração de novos modelos de turbinas eólicas.

**Palavras-chave:** Aerogeradores, Efeito Esteira, Carga Equivalente de Dano (DEL), Vida Útil.

## ABSTRACT

The wind turbines (WTG) installed in wind farms are selected for twenty years of operation. The projects consider that wind turbines consider the loads specified in international standards (International Standard IEC 61400-1) based on average wind speed and assumed turbulence. Such standards are conservative and, as a rule, the loads defined in the design phase are not achieved when the life of the wind turbine has elapsed. Comparison methods between the design loads and the loads actually applied make it possible to predict the survival time of the wind turbines and the cost reduction of this evaluation. This work evaluated a proposed method for calculating component damage on project loads and comparing with actual loads verified in a wind farm (in situ). These damages are caused by the interference of one wind turbine on the other, causing greater turbulence. This interference is called the wake effect. With the aid of the commercial program wp.neo-wake for monitoring wind farms, they were calculated as applied load depending on the distribution of direction and wind intensity for each wind turbine and damage estimates. With regard to the calculation of damages in steel components, the common method of equivalent loads of damage 1Hz (DEL) will be applied over a comparison of different load spectra. The additional time (survival) of operation is finally greater from the comparison of the damage predicted in the project for wind turbines after twenty years of service with the damages calculated according to the established in IEC norm, from the data of the distribution, direction and intensity in a real wind farm located in Rio Grande do Norte in the city of Guamaré and with 31 turbines. The wp.neo-wake program was optimized for the generation of load in the wind farm considered, showing that independent wind turbines suffer less damage (as expected) and have a longer life than wind turbines with partial or total. Combining the wp.neo-wake program and the method developed, a trend can be determined. This trend can provide information about which wind turbines are particularly affected by the layout of the turbines in the park and which components of the system suffer the most damage. The computer program used throughout this work was designed and developed in modules and allows the integration of new models of wind turbines.

**Keywords:** Wind Turbines, Wake Effect, Damage Equivalent Load (DEL), Lifetime.

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a - disponibilidade

A - área de rotor

AM - correção de Goodman pela média aritmética

As – fator de escala, m / s

B - número de pás de rotor

Ct - coeficiente de empuxo

DEL - carga equivalente de 1 Hz (do inglês Damage equivalent load)

DEL<sub>c</sub> - DELcomum

DELL - carga equivalente de 1 Hz no tempo (do inglês Damage equivalent load)

DELL<sub>IEC</sub> – DEL calculado pela análise IEC

DELL<sub>WP</sub> - DEL calculado pela análise comum do aerogerador

DELS- carga equivalente de 1 Hz através de uma série de tempo de carga (do inglês Damage equivalent load)

F - fator tempo

H<sub>hub</sub> - altura do cubo

H<sub>k</sub> - frequência (cumulativa)

H<sub>r</sub> - frequência (distribuição Rayleigh)

H<sub>s</sub> - frequência de direção do vento

H<sub>w</sub> - frequência (distribuição de Weibull)

i - índice para alterações de carga

I - momento de inércia

I<sub>a</sub> – turbulência ambiente

I<sub>add</sub> - turbulência adicional na esteira

I<sub>ref</sub> - valor esperado da intensidade da turbulência a 15 m / s

I<sub>w</sub> - intensidade de turbulência na esteira

J -índice de séries temporais

K - fator de forma

K<sub>w</sub> – constante de decaimento

LIEC - runtime IEC

LULT – limite de tensão de compressão ou tração tolerável

L<sub>wp</sub> - duração do parque eólico

m - inclinação da curva SN

M<sub>j</sub> - valor médio da série de carga  
n - número de ciclos de carga  
N - ciclos de carga toleráveis  
n<sub>Bin</sub> - número de classes de Weibull  
n<sub>d</sub> - número de on / turn-off  
n<sub>Ø</sub> - velocidade média  
n<sub>rated</sub> - velocidade nominal  
n<sub>ref</sub> - referência de ciclos de carga  
Ø<sub>Rotor</sub> - diâmetro do rotor  
Prated - potência nominal  
P<sub>w</sub> - probabilidade de distribuição de Weibull correspondentes  
R - razão entre a menor tensão / carga superior  
R = -1 – correção de Goodman em um valor médio de 0  
S - distância entre duas turbinas em D  
S<sub>,Samp</sub> – tensão de amplitude  
S<sub>G,Seq</sub> – tensão com correção de Goodman  
S<sub>mean</sub> - tensão média  
S<sub>mean, fixo</sub> - tensão para o valor médio a ser corrigido  
T<sub>i</sub> - intensidade de turbulência  
TL - tempo de design  
t<sub>s</sub> - valor independente de tempo da série histórica  
T<sub>w</sub> - tempo da série carga, o que é apropriado para classe Weibull  
U<sub>w</sub> - velocidade do vento na esteira  
u<sub>∞</sub> - velocidade do vento sem turbulência  
UCS - tensão de compressão tolerável (do inglês ultimate compressive strength)  
US - maior pressão suportável  
UTS –tensão de tração tolerável (do inglês ultimate tensile strength)  
V - velocidade do vento  
V<sub>ave</sub> - velocidade média do vento  
V<sub>in</sub> – velocidade Cut-in  
V<sub>out</sub> – velocidade Cut-out  
V<sub>reated</sub> - velocidade do vento avaliado  
WDC – constante de decaimento  
V<sub>ref</sub> - velocidade média da referência de 10 minutos

WM - correção de Weibull pela média ponderada

Wmax - largura máxima das classes de Weibull

Wreal - largura real das classes de Weibull

Xw - distância entre duas turbinas em m

$\Delta t$  - possível extensão segura do tempo de funcionamento

$\Delta u$  - déficit de velocidade do vento

$\lambda$  - razão de velocidade de ponta

$\sigma_o$  - HV

$\sigma_u$  - subtensão

DLC - design de carga

IEC - do inglês International Electrotechnical Commission neste trabalho para a norma IEC 61400-1

NREL – do inglês National Renewable Energy Laboratory

SCADA - Controle de Supervisão e Aquisição de Dados

WTG - turbina eólica / turbinas de vento

LSShftMxa - momento de torção (eixo do rotor)

LSSTipMyx - momento de flexão em torno do eixo x (eixo do rotor)

LSSTipMzy - momento de flexão sobre o eixo y (eixo do rotor)

YawBrMxn - momento de yaw (torre)

YawBrMyn - momento de yaw (torre)

YawBrMzn - momento de yaw (torre)

TwrBsMxt - momento em torno do eixo perpendicular na direção do vento (base da torre)

TwrBsMyt - momento em torno do eixo transversal na direção de vento (base da torre)

TwrBsMzt - momento de torção (base da torre)

RootMzc2 - momento de torção (raiz da pá do rotor)

RootMxb2 - momento de flexão na direção de rotação (raiz da pá) *FLAPWISE*

RootMyb2 - momento de flexão na direção do impacto (raiz da pá) *EDGEWISE*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1- Exemplo do prolongamento da vida útil de uma turbina de vento.....	21
Figura 4.2 - Representação esquemática do processo de comparação para o dano de uma turbina de vento das cargas de acordo com o padrão e os dados reais dos efeitos de parques eólicos.....	23
Figura 4.3 - Fluxograma da etapa do software TurbSim com seus dados de entrada.....	24
Figura 4.4 - Fluxograma da etapa do software MLife com seus dados de entrada.....	25
Figura 4.5 – Componentes da turbina.....	25
Figura 4.7 – representação de uma curva SN para aço.....	311
Figura 4.8 - curva multi-estágio.....	322
Figura 4.9 - variação de tensão em diferentes relações de tensões R.....	333
Figura 4.10 - Diagrama de Goodmann.....	35
Figura 4.11 - Diagrama de Goodman Linear.....	36
Figura 4.12 - Diagrama de Goodman Linear com representação de Sg.....	37
Figura 4.13 - distribuições velocidade do vento das classes convencionais de turbina de vento.....	39
Figura 4.14 - Frequências cumulativas das classes padrão da WEA.....	400
Figura 4.15 - Intensidades de turbulência das classes padrão da WEA.....	411
Figura 4.16 - diferentes situações de sombreamento produzidas por diferentes direções de vento.....	422
Figura 4.17 - característica de potência gerada em turbinas eólicas de 1,5 MW (simulação FAST).....	44
Figura 4.18 - Divisão do ambiente do parque eólico em setores.....	45
Figura 4.19 - Estrutura do software wp.neo-wake.....	46
Figura 4.20 - A classificação da distribuição de Weibull.....	49
Figura 4.21 - Fluxograma do programa principal para análise IEC.....	511
Figura 4.22 - Fluxograma do programa de análise de parques eólicos.....	533
Figura 4.23 - Ilustração dos pontos de análise ao longo do comprimento da pá do rotor.....	54
Figura 4.24 - Momentos máximos de edgewise sobre a velocidade do vento no modo de produção usando o exemplo da raiz da pá (classe de turbulência A).....	55
Figura 4.25 - Momentos de flapwise máximo sobre a velocidade do vento na turbina em produção usando o exemplo da raiz da pá (classe de turbulência A).....	55
Figura 4.26 - Momentos torcionais máximos sobre a velocidade do vento no modo de produção usando o exemplo da raiz da pá (classe de turbulência A).....	56
Figura 4.27 - Momentos torcionais máximos sobre a velocidade do vento na operação de produção a 17 m da raiz da pá (classe de turbulência A).....	56

Figura 4.28 - Raiz da pá do rotor, tempo de operação estendido calculado de várias correções.....	58
Figura 5.1 - Imagem de satélite do parque eólico Alegria I com números nas 31 turbinas...	59
Figura 5.2 - Distribuição da direção do vento no local no RN para o ano 2009/10.....	611
Figura 5.3 - Distribuição de frequência de vento na cidade de Guamaré (RN).....	622
Figura 5.4 - Percentagem de produção anual de energia por setores.....	63
Figura 5.5 - componentes de aço DELL específico; Parque eólico Alegria (IEC $\triangleq$ WEA classe II).....	64
Figura 5.6 - valores do DELL específico da pá do rotor; Parque eólico Alegria (IEC $\triangleq$ WEA classe II).....	66
Figura 5.7 - Tempo de funcionamento prolongado dos componentes de aço; Parque eólico Alegria.....	67
Figura 5.8 - Tempo de funcionamento prolongado da raiz de pá de rotor; Parque eólico Alegria.....	67

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
<b>2 OBJETIVOS.....</b>	<b>17</b>
2.1 Objetivos Específicos.....	17
<b>3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>19</b>
<b>4 METODOLOGIA.....</b>	<b>21</b>
4.1 Procedimentos Gerais.....	22
4.1.1 Determinação de danos pela IEC.....	23
4.1.1.1 Cálculo de danos.....	25
4.1.1.2 Calcular o dano de materiais compósitos.....	27
4.1.1.3 Integração de distribuição vento.....	28
4.1.2 Determinação dos danos para parques eólicos em operação.....	29
4.2 Comparação dos danos.....	30
4.3 Modelos de Dano.....	30
4.3.1 Acumulação de danos linear.....	31
4.3.1.1 Curva SN – curva de Wohler.....	31
4.3.1.2 Contagem Rainflow.....	32
4.3.1.3 Hipótese de Palmgren e Miner.....	32
4.3.2 Correção de Goodman.....	33
4.3.2.1 Diagrama de Goodman.....	34
4.4 Cargas de fadiga de acordo com a norma IEC 61400-1.....	38
4.4.1 Condições do local.....	38
4.5 Cargas de fadiga na operação de parques eólicos.....	41
4.6 Desenvolvimento do procedimento.....	42
4.6.1 Características nominais dos aerogeradores.....	43
4.6.2 Simulação de carga pelo IEC.....	44
4.6.3 Simulação de carga da operação de parques eólicos.....	45
4.7 MLife - software de análise de fadiga.....	46
4.7.1 Determinação do dano.....	47
4.7.1.1 DELs.....	47
4.7.1.2 DEL.....	47
4.7.2 A classificação da distribuição de Weibull.....	48
4.7.3 Possibilidades de aplicação da correção de Goodman.....	50
4.8 Análise IEC.....	51
4.8.1 Análise “parque eólico real”.....	52
4.9 Determinação de cargas de fratura para aplicação da correção de Goodman.....	53
4.9.1 Cargas ao longo de toda a seção da pá.....	54
4.9.1.1 Cargas na pá do rotor em modo de produção.....	54
4.9.2 Determinação das cargas de ruptura (LULT’s).....	56
4.9.3 Influência da correção de Goodman no dano calculado.....	57
<b>5 APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....</b>	<b>59</b>
5.1 Uso de metodologia otimizada para o parque eólico Alegria – Guamaré (RN).....	59

5.1.1 Localização geográfica do parque.....	61
5.1.2 parâmetros de simulação.....	63
5.1.3 Os resultados da simulação e análise.....	64
<b>6 CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS.....</b>	<b>69</b>
6.1 Perspectivas Futuras.....	70
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>73</b>
<b>APÊNDICE A.....</b>	<b>76</b>
<b>APÊNDICE B.....</b>	<b>77</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A superexploração de combustíveis fósseis, como petróleo e gás natural, durante as últimas décadas e as consequências que isso teve sobre liberação maciça de gás carbônico na atmosfera tem sido a principal razão para uma busca maior às energias renováveis. A energia eólica é uma alternativa renovável, limpa e sustentável; não produz gás de efeito estufa. Até o momento, há um desenvolvimento considerável na instalação de turbinas eólicas em locais com muito vento, a fim de produzir eletricidade. No entanto, o rendimento do parque eólico depende essencialmente de onde suas turbinas estão localizadas, ou seja, do *layout* delas no parque. Devido ao efeito esteira, interferência turbulenta de uma turbina sobre a outra, reduções na velocidade do vento podem ser vistas. Consequentemente, a potência produzida sofre um déficit na área a jusante da turbina eólica.

A vida útil mínima de projeto esperada para uma turbina é de 20 anos (IEC 61400-1, 2014). Muitas destas turbinas, presentes em países por todo mundo, já alcançaram e até ultrapassaram esse tempo de vida, bem como algumas presentes em parques eólicos situados no nordeste brasileiro que é a região considerada neste presente projeto. Para estas instalações continuarem operando com segurança, mesmo depois de vinte anos, devem ser inspecionadas (Lloyd, G., 2009) regularmente e submetidas à opinião de especialistas, o que, muitas vezes, representa um custo bastante oneroso. Esta etapa poderia ser simplificada com o desenvolvimento de um método que permita determinar, de forma confiável, a integridade, a estabilidade e a durabilidade do sistema, na forma de realizações de manutenções preventivas que eliminariam vibrações causadas pela turbulência. O desenvolvimento e certificação de tal processo deve ser implementado dentro do programa "*wp.neo-wake*" (nome do software comercial utilizado no presente projeto) em colaboração com a *hochschule* fk-vento, do Instituto de Energia Eólica da Universidade de Bremerhaven e da empresa *Spitzner Engineers GmbH*. A presente dissertação, teve todo seu desenvolvimento baseado em simulações de cargas mecânicas e danos de fadiga gerados através deste software.

Em princípio é de se esperar que um parque eólico possa funcionar muito além da vida útil considerada em projeto, uma vez que as cargas consideradas no projeto são comumente maiores que aquelas as quais as turbinas são submetidas durante sua operação. Informações sobre as turbinas eólicas (no programa *wp.neo-wake* e neste texto será usada a sigla em inglês WTG - *Wind Turbine Generator* em referência aos aerogeradores) são facilmente obtidas (conforme definido na IEC 61400-1) e estas informações (como altura do hub e potência

nominal (1,5MW)) são suficientes para determinar as cargas de projeto por este método considerado (o método estudado no presente trabalho não considera as cargas devidas ao transporte, acondicionamento e instalação (içamento, vibrações adversas nestes procedimentos e cargas dinâmicas)). No entanto, determinar as cargas reais as quais as turbinas estão sujeitas em campo parece ser uma tarefa difícil. Além das intempéries e das cargas resultantes da ação do vento que incide diretamente nas turbinas eólicas, estas também são influenciadas por suas vizinhas. Ao ter parte de sua energia extraída pela turbina o vento reduz sua velocidade mas tem sua turbulência aumentada (Seifert, H., *et al.* 2003). As alterações nas condições do vento, a depender da disposição das turbinas dentro do parque eólico e da direção do vento, também provocam efeito sobre as cargas aplicadas em cada uma das turbinas eólicas. Estes efeitos dependentes das influências de uma turbina sobre a outra pelas suas posições no parque chamamos de efeito esteira.

Com base na disposição de todas as turbinas de um parque eólico, e pela avaliação dos dados SCADA do parque (dados extraídos dos mastros colocados por volta de 2 anos antes da instalação do parque e que registram os dados de vento como velocidades, turbulência, temperatura, etc.), o programa computacional (*wp.neo-wake*) desenvolvido por Peter Collmann (2015) calcula as situações de esteira sobre cada turbina. A influência de diferentes cargas sobre a estrutura e, assim, a estabilidade operacional do sistema pode ser determinada com danos pelo tipo de material usado (compósitos para as pás e aço para a torre, eixo e junção da nacela com a torre).

O software *wp.neo-wake* foi desenvolvido em plataforma MATLAB e une três outros softwares (TurbSim (2008), FAST (2007) e MLife (2009) respectivamente) utilizando os dados de velocidade de vento, rugosidade do terreno e turbulência do vento como dados de entrada na primeira etapa de simulação (TurbSim) que utiliza seus dados de saída na próxima etapa de simulação (FAST) como dados de entrada desta segunda etapa que por sua vez lança seus dados de saída na terceira etapa (MLife).

Nesta pesquisa foi desenvolvido um método de análise dos danos de quatro componentes da turbina (raiz da pá, nacela, eixo e torre) a partir da comparação das cargas de projeto e das cargas em condições reais de vento no local. Com todo processo de cálculo de cargas sendo feito no software *wp.neo-wake*. As simulações dentro do programa são baseadas em modelos matemáticos dos quais o modelo de Jensen, N.O. (1983), também conhecido como *wake model* (do inglês modelo esteira), foca exatamente no objetivo do presente estudo que é o dano causado pelo efeito esteira considerando as posições das turbinas no parque e é um modelo amplamente

utilizado pela sua simplicidade e relativo alto grau de precisão. O presente estudo leva em consideração os danos por efeitos mecânicos causados pelo efeito esteira em um parque já em operação (o foco aqui não é a otimização das disposições das turbinas), com objetivo de auxiliar em planejamentos de minimizar as paradas de manutenção, já que as simulações identificam as turbinas mais solicitadas, e pode-se programar de forma ótima as manutenções realizadas em todas as turbinas do parque, aumentando assim a produção de energia.

Ao final das simulações que serão descritas a seguir, a carga em componentes da turbina é representada pelo DEL (do inglês *Damage Equivalent Load*). Este DEL em forma numérica é comparado ao  $DEL_{IEC}$  da norma IEC para as mesmas condições de operação e é alcançado um valor numérico que representa a quantidade de anos restantes de operação para a turbina considerada. Como o desenvolvedor do programa realizou seus estudos na Alemanha e trouxe seu projeto para o Brasil em 2016, ainda não há estudos utilizando o software *wp.neo-wake* em condições brasileiras e este trabalho é o primeiro em tais condições.

Vários estudos já foram realizados com foco na melhoria para os *layouts* de turbinas eólicas em parques eólicos; tais estudos empregam uma variedade de modelos de análise e métodos destinados a otimizar os resultados. Parece que os primeiros modelos de análise usados para descrever o efeito esteira foram apresentados em um estudo de Betz, A. (1920) e Lanchester, F.W. (1915) durante o início dos anos 1920; suas obras estabeleceram a base para pesquisas futuras sobre a criação de parques eólicos.

## 2 OBJETIVOS

O objetivo geral desse trabalho é comparar as cargas sob as quais quatro componentes específicos de uma turbina eólica (raiz da pá, nacele, eixo e base da torre) são submetidas em operação (submetidas a turbulências causadas pelo efeito esteira) e as cargas de projeto definidas pela norma IEC 61400-1, visando determinar uma possível extensão da vida útil dessas estruturas físicas (aerogeradores) que pode variar de 4 a 8 anos.

### 2.1 Objetivos Específicos

Calcular o DEL real de operação e comparar com o DEL da norma IEC para alcançar uma vida útil remanescente para cada sistema. Os DEL's são alcançados por simulações dentro do software *wp.neo-wake*.

Encontrar campos de vento baseados nas velocidades de vento locais, no número de turbinas (e suas especificações como potência nominal, altura do *hub* e raio do rotor), na rugosidade do terreno, na turbulência local, nos modelos matemáticos usados e na distribuição geográfica (*layout*) das turbinas. Esta primeira etapa é feita utilizando (dentro do software *wp.neo-wake*) o software TurbSim.

Calcular os esforços sofridos em cada turbina utilizando os dados de saída da primeira etapa e levando em consideração o efeito esteira da configuração do parque eólico. Esta segunda etapa é feita utilizando (dentro do software *wp.neo-wake*) o software FAST.

Simular a carga em forma de DEL levando em consideração o tempo prolongado (700 segundos aproximadamente para cada direção de vento, para cada direção x, y z e para os 4 componentes específicos da turbina – base da torre, nacele (em inglês *gearbox*), eixo e raiz da pá), isto é feito utilizando os dados de saída da segunda etapa como dados de entrada. Nesta terceira etapa é utilizada a distribuição de weibull de cada uma das direções de vento local. Esta etapa é feita utilizando (dentro do software *wp.neo-wake*) o software MLife.

Calcular o  $DEL_{IEC}$  da norma utilizando as classes de vento (I, II e III), as turbulências (A, B e C) e os valores de tensão de tração e compressão máximos e mínimos permitidos para cada uma dessas classes (LULT's). Esta quarta etapa é feita também no software MLife.

Após essas quatro etapas de simulações é alcançado o objetivo geral deste trabalho comparando os DEL's das etapas 3 e 4 determinando, assim, a vida útil restante por componente da turbina e determinando qual turbina é a mais solicitada.

Para validar o objetivo alcançado, são avaliados os dados de esforços em um parque real localizado na cidade de Guamaré (RN).

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Como citado anteriormente, vários estudos foram realizados com foco na melhoria dos *layouts* de turbinas eólicas em parques eólicos que sofrem com o efeito esteira e estes estudos vem sendo desenvolvidos desde a década de 1920, será feita uma revisão de obras que estabeleceram a base para esta presente pesquisa.

Assim, em 1974, Templin, R.J. (1974) propôs um modelo simples e eficiente para calcular o efeito sobre o desempenho do parque eólico do relativo posicionamento das turbinas eólicas do parque. No trabalho de Templin, turbinas são representadas por uma distribuição contínua de rugosidade e assume-se que a distribuição vertical das velocidades de vento é logarítmica. Posteriormente, Masson, C. *et. al* (1997) propôs um método numérico, a fim de otimizar o arranjo das máquinas. Esta abordagem numérica consiste em descrever o fluxo de vento usando as equações de Navier-Stokes e modelando a presença do rotor no fluxo de vento usando uma distribuição de forças externas nas equações de momento. O modelo matemático resultante foi resolvido usando um Método CFD (dinâmica de fluidos computacional) com base no controle de volumes finitos. Em outro momento, Moseti, C. *et. al* (1995) foi provavelmente o primeiro a lidar com o arranjo ideal de turbinas eólicas usando algoritmos genéricos como um procedimento de otimização e um modelo esteira. Em seu trabalho focado na direção predominante do vento, conclui-se que as distâncias transversais e longitudinais entre as turbinas têm cinco vezes o diâmetro de uma única turbina eólica. Posteriormente, Grady, S.A. *et. al* (2005) também usou a genérica abordagem de algoritmo junto com um modelo de esteira, a fim de obter a colocação geográfica ideal de turbinas eólicas. Eles investigaram principalmente os efeitos da velocidade do vento não uniforme com direção variável em um determinado parque. Por outro lado, Marmidis, G. *et. al* (2008), propôs um procedimento baseado no método estatístico de simulação de Monte-Carlo. A proposta baseada em Monte-Carlo é iterativa: usando um computador, geram-se vários arranjos correspondentes ao número de iterações. Em cada arranjo, as turbinas são localizadas aleatoriamente no parque eólico. Por fim, Ituarte-Villareal, C.M. *et. al* (2011) sugeriu um método de simulação usando um novo algoritmo de otimização viral, a fim de encontrar a solução ideal para o problema de colocação geográfica das turbinas eólicas, para uma dada velocidade de vento uniforme e unidirecional. Eles observaram que melhorias podem ser obtidas nos valores de função objetivo.

É importante notar que em todos esses estudos, o simplificado modelo de esteira de Jensen, N.O (1983) foi usado para descrever a turbina resultante em um determinado parque. O modelo Jensen também é usado para descrever o efeito esteira de uma turbina. Em 1983, Jensen desenvolveu um modelo simples e eficiente que representa o comportamento do vento a sotavento de um aerogerador; este modelo é antigo e prevê o início de características que evoluem analiticamente em função do diâmetro do rotor e a rugosidade do relevo. O modelo considera o efeito esteira após o aerogerador como turbulento. A simplicidade e facilidade de implementar o modelo de Jensen, usando métodos como Matlab, C ++, e Delphi, tem sido objeto de diversas aplicações na organização geográfica ideal de turbinas eólicas em determinados parques eólicos e em uma série de códigos comerciais, como é o caso do software utilizado no presente projeto – *wp.neo-wake*.

A maioria dos estudos sobre *layouts* de parques eólicos leva em consideração a efetiva distribuição das turbinas para uma maior geração de potência. Moseti, G. *et.al.* (1995) por exemplo, considera a potência gerada no parque levando em conta o *layout* e a rotação do vento em 360°. Marmidis, G. *et. al.* (2008) estuda a máxima produção de potência em um *layout* que teve o mínimo custo de instalação. Zergane. S. *et. al.* (2015) estuda o *layout* ótimo considerando a geração total de potência. Estudos como o de Cetinay. H. *et. al.* (2016) levam em consideração o *layout* do parque favorecido pela localização da rede de transmissão já existente na localização geográfica do parque. Zhung-ho, H. (2017) demonstra que podemos considerar o *layout* do parque apenas considerando a velocidade de vento local. Jinhua, Z., *et.al.* (2017) estuda a montagem do parque pela minimização das perdas na rede elétrica existente.

Após este estudo sobre o estado da arte do tema abordado no presente trabalho, será apresentada a metodologia desenvolvida para alcançar os objetivos descritos anteriormente no capítulo 2.

## 4 MÉTODOS E PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO

Para que o programa *wp.neo-wake* alcance o tempo de vida estendido pelos valores de carga previstos, deve-se ter conhecimento das características do vento, ou seja, da turbulência e da distribuição de frequência do vento, sendo que ambas dependem da localização geográfica. A turbulência está classificada em três classes, da mais alta turbulência A, um meio termo B até a turbulência menor C, segundo a norma IEC. As três classes de turbulência e as três classes de vento (I, II e III) resultam em nove possíveis classes de operação. Estas variam de IA, a classe que está exposta as mais altas cargas, até a classe IIIC, que devem suportar as mais baixas cargas absolutas.

As cargas de operação consideram esforços de fadiga. A fim de garantir a estabilidade dos sistemas, uma análise de fadiga precisa ser realizada para cada componente específico da turbina. Em geral, as turbulências que realmente ocorrem no local são mais baixas e, portanto, as cargas de fadiga são menores do que as calculadas de acordo com a norma. Nestas circunstâncias, o método desenvolvido através do software *wp.neo-wake* poderá, portanto, prever um prolongamento no tempo de vida útil para mais do que 20 anos de operação (para o qual foi projetado) com segurança (por meio de sugestões orientadas com manutenções preventivas para as empresas responsáveis pelos parques, nos quais o software seria usado). Se uma turbina é projetada, por exemplo, para a classe WTG IA, mas opera na realidade com cargas na classe IIC (condições menos agressivas), eles podem ter sua vida prolongada por oito anos a mais (FIGURA 4.1). Isso pode mudar com os efeitos locais que influenciam negativamente a fadiga do sistema através do aumento da turbulência à medida que ocorrem no local, reduzindo o tempo de operação encontrado (FIGURA 4.1).

Figura 4.1- Exemplo do prolongamento da vida útil de uma turbina de vento



Fonte: elaborada pelo autor

Assim a figura 4.1 representa uma visão geral da complexidade (que são os efeitos que as adversidades locais reduzem a vida útil a qual uma turbina eólica é projetada para durar – esta

redução é variada e os 4 anos da figura são somente um exemplo do que pode acontecer) do problema a ser resolvido. Conforme já mencionado no capítulo 2, o software *wp.neo-wake* calcula em 4 etapas o valor do DEL real dos componentes da turbina (utilizando para isto outros 3 softwares embutidos – TurbSim, FAST e MLife) e o valor do DEL<sub>IEC</sub> (das condições previstas na norma IEC 61400-1) comparando-os e alcançando o tempo de vida prolongado da turbina eólica.

#### 4.1 Procedimentos Gerais

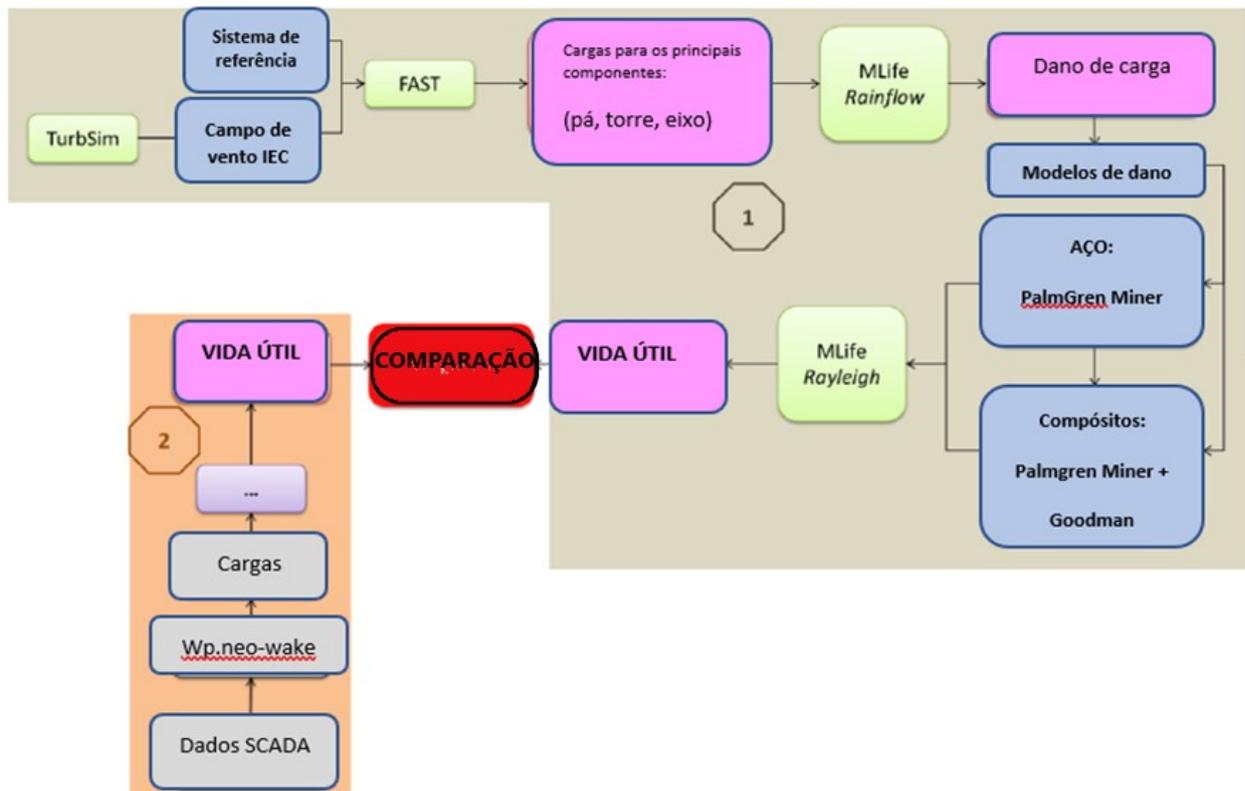
A questão essencial que se coloca no final dos cálculos é: Quanto tempo uma turbina que foi projetada de acordo com a norma IEC pode resistir em um local real, até que ela atinja o dano de operação previsto?

Esta questão só pode ser respondida comparando-se dois tipos de danos. Para obter isto, alguns passos preparatórios são necessários para permitir a comparação e estes passos estão apresentados graficamente na figura 4.2. A figura inclui todas as etapas a serem executadas neste estudo. Temos a ordem das etapas executadas pelos softwares (TurbSim, FAST e MLife) que foram unificados pelo software *wp.neo-wake* para um estudo direcionado.

Método 1 - Determinação de dano para os componentes do sistema, caso fossem utilizados os softwares separados (o tempo para se alcançar o resultado é maior).

Método 2 - Determinação de dano para os componentes do sistema na operação em um parque eólico usando o software *wp.neo-wake*.

Figura 4.2 - Representação esquemática do processo de comparação para o dano de uma turbina de vento das cargas de acordo com o padrão e os dados reais dos efeitos de parques eólicos.



Fonte: elaborada pelo autor

Devem ser determinados no próprio projeto os danos calculados pelo fabricante do sistema ou os danos de qualquer parque eólico a ser considerado.

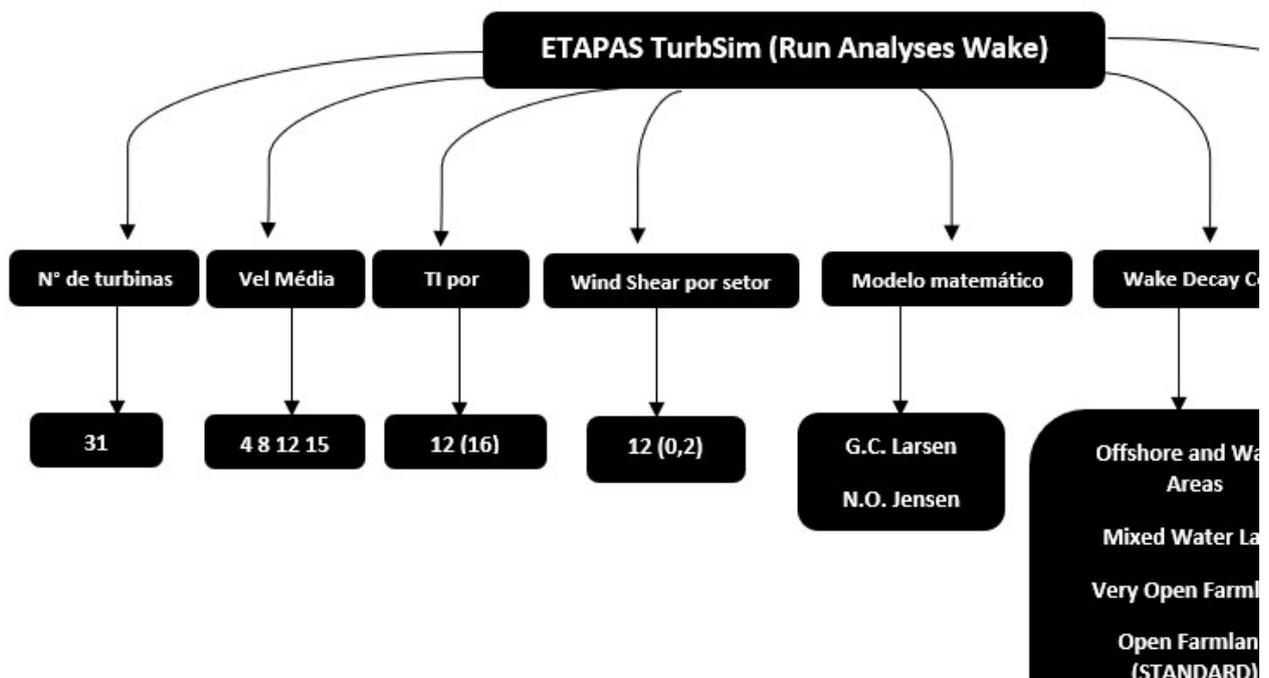
Este estudo não se aprofunda quanto aos materiais de fabricação dos componentes dos aerogeradores ou a geometria de sua estrutura, todos os cálculos aqui realizados são feitos de forma viável pela seguinte especificação: potência nominal de 1,5 MW (IEC 61400-1), com pitch regulado. O foco do estudo é a carga gerada considerando o *layout* do parque estudado e os campos de vento modificados pela turbulência (tanto local quanto a gerada pelo efeito esteira).

#### 4.1.1 Determinação de danos pela IEC

Para que o dano desconhecido do sistema decorrente das cargas correspondentes em vários componentes da turbina seja determinado, uma simulação de carga do sistema deve ser realizada. Isso é feito com o software *open source* FAST (2007), cujos dados de saída são os momentos em determinados componentes considerando as direções especificadas. As cargas são

determinadas no sistema, em particular pela influência do vento agindo sobre os componentes da turbina eólica. Para tanto, utilizou-se também um programa de código aberto TurbSim (2008) (responsável por criar os campos de ventos utilizados como dados de entrada no FAST) para cada velocidade do vento variando entre  $V_{in}$  e  $V_{out}$ , formando campos de vento 3D ao longo de dez minutos simulados (a norma estabelece o tempo de 700 segundos para o cálculo do dano, descartando os primeiros 100 segundos pela ligação e início de funcionamento do rotor). A intensidade de turbulência é determinada por uma classe correspondente a A, B ou C. Com os dados específicos do sistema, as respectivas cargas podem ser simuladas para os principais componentes do sistema e para cada campo de vento usando o FAST. A fim de determinar a necessidade de examinar cada componente da turbina, a simulação gera dados que serão analisados, principalmente para as pás.

Figura 4.3 - Fluxograma da etapa do software TurbSim com seus dados de entrada.

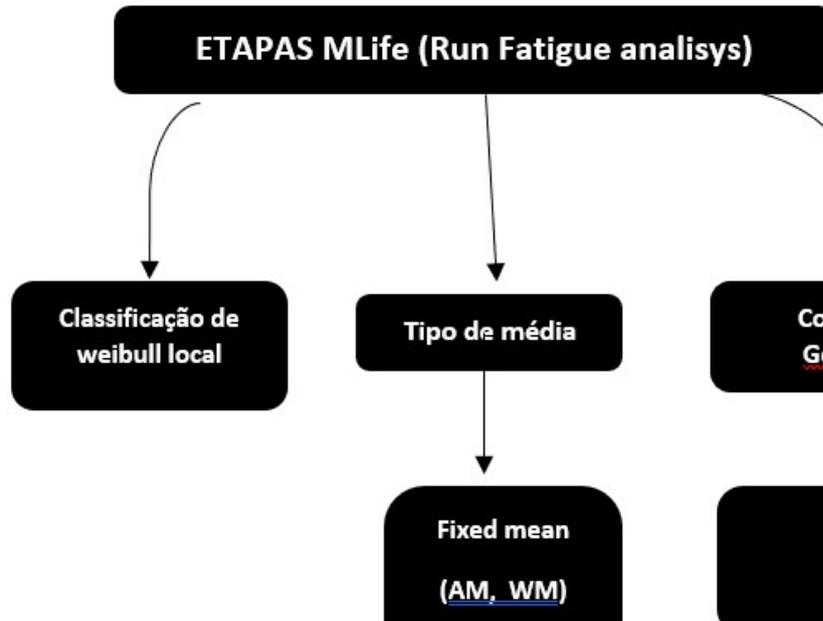


Fonte: elaborada pelo autor

Nesta etapa foram escolhidos os parâmetros: 5 velocidades de vento (5, 8, 10, 12 e 16m/s); turbulência de valor 16 para todos os 12 setores; windshear de valor 0,2 para todos os 12 setores; modelo matemático de Jensen; “*open farmland*” como tipo de terreno; e um arquivo com uma planilha com as localizações de todas as 31 turbinas em UTM.

Os dados de saída desta etapa são os campos de vento 3D formados por vetores com os dados que são utilizados como dados de entrada da segunda etapa FAST.

Figura 4.4 - Fluxograma da etapa do software MLife com seus dados de entrada.



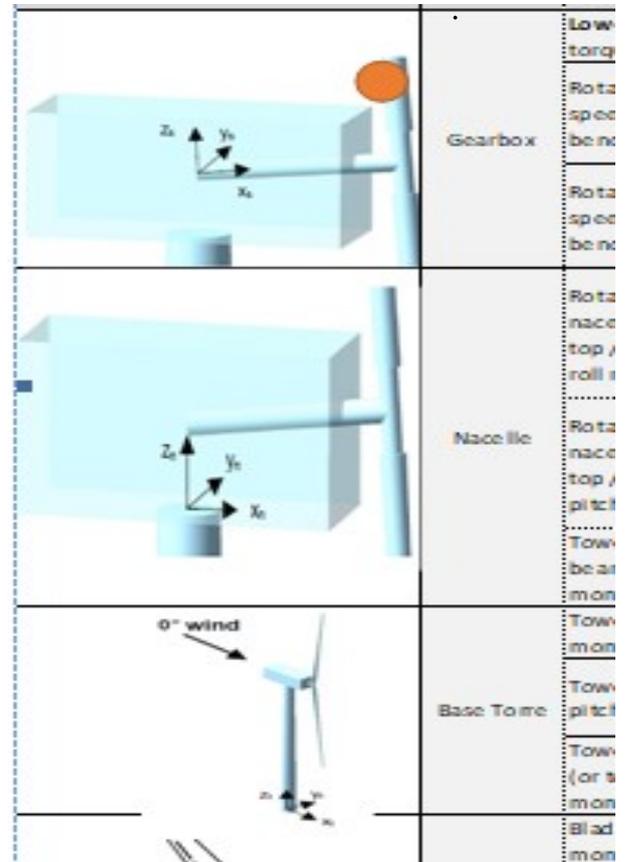
Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 4.1 - Componentes e tensões considerados – anexa figura com representação dos componentes

FAST - símbolo	Esforço de demanda	Componentes de carga
LsshftMxa	Momento de torção	Eixo do rotor
LsshftMya	Momento de flexão – eixo x	Eixo do rotor
LsshftMza	Momento de flexão – eixo y	Eixo do rotor
YawBrMxn	Momento de rolagem	Nacele/Torre
YawBrMyn	Momento Nick	Nacele/Torre
YawBrMzn	Momento de guinada	Nacele/Torre
TwrBsMxt	Momento sobre o eixo normal, direção do vento	Base da torre
TwrBsMyt	Momento sobre o eixo lateral, direção do vento	Base da torre
TwrBsMzt	Momento de torção	Base da torre
RootMzc2	Momento de torção	Raiz da pá
RootMxb2	Momento de edgewise	Raiz da pá
RootMyb2	Momento de flapwise	Raiz da pá

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 4.5 – Componentes da turbina



Fonte: software *wp.neo-wake*

Na figura 4.4 os parâmetros escolhidos foram: as distribuições de weibull da região norte do RN; o tipo de média WN; uso da correção de Goodman nos componentes metálicos. Posteriormente serão dadas maiores explicações acerca dos parâmetros escolhidos em cada etapa da simulação.

No final da simulação de carga, é produzida uma planilha que contém uma série de tempo de dez minutos das cargas para cada componente listado na tabela 4.1.

#### 4.1.1.1 Cálculo de danos

Quando os dados da série de tempo são coletados, os valores das cargas sofridas devem ser calculados. Para todos os componentes de aço, a hipótese de acumulação de danos linear tem como base a aplicação da teoria de Palmgren-Miner (1924), que também é recomendada pelas normas e estudos relevantes. Para isso, as cargas devem ser classificadas por “tamanho”. Este procedimento é geralmente realizado através de uma contagem Rainflow (1972) (tipo de contador com múltiplos dados). Os dados são usados posteriormente no software MLife (2009). Essas cargas não podem ser comparadas umas com as outras, porque não está claro se e em quão grandes amplitudes de carga de oscilação os danos podem ser causados. Portanto, foi introduzida a carga equivalente com frequência de 1Hz chamada de DEL (do Inglês: Damage Equivalent Load – dano de carga equivalente) (Large, H. 2017). O valor dos DELs corresponde, assim, ao dano nos componentes obedecendo a equação.

$$DEL_S = \left( \frac{\sum_i n_i \cdot S_i^m}{n} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (4.1)$$

$n_i$  - número de ciclos de carga

$S_i$  - carga máxima

$n_{ref,s}$  - número de referência (séries temporais da carga em segundos \* 1Hz)

$m$  - inclinação da curva de S-N

Todos os componentes de aço são calculados com uma inclinação de  $m = 4$ . E os demais componentes de fibra são calculados com  $m = 10$ . Valores de  $m$  de acordo com a norma IEC 41600-1 (Loiyd, G., 2010).

Usando a equação (4.1) podem-se descrever os danos em cada série de tempo de vento de dez minutos. Esses dados serão considerados mais detalhadamente em uma comparação feita entre eles e as classes de turbulência listadas.

#### 4.1.1.2 Calcular o dano de materiais compósitos

Um problema com o cálculo do dano é que as pás do rotor (principal componente que recebe e transforma a energia do vento) são feitas de componentes de materiais compósitos. Diferentemente de materiais de aço, em que o valor médio das amplitudes de oscilação de carga tem pouco efeito sobre o dano, essas amplitudes desempenham um papel importante na consideração de materiais compósitos. Quaisquer que sejam as médias nas amplitudes de carga em componentes de aço, a inclinação da curva de Wohler (Dankert, J. *et al.*, 2013) permanece a mesma. No entanto, em materiais compósitos, estes valores sofrem alterações. É construído o diagrama simples de Wohler, que mostra o excesso de carga suportado pelo número de ciclos de carga. A influência do valor médio do dano pode ser mostrada nos chamados diagramas de Goodman (Shütz, W., 1996).

Há muitas teorias para calcular os danos de materiais compósitos (Goodman com correção, por exemplo é uma delas). Para isso a informação sobre a geometria exata, materiais e disposição das fibras na peça utilizada são necessárias, além da disposição temporal das cargas. Uma vez que esta informação não está disponível pelo fabricante e depende de um processo de certificação de sucesso que veremos mais tarde, o dano na carga equivalente 1 Hz (DEL) também é determinado para as pás do rotor. Aqui, a fim de não perder as informações sobre as médias, enquanto o contador Rainflow é usado, uma "correção de Goodman" é aplicada. Nessa correção, cada mudança de carga individual é corrigida para um valor médio predeterminado. O excesso de cargas corrigidas, que se apresentam assim em mais danos diferentes do valor médio de carga, se desvia do valor médio determinado para o valor maior. Para uma dada média de 0 ( $R = -1$ ), a fórmula 4.2 deve ser usada para que sejam considerados os danos extremos deslocados para o centro quando se utiliza a média zero:

$$S_G = \frac{S_{amp} \cdot U}{11S - S} \quad (4.2)$$

US, neste caso, representa o valor mais elevado da tensão que o material pode suportar. Com as amplitudes de oscilação de carga corrigidos para a frequência de 1Hz, a carga equivalente pode então ser determinada pela fórmula (4.1).

### 4.1.1.3 Integração de distribuição vento

Uma vez que a turbulência entre a norma IEC e a turbulência do local estudado são diferentes, a distribuição de frequência do vento e cada DEL da série de tempo de carga, determinado durante a vida por componente e direção, devem ser combinados. É necessário extrapolar, a partir da série temporal, as cargas determinadas, DEL, por um período de 20 anos. Um fator de tempo deve ser introduzido:

$$f = \frac{T_L \cdot a \cdot I}{T} \quad (4.3)$$

$T_L$  - Tempo de estudo (s)

$a$  - disponibilidade

$P_w$  - probabilidade de disponibilidade da classe relevante da distribuição Weibull

$T_w$  - série temporal de carga apropriadas do local

Este fator de tempo descreve quantas vezes a série de tempo de carga corresponde ao tempo total de estudo. Para obter um DEL ao longo de toda a vida desejada ( $DEL_L$ ), o fator de tempo tem de ser ligado ao DELs como se segue:

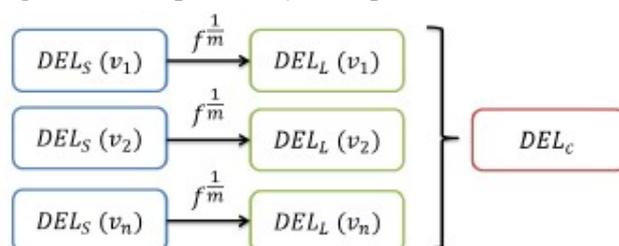
$$DEL_L = f^{\frac{1}{m}} \cdot \left( \frac{DEL_S^m \cdot n_{ref}}{n} \right) \quad (4.4)$$

Isso cria para cada componente, por velocidade do vento simulado, um  $DEL_L$ . De modo que para cada componente de um DEL conjunto, os DEL's podem ser adicionados como se segue:

$$DEL_C = \left( \sum DEL_j' \right) \quad (4.5)$$

Aqui,  $j$  descreve o índice de séries temporais de carga. O surgimento do  $DEL_c$  (comum), calculado pela equação 4.5, é ilustrado na figura 4.6.

Figura 4.6 - representação esquemática da formação do DEL comum



Fonte: elaborada pelo autor

Será descrita em detalhes a determinação do DELc especificando a distribuição apropriada do vento de acordo com a norma IEC (I, II, ou III) do programa MLife. Assim, o primeiro passo do esquema mostrado na figura 4.1 é executado.

#### 4.1.2 Determinação dos danos para parques eólicos em operação

A determinação do dano como realmente experimentado na operação de parques eólicos é um pouco mais complexa. Informações sobre as condições do local reais e o fluxo livre sobre as máquinas podem ser determinados a partir dos dados de medição eólica gravados (SCADA). Os efeitos de parques eólicos causados pela esteira das turbinas, não podem ser diretamente retirados dos dados SCADA. Para determinar isso, o software desenvolvido por Peter Collmann (*wp.neo-wake*) (2015) torna possível descrever a influência das turbinas em um parque eólico nos sistemas vizinhos, com o auxílio de campos de vento modificados. As cargas causadas pelos campos de vento modificados sobre os sistemas, em grande parte, dependem do *layout* de instalação de parques eólicos, além da distribuição de frequência do vento. Os dados de vento são divididos em doze setores com 30° de abertura. Por conseguinte, a distribuição de Weibull de velocidades de vento, a turbulência e a frequência real são determinadas a partir da frequência de direção do vento de cada uma das doze direções do vento retiradas dos dados SCADA. O *wp.neo-wake* simula o giro da turbina em 360 graus por 12 setores (de 30° cada) com ventos de velocidades diferentes e em frequências diferentes (weibull). O programa computacional analisa a vida dos componentes em função de um DEL, dados que normalmente seriam obtidos tendo-se que ir a campo e coletá-los por aproximadamente 20 anos.

Para calcular o dano nos componentes é efetuada uma simulação com FAST para cada turbina e cada setor do vento e velocidade do vento.

Com a série temporal de carga agora existente, um DEL deve ser formado para cada sistema por componente. Pela fórmula (4.1) os DEL são calculados. No próximo passo, um novo fator de tempo deve ser introduzido para cada setor nas velocidades de vento simuladas, e para cada respectiva distribuição Weibull do setor e da frequência  $hS$  (distribuição na direção do vento):

$$f = \frac{T_L \cdot a \cdot h_s}{T} \quad (4.6)$$

Com a ajuda deste fator de tempo, o DEL pode ser encontrado de acordo com a equação (4.4) por sistema, para cada setor. De modo a obter, para cada componente, um DEL comum.

## 4.2 Comparação dos danos

Nessa fase do projeto, os dados de DEL simulados são agora comparados com os dados de DEL<sub>IEC</sub>. Isso cria para cada componente das turbinas individuais uma recomendação de tempo de funcionamento. É importante notar que na posição de previsão, as propriedades do material têm que ser consideradas pelas curvas SN apropriadas. O número de anos  $\Delta l$  no qual pode ser operado com segurança um determinado componente da turbina eólica do parque eólico é determinado como segue:

$$\Delta l = \left( \frac{DEL_{L,IEC}}{DEL_{L,IEC}} \right)^m \cdot l_{IEC} \quad (4.7)$$

É feita então a análise sobre o componente que foi mais gravemente danificado em relação ao *layout* do parque.

Para o desenvolvimento do processo, o conhecimento de fadiga ou de danos materiais devem estar disponíveis. As próximas seções fornecem um breve resumo dos modelos de dano conhecidos e frequentemente utilizados, bem como das cargas que contribuem para o dano ao material de uma turbina de vento.

## 4.3 Modelos de Dano

Uma turbina de vento é especialmente exposta a cargas dinâmicas e menos exposta a cargas estáticas ou semi-estáticas. Portanto, um cálculo de fadiga deve ser realizado para cada componente, a fim de garantir que a estrutura possa suportar as cargas a partir da simulação de carga adotada ao longo do tempo. Deve-se calcular danos a partir de uma série de tempo de carga simulada (ou medida), que requerem modelos diferentes (para componentes de aço e componentes compósitos). Para a consideração de componentes de aço (são eles a base da torre, o eixo do rotor e a junção da nacela à torre) este cálculo pode ser realizado de forma simples devido a uma possível linearização.

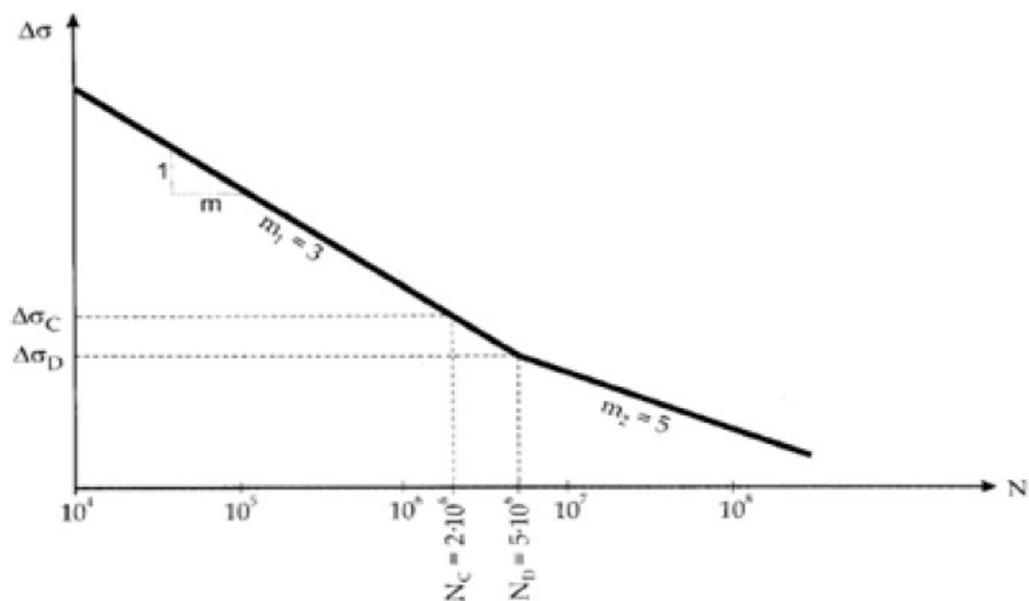
### 4.3.1 Acumulação de danos linear

Utilizando a hipótese de acumulação de danos linear de acordo com o contador Palmgren-Miner, pode-se determinar o dano para os componentes de aço a partir de cargas de fadiga. A linearidade desta hipótese pode ser encontrada na representação da curva de SN.

#### 4.3.1.1 Curva SN – curva de Wohler

A curva Wohler é uma curva determinada experimentalmente que especifica qual amplitude da tensão e número de ciclos que, numa amostra de material, fazem o material chegar à falha. A amostra é colocada sob carga geralmente senoidal cíclica. É determinada a amplitude da tensão ao longo de ciclos de carga apenas observados nos resultados da curva SN (ver a fig. 4.7). A abscissa (eixo do número de ciclos de carga  $N$ ) é logarítmica, a linha reta é a curva de Wohler. Nas características destas linhas retas, materiais típicos podem ser definidos. A inclinação da curva de tensão-número de ciclos é diferente dos definidos com matemática calculando o coeficiente angular  $mM = \Delta x / \Delta y$ . Esta inclinação é calculada por  $m = -1 / mM$ . Para materiais de aço, duas retas típicas SN são definidas. Para um certo número de ciclos até  $n = 5 \cdot 10^5$  o valor de  $m$  é 3, para valores acima desse número de ciclos,  $m = 5$  (FIGURA 4.7).

Figura 4.7 – representação de uma curva SN para aço



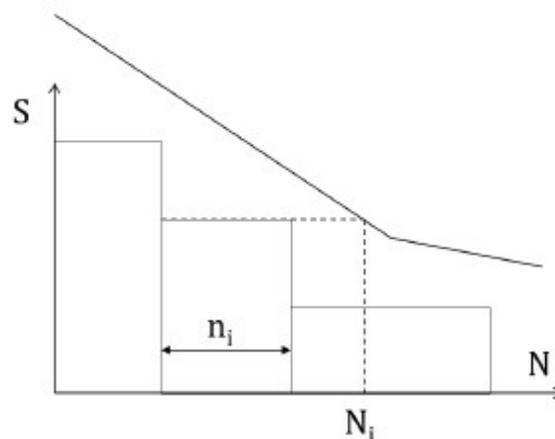
Fonte: Statistical Design of Fatigue Experiments. Front Cover. Robert Eugene Little, E. H. Jebe. Applied Science Publishers, 1975.

Valores medidos ou simulados de séries de tempo de carregamentos mais tarde serão gerados para diferentes componentes do sistema com o programa FAST. Para avaliar e calcular o grau de danos e comparar a curva SN para materiais próprios, as amplitudes de carga de oscilação devem primeiro ser "classificadas". Isto pode ser conseguido através de uma contagem denominada Rainflow.

#### 4.3.1.2 Contagem Rainflow

A contagem Rainflow é um método para a enumeração das amplitudes de oscilação de tensão de carga ou de carga em séries temporais. Cada largura de uma classe é atribuída a um número da classe existente nas amplitudes de oscilação. Os resultados da contagem podem então ser aplicados como uma soma de degraus num diagrama (FIGURA 4.8).

Figura 4.8 - curva multi-estágio



Fonte: Statistical Design of Fatigue Experiments. Front Cover. Robert Eugene Little, E. H. Jebe. Applied Science Publishers, 1975.

#### 4.3.1.3 Hipótese de Palmgren e Miner

A hipótese de acumulação de dano real é baseada nas hipóteses de Palmgren e Miner. A sua suposição é de que cada amplitude de tensão representa uma frequência, ou seja, o número de carga oscilantes  $N_i$ , contribui para a falha de um componente. De modo a não exceder o dano total, a soma de todos os danos parciais deve ser menor ou igual a 1:

$$\sum \frac{n_i}{N_i} \leq \quad (4.8)$$

Um retângulo equivalente pode ser criado com os valores de dano e pode ser comparado por duas séries temporais de carga diferente (FIGURA 4.8). A equação 4.1 que define a carga DEL (do Inglês *Damage Equivalent Load*) será novamente considerada.

O valor do DEL descreve a altura da amplitude de oscilação da carga com a qual oscila a uma frequência de 1 Hz, para sofrer o mesmo dano experimentado pelo componente considerado através do carregamento múltiplo.

A determinação dos danos, como descrita e simplificada, é suficiente para componentes de aço. Ao considerar os materiais compósitos, tais como os utilizados na produção da pá do rotor, o cálculo do dano é feito utilizando os modelos matemáticos descritos de Jensen e Larsen.

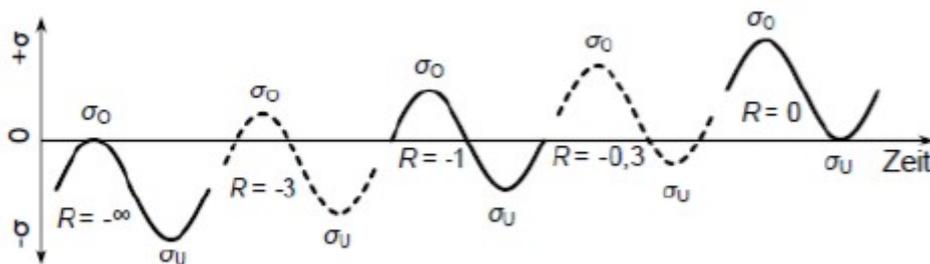
### 4.3.2 Correção de Goodman

A resistência à fadiga dos materiais compósitos é afetada, assim como a durabilidade de materiais metálicos, pela grande medida das amplitudes de oscilação de carga e pelo número de ciclos de carga. Atenção especial deve ser dada ao efeito da média das tensões que é, em geral, inferior à tensão superior (Fórmula 4.10) de forma significativa e tem uma influência significativa sobre os danos no material.

$$R = \frac{\sigma}{\sigma_u} \quad (4.9)$$

Na figura 4.9 pode ver-se como o valor R define o tipo de tensão, pulsante ou alternada, e como a tensão é influenciada. Um valor de  $R = -1$ , a tensão sempre oscila em torno de uma média igual a zero.

Figura 4.9 - variação de tensão em diferentes relações de tensões R



Fonte: E. Macheracuh und H.-W. Zoch, Internship in materials science. 91 detailed tests from important areas of materials technology, Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, 2011.

Para uma melhor visão geral, as informações disponibilizadas graficamente são registradas na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - R-valores típicos com os tipos correspondentes de tensão

R - Valor	Variação de Tensão
$R \geq 1$	Compressão-compressão
$0 < R < 1$	Tração-tração
$R < -1$	Tração-compressão
$-1 < R < 0$	Compressão-tração
$R = -1$	$\delta m = 0$
$R = 1$	Tração ou compressão

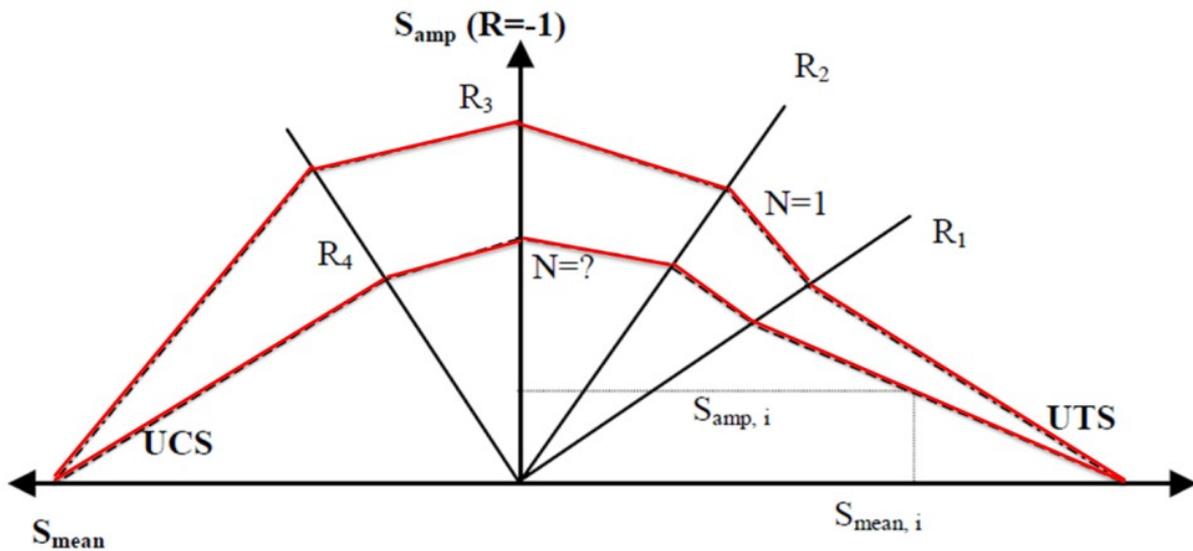
Fonte: produzida pelo autor

A fim de tornar a influência do valor de R clara, a partir de medições empiricamente encontradas, alterações no ciclo de trabalho toleráveis podem ser representadas num diagrama de Goodman.

#### 4.3.2.1 Diagrama de Goodman

Para criar o Diagrama de Goodman, dados são recolhidos a partir da medição de diferentes curvas SN. Estas curvas SN surgem a partir dos testes de fadiga de materiais compostos, sob a influência de diferentes valores de R. A figura 4.10 descreve as linhas de ligação "CLL" (do Inglês "Constant life line") que apontam com o mesmo número de ciclos de carga toleráveis pelo material como uma função da tensão média (eixo x) e da amplitude da tensão (eixo y). UTS (do Inglês para "ultimate tensile strength") e UCS (do Inglês para "Ultimate compressive strength") descrevem aqui a tração máxima tolerável e a tensão de compressão máxima (Brøndsted, P., *et al.*, 2013).

Figura 4.10 - Diagrama de Goodman



Fonte: R. P. L. Nijssen, „Fatigue Life Prediction and Strength Degradation of Wind Turbine Rotor Blades Composites,“ KC-WMC, Wieringerwerf, Niederlande, 2007.

O diagrama mostrado na Figura 4.10 é normalmente utilizado para as pás do rotor em materiais compósitos de fibra. Estes geralmente podem tolerar uma carga de tração mais elevada do que a compressão estática.

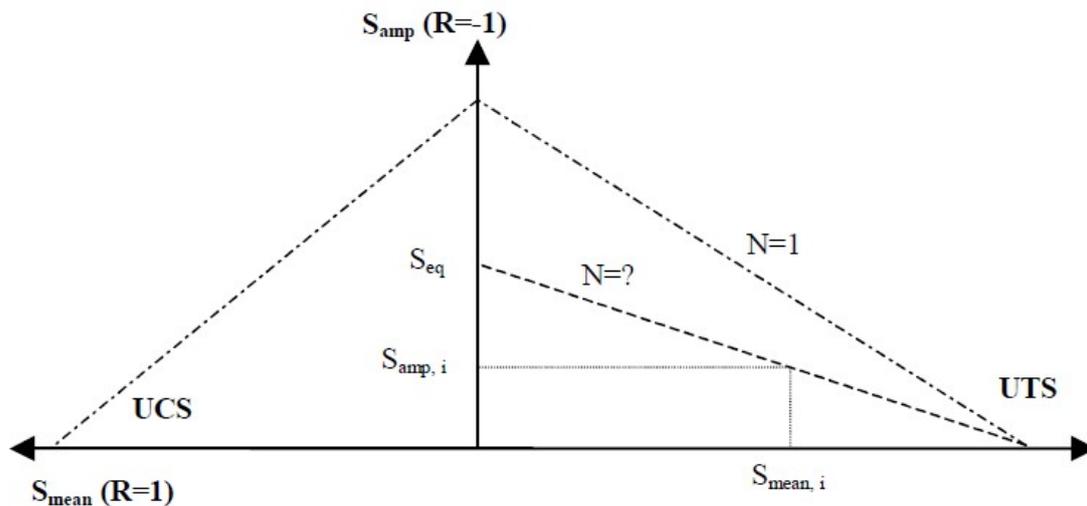
O problema na construção de peças de compósitos de fibra é realizar cálculos dos quais a imprevisibilidade de fadiga do material está presente. Para cada peça, um diagrama de Goodman composto deve ser criado, uma vez que cada uma comporta-se diferentemente dos materiais sob tensões diferentes. Os números de ciclos toleráveis das curvas SN medidos diferem em um material sob carga com diferentes valores de R. Portanto, é difícil conseguir variar os diagramas de Goodman e compará-los em diferentes danos. Deste modo, vários modelos de danos foram desenvolvidos apenas na área dos materiais das pás. Vale a pena mencionar "modelos de degradação de força" que levam em conta a influência das variações de carga que ocorrem afetando a resistência do material. Os modelos calculam primeiro a redução da força e continuam o cálculo com a força determinada. Há (por exemplo, a partir de Salkind, P. et al. 2007) uma redução progressiva, nos modelos de resistência diferentes.

Na posterior aplicação das ferramentas de projeto de pesquisa resultantes para os modelos de dano, as seguintes informações (geometria da lâmina, materiais e suas propriedades) descritas não existem, deve-se recorrer, então, a uma simplificação pelo uso da soma Palmgren-Miner.

Isto também é vantajoso, tendo em vista uma certificação subsequente do processo, uma vez que é recomendado para calcular o dano na IEC 61400-1 e na orientação DIBt (2012).

Tal como descrito na secção 4.3.1, é necessário um modelo de simplificação de modo a comparar a influência de duas series temporais de danos de carga em conjunto para materiais metálicos. A influência do meio sobre a fadiga do material no cálculo do DEL 1 Hz de carga equivalente é perdida. Uma vez que esta influência não pode ser negligenciada em compósitos de fibra, um modelo deve ser utilizado em que isso seja levado em conta. O método mais simples é a correção de Goodman, que se segue a partir da simplificação do diagrama de Goodman para o diagrama de Goodman linear (FIGURA 4.11). Este novo diagrama é criado quando apenas as informações da curva SN são conhecidas com um valor de R de -1. No diagrama linear resultante podemos agora obter mudanças de carga cuja média não é 0, mas pode ser definida através da amplitude e do valor médio, para uma carga equivalente de R = -1.

Figura 4.11 - Diagrama de Goodman Linear



Fonte: R. P. L. Nijssen, „Fatigue Life Prediction and Strength Degradation of Wind Turbine Rotor Blades Composites,“ KC-WMC, Wieringerwerf, Niederlande, 2007.

Os valores de  $S_{amp}$  e  $UTS$  são usados na equação linear 4.10

$$y = - \frac{S_{amp}}{UTS - S} \cdot x \quad (4.10)$$

com  $x = S_{mean}$  e  $y = S_{amp}$  resultando em uma carga equivalente, então, calculada como

$$S_{eq} = \frac{S_{amp} \cdot UI}{UTS - S} \quad (4.11)$$

no lado de tensão, e

$$S_{eq} = \frac{S_{amp} \cdot UC}{UCS - S} \quad (4.12)$$

no lado de compressão.

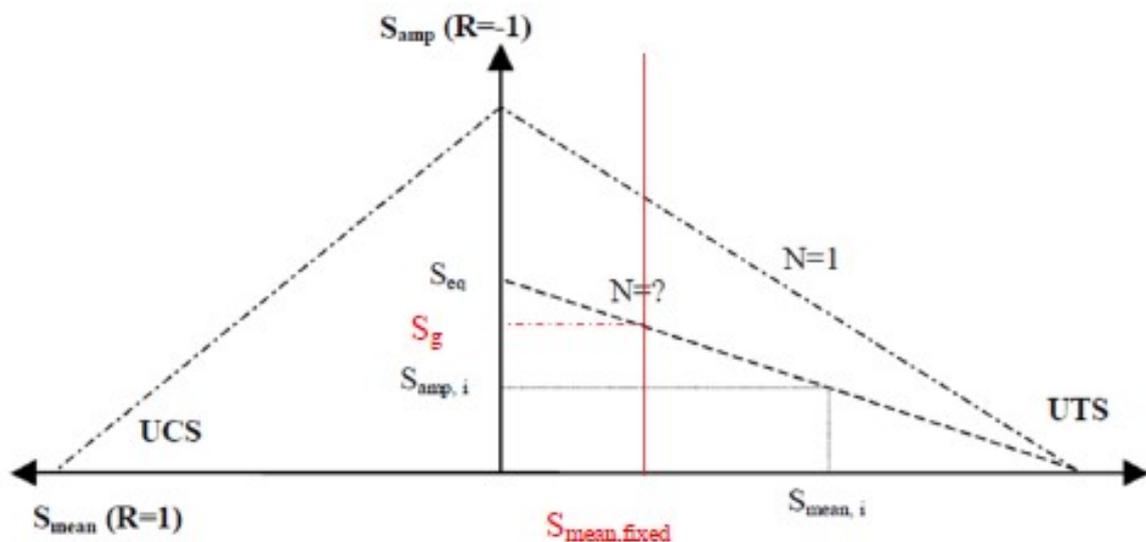
Como visto na Figura 4.11, move-se um valor médio de  $S$  para um valor de 0. Então as cargas não oscilam sobre uma média de 0, no dano, como cargas que oscilam em torno desta média.

Para calcular as cargas equivalentes no programa MLife, usam-se fórmulas semelhantes, mas deixa-se em aberto a possibilidade de que valorizam não só uma média de 0, mas também um conjunto arbitrário ao valor correto da carga determinada ao longo de toda a série temporal - valor médio. O excesso de carga corrigido surge aqui pela seguinte equação (NREL, 2009):

$$S_G = S \cdot \frac{LULT - |S_{mean}|}{LUCS - |S|} \quad (4.13)$$

LULT descreve a carga admissível máxima (ou seja, UTS ou UCS), entre tração e compressão. Se a média predeterminada  $S_{mean}$ , tende a 0, a equação para a fórmula (4.11) e (4.12) descrita é alterada. Se a carga tende a um valor diferente de  $S_{mean}$ , fixo = 0 então as cargas são corrigidas, o cálculo é feito como mostrado na Figura 4.12.

Figura 4.12 - Diagrama de Goodman Linear com representação de  $S_g$



Fonte: R. P. L. Nijssen, „Fatigue Life Prediction and Strength Degradation of Wind Turbine Rotor Blades Composites,“ KC-WMC, Wieringerwerf, Niederlande, 2007.

$S_g$  é a carga equivalente recém-calculada. É menor do que  $S_{eq}$  em valor, desde que a distância entre  $S_{mean}$  e  $S_{mean, fixed}$  seja menor do que a distância entre 0 e  $S_{mean}$ . Assim, quanto menor a distância, menor o aumento da carga equivalente.

A fim de calcular a correção descrita por danos, deve-se primeiramente utilizar o algoritmo de contagem Rainflow com os componentes de aço. Desde que a informação sobre a média não seja perdida, cada mudança de carga contada deve ser corrigida pela fórmula (4.13). Só depois, um DEL pode ser calculado.

#### 4.4 Cargas de fadiga de acordo com a norma IEC 61400-1

A norma IEC 61400-1 descreve em detalhe as cargas que têm de ser consideradas na concepção de uma turbina de vento. É feita uma distinção entre as cargas extremas e cargas de fadiga. Uma vez que, a fadiga de um material é considerada de acordo com os modelos de dano antes descritos, é fundamental para o sucesso deste estudo as mesmas cargas de fadiga de projeto. A extensão da carga depende muito da localização geográfica observada e a localização das turbinas. Estas, também são definidas na norma IEC pela turbulência e velocidade de vento locais. Na tabela 4.3 são demonstradas as classes I, II e III de vento e as classes A, B e C de turbulências consideradas na norma IEC. Cada classe de turbina eólica é atribuída a certos parâmetros, que definem assim o local de utilização e o dano sobre as cargas de turbinas eólicas:

Tabela 4.3 - Parâmetros básicos de velocidade e turbulência WEA

Classe de WEA	I	II	III
Vref (m/s)	50	42,5	37,5
A (Iref)	0,16		
B (Iref)	0,14		
C (Iref)	0,12		

Fonte: IEC 61400-1

##### 4.4.1 Condições do local

Ao especificar as classes I, II ou III da Tabela 4.3 como um parâmetro de localização, distribuições de velocidade de vento diferentes são reproduzidas. As distribuições de velocidade de vento em um lugar, muitas vezes, podem ser descritas por uma distribuição de Weibull. A

frequência de cada uma das velocidades do vento ocorrendo pode ser determinada pela seguinte fórmula geral (Lloyd, G., 2010):

$$h_w(v) = \frac{k}{A} \cdot \left( \frac{v}{A} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left( \frac{v}{A} \right)^k} \quad (4.14)$$

$A_s$  – parâmetro dimensional (fator de escala) m / s

$K$  – fator de Forma

Nas classes de turbina de vento nominais, as distribuições específicas de Rayleigh são descritas, nas quais o fator de forma  $k$  sempre assume o valor 2:

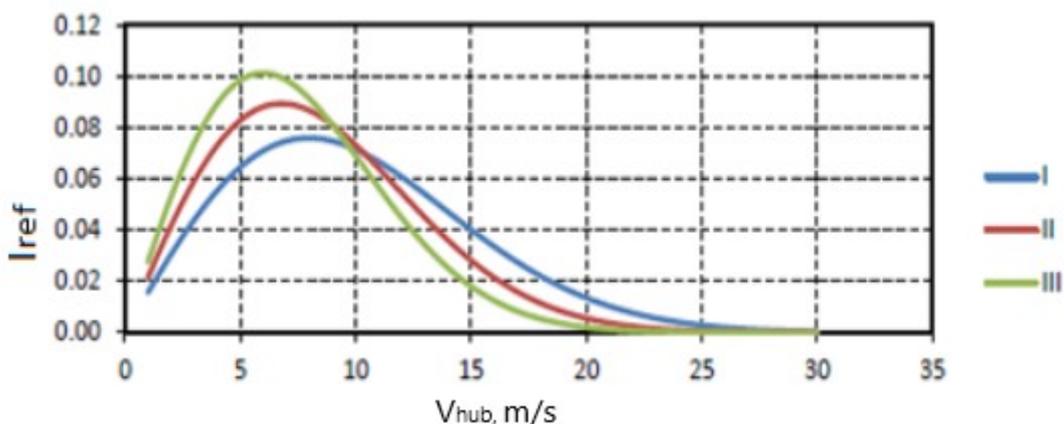
$$h_R(v) = \frac{\pi}{\gamma} \cdot \frac{v}{v_{0,2}} \cdot e^{-\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{v_{0,2}} \right)^2} \quad (4.15)$$

com

$$v_{0,2} = A \cdot \sqrt[0,287k^{-1} + 0,68]{} \quad (4.16)$$

Na IEC 61400-1, as velocidades médias de vento são especificadas diretamente como  $V_{ave}$  para as classes I, II e III ( $V_{ave}$  (I) = 10 m / s;  $V_{ave}$  (II) = 8,5 m / s;  $V_{ave}$  (III) = 7,5 m / s). Desse modo, as distribuições da velocidade do vento podem ser determinadas e representadas graficamente, conforme se vê na figura 4.13, considerando a turbulência e as velocidades de vento em cada uma das 3 classes citadas:

Figura 4.13 - distribuições velocidade do vento das classes convencionais de turbina de vento



Fonte: produzida pelo autor

Em comparação com as outras duas distribuições de vento, a distribuição do vento de classe I é caracterizada frequentemente com velocidades de vento elevadas, ao passo que a distribuição do vento de classe III com velocidades de vento mais baixas (FIGURA 4.13). A fim

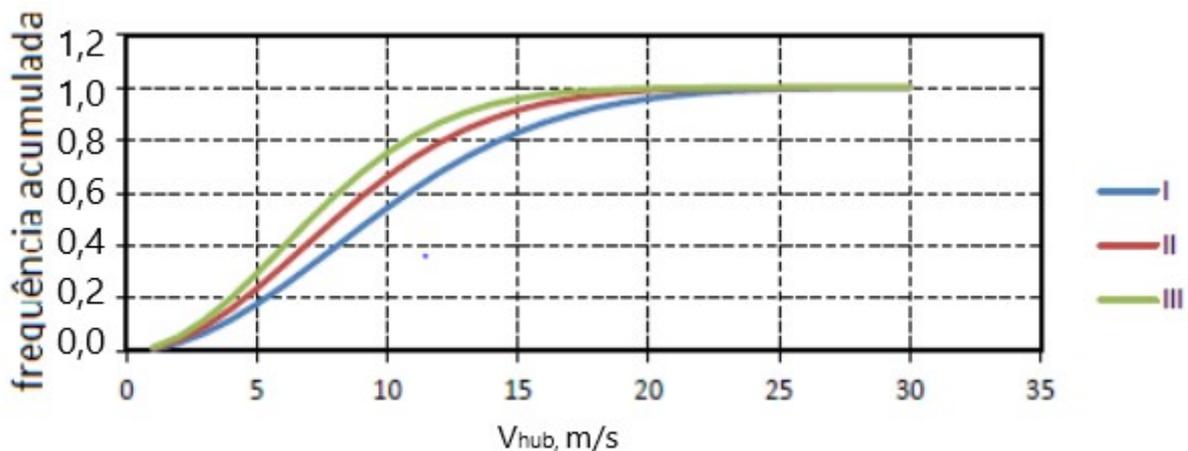
de reduzir o esforço necessário para descrever a distribuição do vento, optou-se por classificar da seguinte forma: distribuição vento de classe WEA I "vento forte", da classe WEA II "vento significativo" e classe WEA III "vento baixo".

Se observarmos para as frequências acumuladas

$$h = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)} \quad (4.17)$$

que tendem assintoticamente a 1, pode-se ver que a distribuição de vento III alcança esse valor primeiro, já que as baixas velocidades do vento já ocorrem aqui com muita frequência.

Figura 4.14 - Frequências cumulativas das classes padrão da WEA

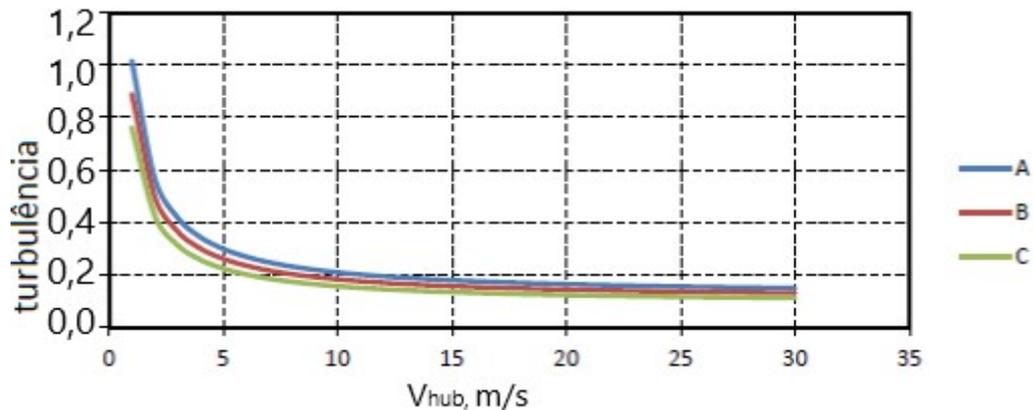


Fonte: produzida pelo autor

Além da distinção das distribuições de vento WEA-classes, as intensidades de turbulência dos locais também são distinguidas. Classificadas de forma que a turbulência Classe A seja a mais elevada e a turbulência Classe C, menores intensidades de turbulência prevalecem. A intensidade de turbulência na velocidade do vento das várias classes de turbulência é mostrada na Figura 4.15.

A intensidade de turbulência é calculada sempre a partir da razão entre o desvio padrão de uma série de dez minutos de tempo de vento e a média desta série de tempo.

Figura 4.15 - Intensidades de turbulência das classes padrão da WEA



Fonte: produzida pelo autor

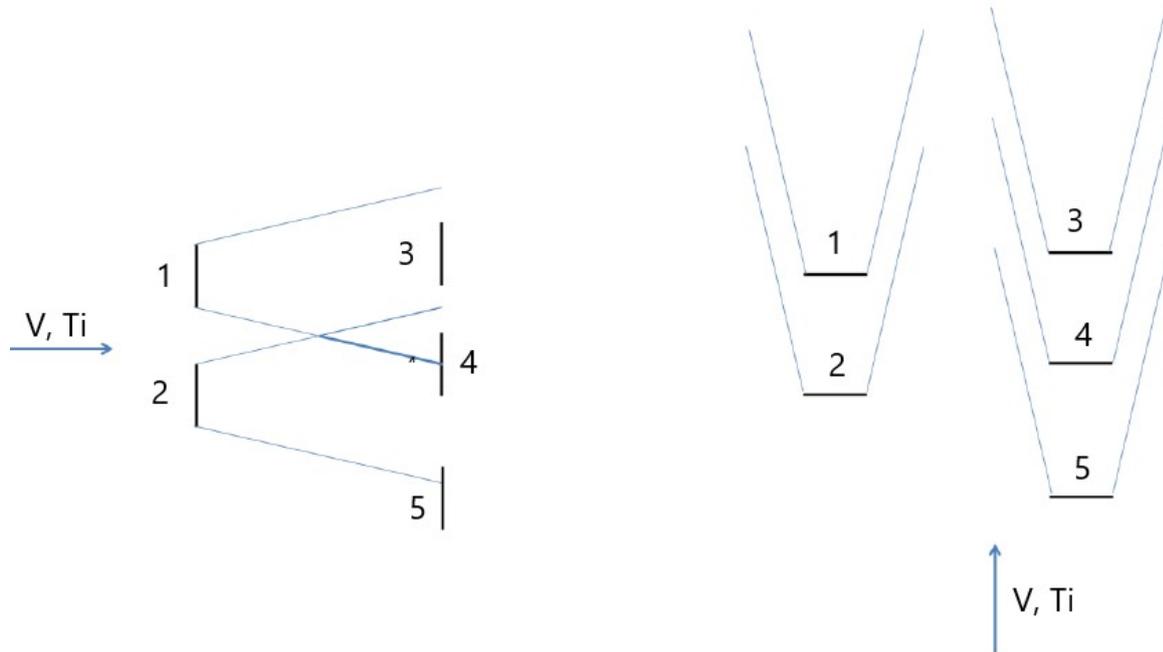
Com as disposições assim mencionadas para vento que ocorrem em vários locais, casos de carga podem ser investigados diferentemente do projeto padrão.

#### 4.5 Cargas de fadiga na operação de parques eólicos

A interpretação das condições de vento IEC são feitas muitas vezes sob a consideração de cargas muito conservadoras, conforme determinado pelas distribuições de frequência de vento IEC local e turbulência, e raramente ocorrem estas condições de vento na localização real. Os dados históricos gravados - SCADA - em parques eólicos têm como objetivo fornecer informações sobre a distribuição Weibull (Seifert, H., *et al.*, 2003) real da velocidade do vento e também das intensidades de turbulência. A primeira abordagem de esforços que realmente ocorrem em uma turbina eólica é a comparação dos danos causados pelas cargas padrão (norma IEC) e dos danos causados pelas cargas das condições do local real. No entanto, para as máquinas consideradas em um parque eólico, as cargas que ocorrem não podem ser consideradas individualmente em cada turbina sem considerar o *layout* das posições das máquinas. Dependendo do *layout* entre as turbinas, há o efeito de sombreamento de uma sobre a outra chamado efeito esteira. Na área da esteira, as velocidades do vento são reduzidas, mas as intensidades de turbulência aumentam. Como os investimentos financeiros podem ser afetados em um parque eólico há que se projetar a melhor forma de desenhar esse *layout*. Na Figura 4.16 as WTG 1 e 2 são inicialmente livres de efeito esteira (independentes) (vento à esquerda). Devido ao desfasamento dos dois primeiros sistemas, o fluxo de entrada é afetado para os equipamentos 3, 4 e 5. Na Fig. 4.16 (esquerda) o sistema 3 é totalmente sombreado pela turbina

1 (esteira completa), a turbina 5 é parcialmente afetada na esteira de 2 (esteira parcial) e a turbina 4 é duplamente afetada pelo sombreamento da mistura das duas turbinas (esteira múltipla) 1 e 2.

Figura 4.16 - diferentes situações de sombreamento produzidas por diferentes direções de vento



Fonte: produzida pelo autor

Assim que o vento muda de direção (Figura 4.16 (direita) vento ao sul), a situação do parque eólico e a influência das máquinas é alterada pelo sombreamento de máquinas vizinhas. Portanto, para cada situação de mudança de vento, a turbina individual deve ser considerada para determinar o dano as outras turbinas no parque eólico. Além disso, a mudança na turbulência ocorre também de forma circundante com a direção do vento, bem como nas distribuições de velocidade do vento. Estes fenômenos são considerados na utilização do software *wp.neo-wake*.

#### 4.6 Desenvolvimento do procedimento

É possível automatizar os métodos de avaliação ao tomar a decisão sobre as etapas (os programas internos) a serem utilizados e a meta final a ser alcançada (cálculo de vida útil estendida). A fim de simplificar a descrição dos métodos utilizados e não considerando a quantidade diferente de variações possivelmente causadas pela variação de turbinas existentes, a estrutura desenvolvida neste estudo, considerou um aerogerador de 1,5 MW de potência nominal. O presente estudo foi restrito a investigar turbinas de 1,5 MW e simular todas as

situações e todo o conceito teórico para o desenvolvimento do estudo de danos em diferentes *layouts* de parques eólicos.

#### 4.6.1 Características nominais dos aerogeradores

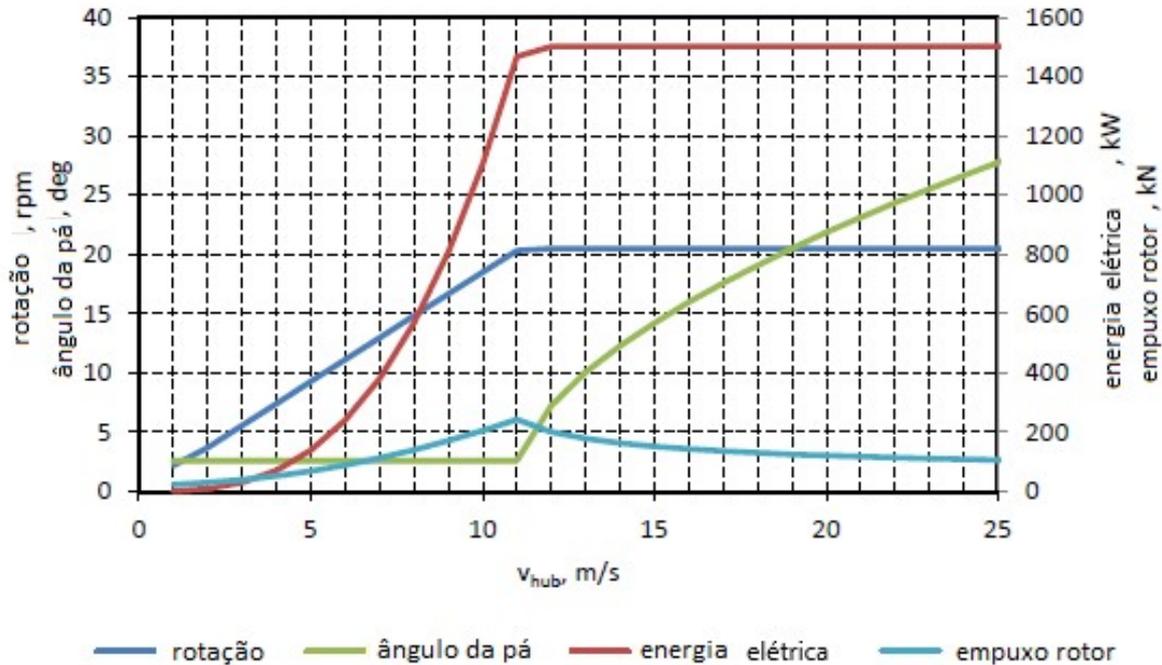
Para a avaliação dos muitos estudos deste trabalho, o conhecimento das propriedades e a curva de desempenho das turbinas eólicas são pré-requisitos de estudo. A Tabela 4.4 lista os parâmetros mais importantes das turbinas e a Figura 4.17 mostra a curva de potência.

Tabela 4.4 - Principais características da turbina eólica de 1,5 MW

$P_{\text{rated}}$	1500 kW
$V_{\text{in}}$	3 m/s
$V_{\text{out}}$	15 m/s
$V_{\text{rated}}$	12 m/s
$n_{\text{rated}}$	20,46 rpm
$\varnothing_{\text{rotor}}$	70 m
$h_{\text{hub}}$	84 m

Fonte: produzida pelo autor

Figura 4.17 – curvas características de potência gerada em turbinas eólicas de 1,5 MW (simulação FAST)



Fonte: produzida pelo autor

A curva de potência é obtida em uma simulação com FAST e esses dados da figura são os primeiros dados de entrada. Para a investigação adicional das cargas, presume-se que o sistema varia a velocidades de 3 m/s a 25 m/s. Nas curvas é visível o instante de início de pitch que se dá a 11 m/s.

#### 4.6.2 Simulação de carga pelo IEC

Para ser capaz de calcular o dano ou a carga equivalente de 1 Hz DEL, é necessário simular e comparar vários espectros de carga calculados pelas equações descritas no capítulo anterior. Para simulação de carga, o programa de código aberto FAST é usado. É um programa de simulação multi-corpos que calcula as cargas em todos os pontos necessários do sistema sob análise. O sistema responde na simulação de um campo de vento da mesma forma simulada que incide sobre o rotor do sistema e calcula as cargas aerodinâmicas teóricas em um elemento da pá. O campo de vento é criado com outro software de código aberto, TurbSim, portanto a simulação de carga inteira se dá em dois passos:

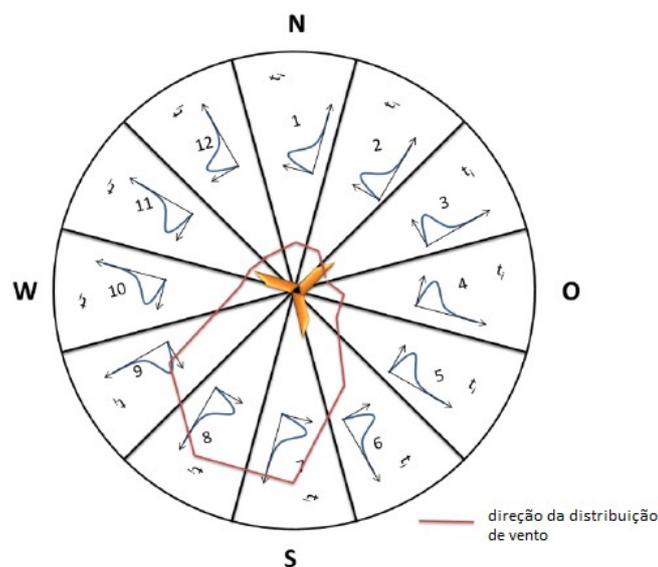
1. TurbSim: criação de campo de vento turbulento
2. FAST: obtenção de carga em turbinas eólicas

Para simular as cargas de acordo com IEC, o software considera que campos de vento comparados devem atender ao padrão da norma IEC. Para a simulação de carga do projeto sempre consideram uma serie temporal com 700 s. No entanto, apenas os últimos 600 s são avaliados. Os primeiros 100 segundos de uma simulação são, portanto, inúteis e distorcem os resultados, já que se consideram o tempo de ligação da máquina. Assim, para cada simulação de carga por componente de uma série, o tempo avaliável é de dez minutos. A análise de séries temporais é então realizada com o software MLife.

#### 4.6.3 Simulação de carga da operação de parques eólicos

Como já foi descrito, as intensidades de turbulência influenciam a esteira de outras máquinas dependendo da direção do vento em um parque eólico e do *layout* do parque. Uma visão simplificada dos sérios danos causados por efeitos dos *layouts* de parques eólicos é levada em conta a partir da norma IEC 61400-1 ed. Para simular a operação de parques eólicos, os campos de vento padrão no programa *wp.neo-wake*, por considerar o ambiente, são divididos em doze setores (FIGURA 4.18). Foi estabelecida a indicação 0° a um vento norte, 90° para uma direção do vento leste, e assim por diante. Pode-se, em seguida, coletar para cada um dos doze setores uma base de dados SCADA do parque eólico contendo a frequência do vento, a distribuição de velocidade do vento e as intensidades de turbulência.

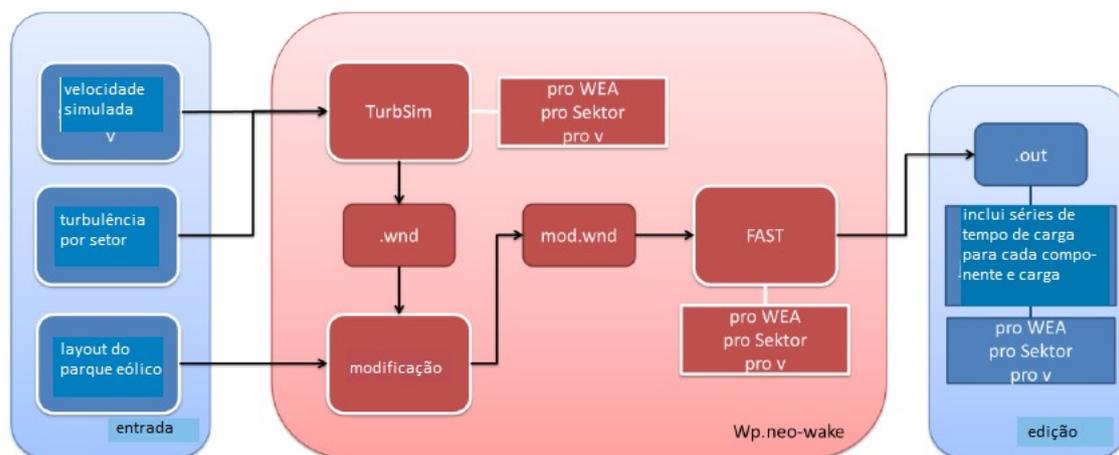
Figura 4.18 - Divisão do ambiente do parque eólico em setores



Fonte: Cosern – Potencial eólico, 2003

O campo de vento é simulado para uma determinada velocidade do vento e intensidade de turbulência conforme o software *wp.neo-wake* modifica para cada sistema levando em consideração o *layout* do parque eólico. Os campos de vento são criados com o software TurbSim (incorporado ao *wp.neo-wake*) correspondentes à situação de parques eólicos e é realizada, com o campo de vento modificado, a simulação de carga no FAST (FIGURA 4.19). Isso cria, para cada máquina e por setor, arquivos de dados de saída rápida com as velocidades do vento simuladas. Cada um destes arquivos de saída que contém a série de tempo de carregamento correspondente para os componentes em questão. Assim, uma indicação sobre o dano pode ser concluída. A resultante das cargas coletivas da série do tempo de carregamento, de acordo com o seu setor, e a incidência do vento associada a uma distribuição de Weibull, devem ser ponderados e combinados no final em um DEL comum.

Figura 4.19 - Estrutura do software *wp.neo-wake*



Fonte: produzida pelo autor

#### 4.7 MLife - software de análise de fadiga

O software MLife é, analogamente ao programa de simulação de carregamento FAST, um programa de código aberto disponível para avaliar a série temporal de carregamento obtida a partir do FAST. O MLife oferece não só a criação de DEL's como muito mais funções que não estão descritas em detalhes aqui, uma vez que não são relevantes para a implementação do projeto. As principais funções usadas neste projeto são para calcular DEL's ao longo do tempo usando as cargas e o *layout* das máquinas. A vantagem do programa é que há vários arquivos com diferentes séries temporais de carga de operação e, adicionalmente, arquivos de série de

tempo de carregamento de vários cenários operacionais independentes (*start-up*, desligamento, etc.) avaliados simultaneamente.

#### 4.7.1 Determinação do dano

O software MLife oferece a possibilidade do chamado "DEL a curto prazo" (DELs), ou seja, as cargas equivalentes durante a vida útil. Além do que está descrito no capítulo 2, os picos e vales não são calculados primeiramente aos DELs, mas ambos os cálculos são realizados em passos separados. No entanto, com base em ambos os passos de cálculo é feita uma contagem Rainflow dos ciclos de funcionamento da série de carga temporal conforme Downing, S. D. *et al.*, (1972).

##### 4.7.1.1 DELs

O MLife determina as DELs,j para qualquer série de tempo de carga. Este DELs,j pode ser determinado pelo operador se as cargas são ou não corrigidas com uma correção de Goodman para uma determinada média (Hayman, G. J., 2012):

$$DEL_{s,j} = \left( \frac{\sum_i n_{ji} \cdot S_{ji}}{n} \right) \quad (4.18)$$

j - Índice do tempo de carregamento da série

i - Índice da última iteração

$S_{ji}$  - carga de ultrapassagem corrigida / não corrigida

Nref,S,j - Número do ciclo de carga de referência da série temporal da carga

##### 4.7.1.2 DEL<sub>L</sub>

Para determinar os ciclos sobre a vida ou tempo do *layout* do parque considerado, é introduzido um fator de avaliação, que já foi mencionado no início deste capítulo:

$$f_{L,j} = \frac{T_L \cdot a \cdot p}{T} \quad (4.19)$$

TL - Tempo interpretação (s)

a - disponibilidade

$P_{wj}$  - probabilidade das caixas correspondentes da distribuição de Weibull

$T_{wj}$  - tempo  $j$  de série de tempo de carga

Este fator de avaliação do número de mudança de ciclo de carga equivalente pode ser determinado ao longo da vida:

$$n_{ref, L, MLife} = \sum_j f_{L,j} \cdot n \quad (4.20)$$

Os novos ciclos de carga são extrapolados pelo mesmo fator:

$$n_{ii} = n_{ii} \cdot f \quad (4.21)$$

Este valor é usado para calcular a carga equivalente DEL durante a vida:

$$DEL_{L, MLife} = \left( \frac{\sum_j \sum_i n_{ji, L}}{n} \right) \quad (4.22)$$

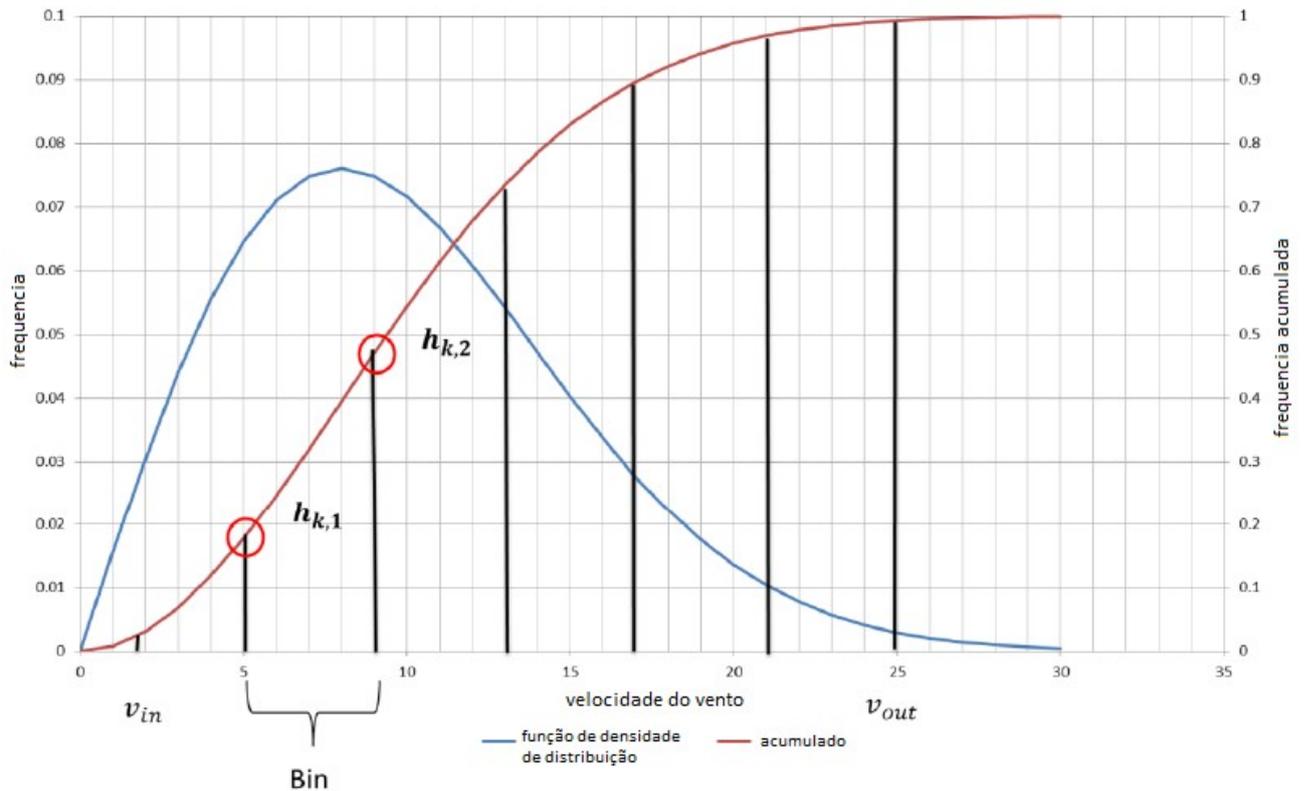
Como os DELs são formados nas diferentes situações de energia eólica, um DEL comum por componente de sistema deve ser determinado a partir de uma pluralidade de pequenos vales. O software MLife modifica o tempo a medida em que  $N_{ref}$  e  $G$  (por tempo em segundos) são determinados. Esta mudança significa apenas que a série temporal de carga considerada que os DELs resultantes ocorrem  $j$  vezes em vinte anos.

#### 4.7.2 A classificação da distribuição de Weibull

O fator de tempo  $f_{L,j}$  contém a probabilidade necessária a partir da distribuição de Weibull de velocidades do vento. A Figura 4.20 mostra a classificação esquematicamente. O tempo de partida e a distribuição de Weibull são divididos em classes iguais. Como a função densidade de distribuição (azul) só permite determinar a frequência para uma velocidade do vento absoluta, deve ser considerada a distribuição cumulativa (vermelho). Com esta distribuição pode ser determinada quantas vezes a velocidade do vento entre um limite inferior e superior ocorre. Aqui, a frequência de uma classe dispõe o seguinte:

$$p_w = h_{k, \gamma} - h \quad (4.23)$$

Figura 4.20 - A classificação da distribuição de Weibull



Fonte: produzida pelo autor

É útil ter simulado uma série de tempo de carga para cada classe criada para que nenhuma informação seja perdida ao longo da vida. Qualquer série de tempo de carga existente pode ser atribuída para a velocidade do vento média o que é, portanto, uma caixa representativa de todas as cargas que seriam causadas pelas velocidades de vento entre os limites superior e inferior. A serem especificados pelos parâmetros do operador tem-se o start e o pitch (em  $V_{in}$  e  $V_{out}$ ) e o tamanho máximo das caixas ( $W_{max}$ ):

$$n_{Bin} = \text{ceil} \left( \frac{v_{out} - v_{in}}{w} \right) \quad (4.24)$$

$\text{ceil}$  descreve uma função que arredonda o valor para o próximo maior número natural. Este valor é usado para calcular a largura real da classe:

$$w_{real} = \frac{v_{out} - v_{in}}{n} \quad (4.25)$$

Com essa largura de classe, a distribuição Weibull correspondente é classificada de  $v_{in}$  para  $v_{out}$ . Deve haver uma série temporal de carga para cada classe. Dependendo do tamanho

das caixas, é possível simular séries temporais de carga na parte superior ou inferior da caixa ou a uma velocidade do vento no meio da caixa.

#### 4.7.3 Possibilidades de aplicação da correção de Goodman

Tal como já descrito, devido à linearidade assumida do diagrama de Goodman, pode ser feita uma correção de cada mudança de carga para um valor R de -1 ou para outro valor médio em particular. Além da possibilidade de compensação para uma média de 0, o MLife oferece duas outras maneiras de determinar o valor médio para o qual as mudanças de carga podem ser corrigidas. Alguns componentes são sempre considerados em todas as séries temporais de carga a serem testadas para as diferentes tensões:

1. Correção para uma média de 0 (R = -1)
2. Correção sobre as médias aritméticas (AM)
3. Correção para as médias ponderadas de Weibull (WM)

Uma das opções adicionais é a determinação da média aritmética das cargas de todas as séries tempo de carregamento:

$$AM = \frac{\sum_j M_{j,i}}{\sum_t} \quad (4.26)$$

A segunda opção envolve a distribuição de Weibull. Na determinação do total significa que os valores médios das séries de tempo de carregamento são ponderados pela frequência da distribuição de Weibull:

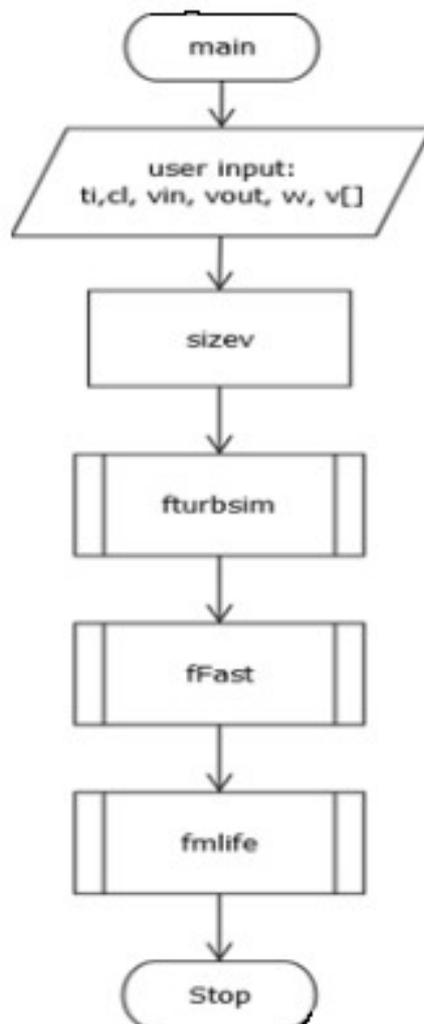
$$WM = \frac{\sum_j M_{j,t_{s,j}}}{\sum_t \dots n} \quad (4.27)$$

Em ambas as equações  $M_j$  descreve a média da respectiva série tempo. Ambas as correções podem levar a problemas uma vez que o montante do valor médio de uma mudança de carga é menor do que a quantidade de WM ou AM. Assim, a carga equivalente é reduzida em comparação com o valor original. Nestes casos, a correção de Goodman pode causar DELs aceitáveis, mas com um valor menor do que DELs não corrigidos. A influência do valor da média dos danos para o material seria então matematicamente terminada em uma menor fadiga.

## 4.8 Análise IEC

Os objetivos da "Análise IEC", que são listados na Tabela 2.1 para cada componente do sistema e suas respectivas cargas, são para calcular a carga equivalente de 1 Hz (DEL) de acordo com a designação IEC. Na Figura 4.21, são descritas as etapas do programa *wp.neo-wake* em forma de fluxograma, as informações do sistema são inicialmente solicitadas pelo usuário e utilizadas na ordem descrita. Isto é, na função "fturbsim" gera-se um campo de vento correspondente com o software TurbSim para qualquer dada velocidade de vento e é posteriormente executada uma simulação FAST com cada um dos campos de vento na função "fFast". Os resultados são avaliados com a série de tempo de carga apropriada. Sobre estes DEL's formados, a função "fmlife" na Tabela 4.5 descreve as funções mencionadas. Os fluxogramas dos processos podem ser encontrados no Apêndice A.

Figura 4.21 - Fluxograma do programa principal para análise IEC



Fonte: retirada do programa *wp.neo-wake*

Tabela 4.5 - Funções computacionais utilizadas

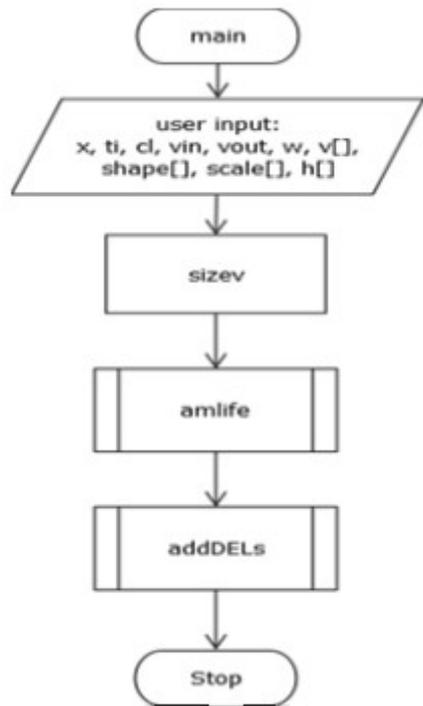
<b>Função</b>	<b>Descrição</b>
<b>fturbsim</b>	cria um campo de vento para cada velocidade do vento com o software TurbSim; renomeie isto após a velocidade do vento simulada e a intensidade de turbulência especificada e salve-a em uma nova pasta;
<b>fFast</b>	realiza uma simulação de carga com o software Fast para cada velocidade do vento com os campos de vento criados em fturbsim; renomeia os arquivos de saída de acordo com a velocidade do vento e intensidade de turbulência e salva-os em uma nova pasta;
<b>fmlife</b>	altera um arquivo de entrada MLife de acordo com as variáveis especificadas pelo usuário (ti, cl, w); adiciona arquivos de saída rápida ao arquivo de entrada MLife; realiza uma avaliação com o MLife;

Fonte: produzida pelo autor

#### 4.8.1 Análise “parque eólico real”

Semelhante a "Análise IEC" é o esboço da "análise parque eólico real" (FIGURA 4.22) é também muito simples. Ao contrário da análise IEC, os campos de vento em TurbSim e FAST já foram criados no programa *wp.neo-wake*. O objetivo da análise do parque eólico é, por conseguinte, produzir um DEL para cada máquina e direção de tensão a partir dos resultados (séries de tempo de carregamento de simulações FAST) do *wp.neo-wake*. Para este efeito, um DEL é encontrado na primeira função "mlife" para cada máquina e cada setor gerado. Além disso, por comparação com a IEC, os resultados calculam o tempo de funcionamento prolongado. A construção detalhada das funções pode ser encontrada no Apêndice A.

Figura 4.22 - Fluxograma do programa de análise de parques eólicos



Fonte: retirada do programa *wp.neo-wake*

#### 4.9 Determinação de cargas de fratura para aplicação da correção de Goodman

Como já mencionado, o programa Mlife oferece várias opções para corrigir as mudanças de carga. Para todas as opções, as LULT's (Jensen, N.O., 1983) devem primeiro ser determinadas com os valores máximos toleráveis para as cargas estruturais. A tensão de base das pás de rotor por meio dos momentos que ocorrem é investigada nos três eixos, de modo a calcular o dano nas direções (danos de *flapwise*, *edgewise* e torção). Por conseguinte, é necessário que cada uma das três direções possua sua carga extrema (LULT) do material em teoria. O valor de LULT é a carga máxima que o material é capaz de suportar. Uma vez que se pode presumir que os sistemas, por padrão, são projetados para operar em suas cargas extremas e suportá-las, o valor da carga máxima não deve ser definido como muito pequeno. No entanto, um aumento extremo dessa carga reduz muito a influência da correção de Goodman, considerando que com um valor limite de  $LULT \rightarrow \infty$  a carga corrigida SG corresponde à carga original S. Como a determinação desse valor desempenha um papel tão grande, exames precisos das cargas extremas foram realizados não apenas na raiz da pá, mas em toda a pá.

#### 4.9.1 Cargas ao longo de toda a seção da pá

Para determinar quaisquer seções críticas na pá do rotor e para descobrir se essas seções têm que ser consideradas, além da raiz de pá nas avaliações, cargas extremas foram mostradas ao longo do comprimento da pá do rotor.

Em repouso, as cargas sobre a pá de rotor nos diferentes pontos podem ser inseridas ao longo do comprimento. Os possíveis pontos de saída examinados são apresentados na figura 4.23. Para a pá de máquina de 1,5 MW de potência nominal, o comprimento previsto até a ponta da pá é de 33,25 metros a partir da raiz, os seguintes pontos são:

Figura 4.23 - Ilustração dos pontos de análise ao longo do comprimento da pá do rotor



Fonte: produzida pelo autor

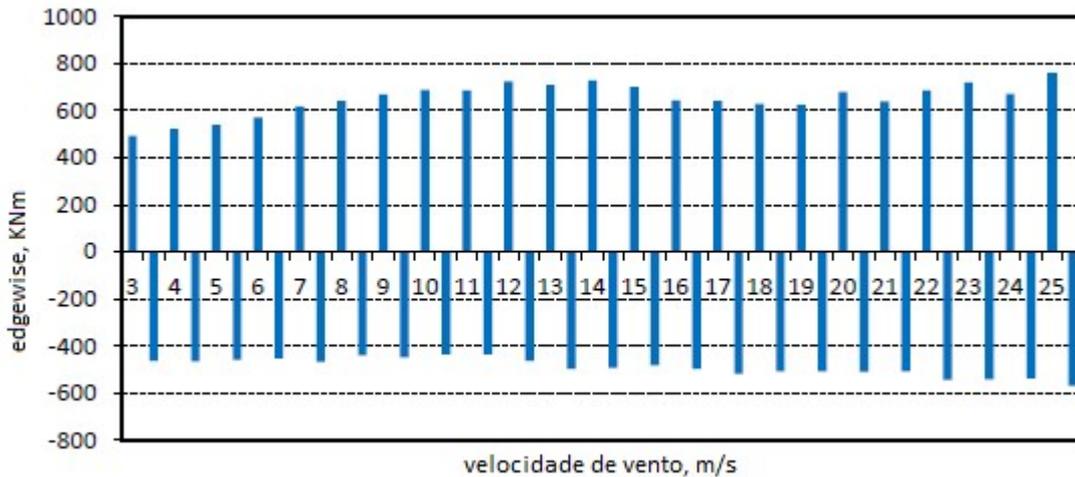
##### 4.9.1.1 Cargas na pá do rotor em modo de produção

Como as maiores cargas que ocorrem devem ser informadas, para se determinar as LULT's, além dos eventos extremos, as cargas nas pás também foram examinadas durante a operação normal de produção da fábrica. Para isso, as cargas máxima e mínima resultantes de cada série temporal de velocidade do vento foram examinadas para cada ponto na pá do rotor. Descobriu-se que o curso dos momentos *flapwise* (impacto) e *edgewise* (giratório), conforme mostrado na Figura 4.24 e na Figura 4.25, é semelhante para cada ponto na pá do rotor. As figuras mostram as cargas na raiz da pá do rotor. Para a ponta da pá as cargas são menores. A uma velocidade nominal do vento de 12 m/s, o sistema começa a regular, razão pela qual os momentos de flexão nesta área são maiores e depois diminuem novamente. No momento *edgewise* mostram-se as maiores cargas nas maiores velocidades do vento.

A Figura 4.26 mostra o curso dos momentos de torção, encontrados da raiz da pá do rotor até cerca da metade da pá do rotor. A única diferença para a segunda metade da pá (FIGURA 4.27) são as cargas mínimas em altas velocidades do vento, que continuam a ficar negativas. As

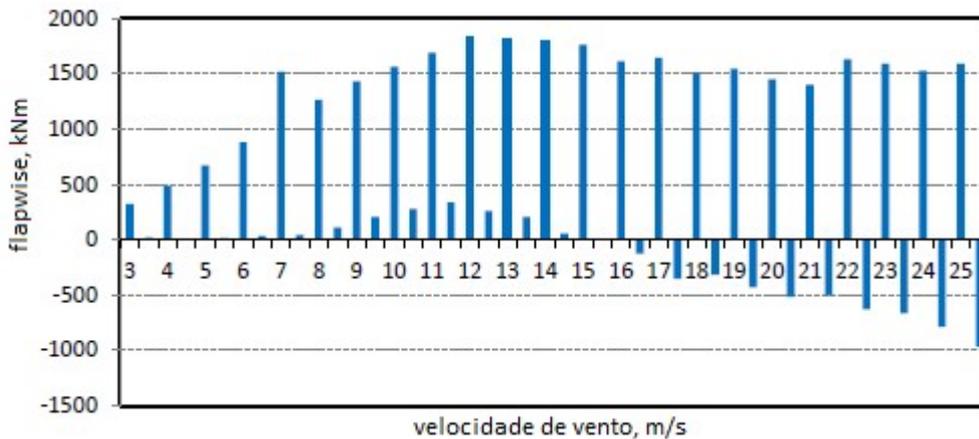
maiores cargas encontram-se a velocidades médias do vento de cerca de 15 m/s e a altas velocidades do vento imediatamente antes da velocidade do vento de desligamento.

Figura 4.24 - Momentos máximos de *edgewise* sobre a velocidade do vento no modo de produção usando o exemplo da raiz da pá (classe de turbulência A)



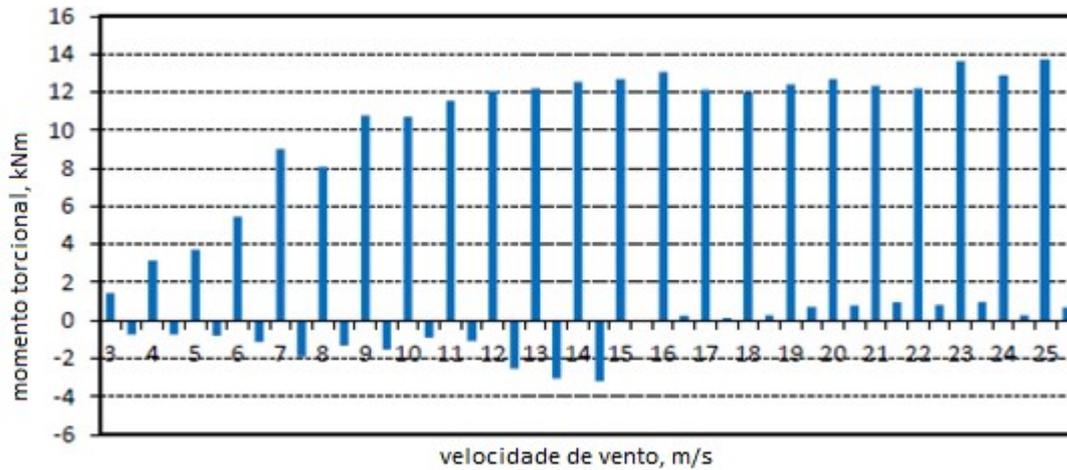
Fonte: produzida pelo autor

Figura 4.25 - Momentos de *flapwise* máximo sobre a velocidade do vento na turbina em produção usando o exemplo da raiz da pá (classe de turbulência A)



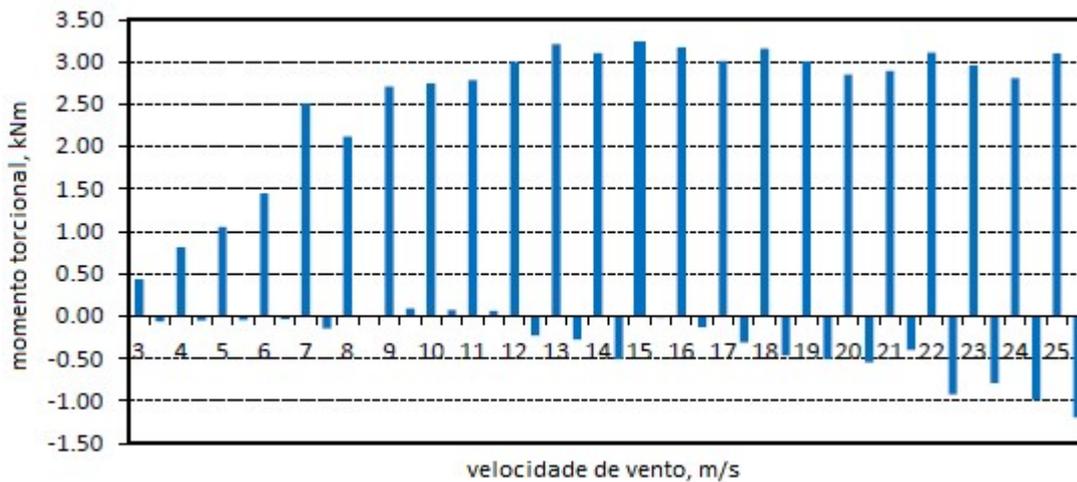
Fonte: produzida pelo autor

Figura 4.26 - Momentos torcionais máximos sobre a velocidade do vento no modo de produção usando o exemplo da raiz da pá (classe de turbulência A)



Fonte: produzida pelo autor

Figura 4.27 - Momentos torcionais máximos sobre a velocidade do vento na operação de produção a 17 m da raiz da pá (classe de turbulência A)



Fonte: produzida pelo autor

#### 4.9.2 Determinação das cargas de ruptura (LULT's)

Para a determinação real das LULTs, as cargas máximas da operação de produção são comparadas com as cargas máximas dos casos de carga extrema, que de acordo com a norma são atribuídos um fator de segurança de 1,35 e a partir dela a LULT é determinada para cada classe de turbulência e direção da carga. A tabela 4.6 mostra a comparação e as cargas máximas definidas.

Tabela 4.6 - Cargas máximas na raiz da pá do rotor em diferentes situações de operação; LULTs

Cargas máximas, kN.m					
Tipos de carga	Desligamento em extremos	Notab-circuito	Vento de 50 anos	Operação em produção	LULT, kN.m
<b>Turbulência Classe A</b>					
<i>Flapwise</i>	1140	838	710	727 (14 m/s)	<b>1200</b>
<i>Edgewise</i>	1760	817	-1370	1830 (12 m/s)	<b>2500</b>
<b>Torção</b>	18,1	9,46	27,6	13,7 (24 m/s)	<b>27</b>
<b>Turbulência Classe B</b>					
<i>Flapwise</i>	936	838	710	748 (13 m/s)	<b>950</b>
<i>Edgewise</i>	942	817	-1370	1730 (15 m/s)	<b>2300</b>
<b>Torção</b>	14,9	9,46	27,6	14,6 (25 m/s)	<b>27</b>
<b>Turbulência Classe C</b>					
<i>Flapwise</i>	898	838	710	698 (13 m/s)	<b>900</b>
<i>Edgewise</i>	860	817	-1370	1620 (13 m/s)	<b>2200</b>
<b>Torção</b>	13,7	9,46	27,6	12,1(24 m/s)	<b>27</b>

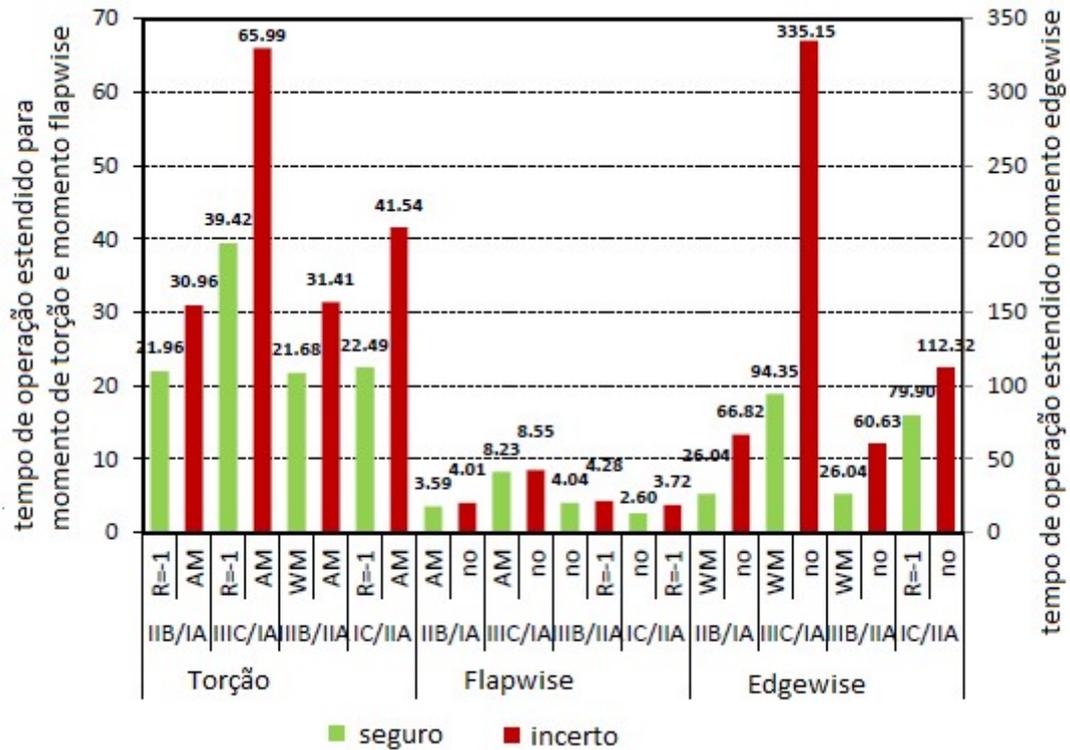
Fonte: produzida pelo autor

Segundo a norma IEC 41600-1 casos extremos de operação equivalem a danos gerados por fadiga por 50 anos (diferentemente dos 20 anos de vida útil aos quais as turbinas são projetadas para operar). O conjunto de LULT's é determinado especialmente pelo desligamento em cargas extremas e operação de produção em altas velocidades do vento. Somente o momento torsional máximo é dado pela carga durante um vento de 50 anos. Todos os exames adicionais e cálculos de fadiga foram feitos com as LULT's assim determinadas.

#### 4.9.3 Influência da correção de Goodman no dano calculado

Em cada caso foram utilizados o mais conservador e o menos conservador (ver Figura 4.28) dos cenários possíveis de simulações com as correções de Goodman AM, WM e sem correção.

Figura 4.28 - Raiz da pá do rotor, tempo de operação estendido calculado de várias correções



Fonte: produzida pelo autor

Os menores tempos de operação foram encontrados nos DEL dos momentos de impacto - *flapwise*. No que diz respeito ao DEL IIIC/IA existe uma margem de entre mais de 300 anos e cerca de 100 anos de vida prolongada teórica que pode ainda ser atingida, o que pode levar a pá a 100% de danos em cargas mais leves no local IIIC. Grandes flutuações de torção nas previsões são esperadas. No entanto, a tensão limite será aquela na direção de rotação, uma vez que a turbulência e as distribuições de vento têm menos influência sobre ela. A maior diferença nas previsões para o tempo de operação estendido está em proporção ao DEL de IC/IIA. O resultado mais conservador foi alcançado a partir das alterações de carga não corrigidas, e o resultado mais incerto a partir das alterações de carga corrigidas "AM".

Devido aos diferentes resultados do exame e as influências das correções consideradas, recomenda-se que as avaliações posteriores observem de perto os resultados de todas as correções e se orientem de acordo com a relação mais conservadora.

## 5 APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

### 5.1 Uso de metodologia otimizada para o parque eólico Alegria – Guimarães (RN)

O parque eólico Alegria foi escolhido porque nele há informações de localização em medições de vento completas e estes dados estão disponíveis na internet (dados históricos de vento medidos). O parque está localizado a oeste da cidade de Guimarães – RN – onde ficam situados alguns complexos de parques eólicos. Trinta e uma turbinas eólicas de classe 1 produzem um total de 51 MW (AN bônus) desde 2010 (Pierrot, M., 2019). Na imagem por satélite (FIGURA 5.1), o arranjo das turbinas (x vermelho) pode ser visto, assim como a numeração dos sistemas que serão mantidos nas seções seguintes. Uma vez que o método desenvolvido é adotado exclusivamente para sistemas de 1.5 MW as turbinas exibidas na Figura 5.1 foram substituídas e simuladas pelo software *wp.neo-wake* por turbinas fictícias de 1,5 MW.

Figura 5.1 - Imagem de satélite do parque eólico Alegria I com números nas 31 turbinas



Fonte: google Earth (2019)

Para obter uma simulação das mudanças que ocorrem na esteira no campo de vento com o software *wp.neo-wake* devemos primeiro determinar a localização precisa das turbinas.

Tabela 5.1 - Posição das turbinas no parque eólico de Guamaré (coordenadas UTM)

Turbina	Posição em m		Posição em D (conforme o <i>wp.neo-wake</i> )	
	Norte	Leste	x	y
1	0	0	0	0
2	76,76	188,06	+00076,76	+00188,06
3	179,56	416,51	+00179,56	+00416,51
4	221,71	594,66	+00221,71	+00594,66
5	331,56	838,32	+00331,56	+00838,32
6	433,46	1088,24	+00433,46	+01088,24
7	549,16	1378,36	+00549,16	+01378,36
8	609,83	1567,18	+00609,83	+01567,18
9	718,48	1810,43	+00718,48	+01810,43
10	759,25	2033,42	+00759,25	+02033,42
11	786,53	2256,54	+00786,53	+02256,54
12	854,49	2560,91	+00854,49	+02560,91
13	983,09	1240,91	+00983,09	+01240,91
14	1160,18	1638,83	+01160,18	+01638,83
15	1161,23	262,7	+01161,23	+00262,70
16	1126,6	526,3	+01126,60	+00526,30
17	1262,52	701,33	+01262,52	+00701,33
18	1384,61	943,79	+01384,61	+00943,79
19	1453,01	1159,89	+01453,01	+01159,89
20	1554,98	1396,02	+01554,98	+01396,02
21	1663,73	1787,53	+01663,73	+01787,53
22	1738,18	2159,31	+01738,18	+02159,31
23	1540,99	2984,53	+01540,99	+02984,53
24	1615,7	3241,5	+01615,70	+03241,50
25	2037,11	3052,16	+02037,11	+03052,16
26	2152,74	2903,39	+02152,74	+02903,39
27	2628,4	3342,92	+02628,40	+03342,92
28	2723,36	3092,81	+02723,36	+03092,81
29	3363,52	3444,82	+03363,52	+03444,82
30	3383,88	3289,19	+03383,88	+03289,19
31	3964,24	3383,85	+03964,24	+03383,85

Fonte: produzida pelo autor

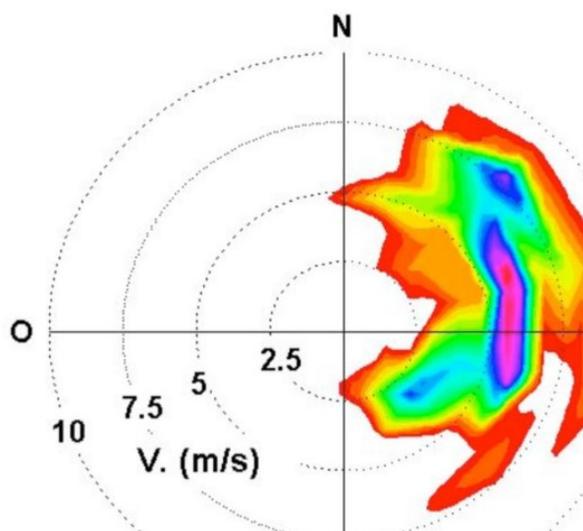
A Tabela 5.1 apresenta as coordenadas de todas as turbinas. Para a simulação, é necessária uma indicação das posições em diâmetro do rotor (unidade D). Para as turbinas de 1,5 MW de potência nominal, estes valores são de 70 m. Devido a cálculos internos o software *wp.neo-wake* adota o eixo-x do sistema de coordenadas cartesianas de norte a sul, e o eixo y de leste a oeste.

### 5.1.1 Localização geográfica do parque

Para uma avaliação dos resultados pelo *wp.neo-wake*, conforme descrito neste estudo, a direção do vento e as distribuições de frequência de vento dos 12 setores deve ser conhecida para o local considerado. Estes dados foram obtidos a partir das medições existentes de um mastro de medição e analisadas no local de Guamaré em um ano com vento típico (período de 01.05.2009-30.04.2010) para a informação requerida. Uma vez que as velocidades de vento foram registradas a uma altura de 30 m, esses valores foram corrigidos por extrapolação para a altura do cubo de 80 m. Para isso, um fator da média quadrienal (2001 a 2004) de dados para o mastro foi formada, corrigindo assim a média do ano 2009/10 de dez minutos. Sobre a influência dos dados pelo equipamento de medição presente na turbulência e nos campos de vento (o mastro de medição), não há nenhuma consideração, uma vez que a funcionalidade do método desenvolvido desconsidera a presença do mesmo.

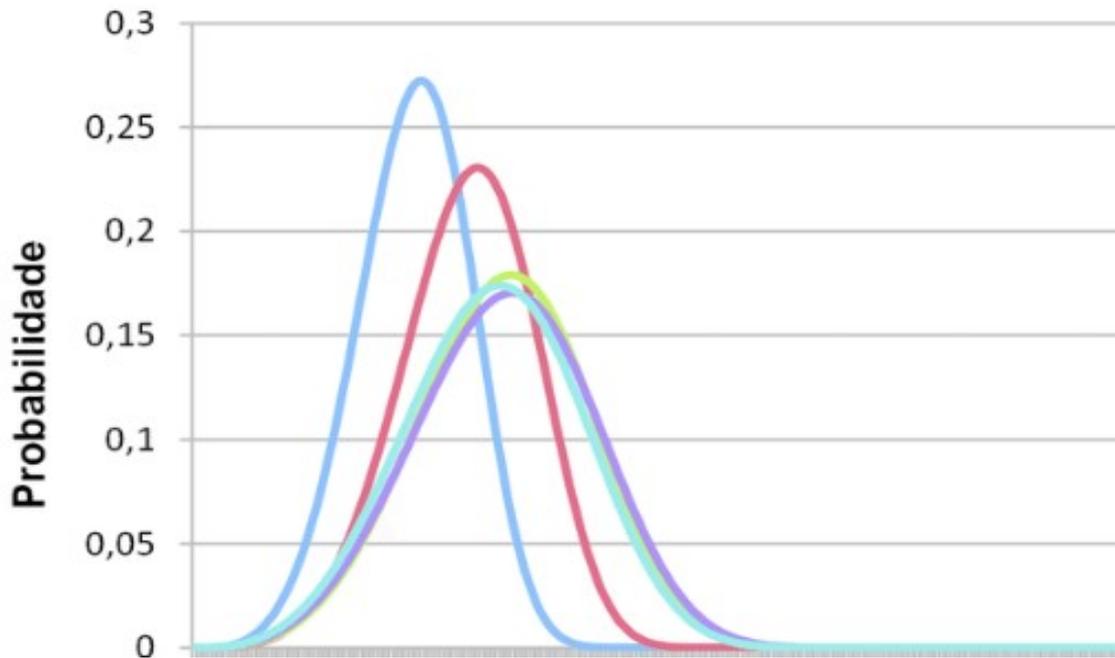
A distribuição de direção do vento obtida a partir dos dados de medição do mastro pode ser vista na Figura 5.2. Pode ser visto que as áreas do setor nordeste são as da direção do vento principal. Para toda a região uma distribuição de frequência característica do vento local pode ser observada, isso pode ser visto na Figura 5.3. Na figura 5.3, podemos observar que em uma altura de 15 m há uma maior probabilidade de ventos ocorrerem numa velocidade de 5,2 m/s (pico mais alto, seguindo a ordem crescente de altura e decrescente da altura do pico). Uma distribuição de Weibull correspondente aos parâmetros de escala A e o fator de forma k criado utilizando o programa ALWIN (1995). Agosto é o mês com ventos mais fortes.

Figura 5.2 - Distribuição da direção do vento no local no RN para o ano 2009/10



Fonte: Cosern, potencial eólico 2010

Figura 5.3 - Distribuição de frequência de vento na cidade de Guimarães (RN)



Fonte: Cosern, potencial eólico 2010

Cada um dos doze setores de vento requerem uma distribuição de Weibull para aplicação e avaliação dos resultados no *wp.neo-wake*. Para isso, classificam-se os dados de vento por setores e, em seguida, formam-se as distribuições correspondentes. Os parâmetros de escala e os fatores de forma são esses dados de vento necessários na formação das distribuições de Weibull e podem ser encontrados na Tabela 5.2.

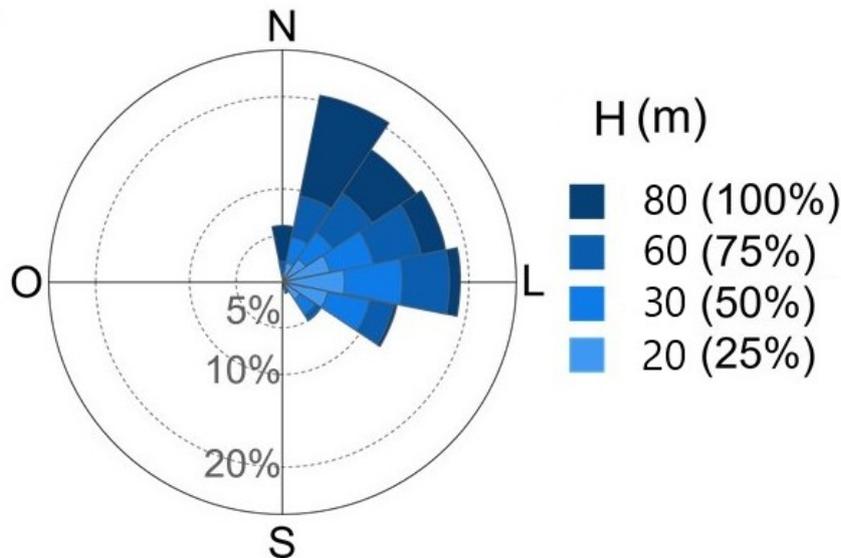
Tabela 5.2 - Parâmetros de Weibull para os doze setores no local – Guimarães - RN

	Setor	A (m/s)	K
1	364° -15°	5,22	2,56
2	16° -45°	5,7	2,11
3	46° -75°	5,1	2,61
4	76° -105°	6,09	2,49
5	106° -135°	5,33	2,87
6	136° - 165°	4,68	2,95
7	166° -195°	5,64	2,81
8	196° -225°	6,23	2,73
9	226° -255°	6,6	2,51
10	256° -285°	7,21	2,33
11	286° -315°	5,92	2,05
12	316° -345°	4,97	2,07

Fonte: software *wp.neo-wake*

A geometria complexa do parque eólico pode dificultar a avaliação dos resultados da simulação. A frequência e direção de ventos que fluem a altas e baixas velocidades é representada por distribuições de Weibull. Analogamente, pode-se alcançar uma distribuição de produção de energia ao longo dos setores (FIGURA 5.4). Esta distribuição pode ser vista como uma medida dos danos pelos setores e facilita avaliações subsequentes.

Figura 5.4 - Percentagem de produção anual de energia por setores



Fonte: Cosern, potencial eólico 2010

### 5.1.2 parâmetros de simulação

A fim de executar um cálculo detalhado, outros parâmetros para as simulações precisam ser definidos. As distribuições de Weibull de doze setores e a distribuição de Rayleigh da "interpretação IEC" são classificadas como descrito na secção 5.1, para alguns parâmetros de simulação com os softwares TurbSim e FAST que devem adotar tais parâmetros. Para a simulação, de acordo com a norma IEC foi determinada com a turbulência de Classe A.

Para a simulação da operação de parques eólicos e a intensidade de turbulência dos doze setores deve ser dada a posição exata das turbinas. Uma vez que esta não pode ser determinada a partir dos dados disponíveis, uma intensidade de turbulência de Classe B foi utilizada para cada setor.

Para calcular depois da simulação, a avaliação e a determinação dos DEL com o software MLife, a distribuição de vento II foi escolhida para a concepção dos dados de acordo com a

norma IEC. Deste modo, verifica-se que as máquinas foram concebidas de acordo com a classe II AEM.

Para avaliar os resultados *wp.neo-wake* com MLife a frequência correspondente da direção do vento e os parâmetros de Weibull das distribuições de frequência de vento foram tomadas para cada setor.

A fim de avaliar o impacto de várias correções de Goodman, três avaliações foram realizadas com uma correção.

Tabela 5.3 - parâmetros de simulação para o parque eólico Alegria

Simulação	IEC	Parque	Livre
Turbulência	A	B	B
Distribuição de Vento	II	por setor pela tabela 5.3	por setor pela tabela 5.3
Velocidade de Vento	5, 8, 10, 12, 16		
Correção aplicada	Correção de Goodman: AM, WM R=-1		

Fonte: produzida pelo autor

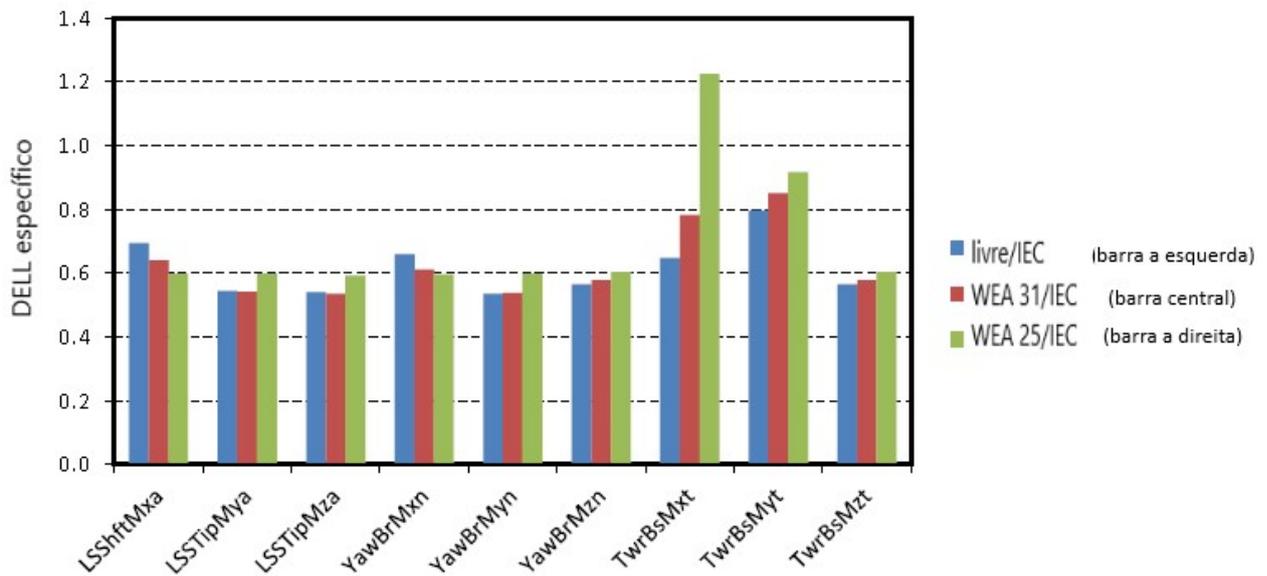
### 5.1.3 Os resultados da simulação e análise

Para avaliar os DEL e os períodos prolongados resultantes de operação por meio da análise das cargas sobre o eixo do rotor, a cabeça da torre e a base da torre, apenas as máquinas com o menor dano e o tempo de funcionamento prolongado mais elevado são analisadas, como turbina de vento individual, a fim de evitar uma representação confusa. Como o objetivo do trabalho é avaliar o efeito esteira no *layout* já instalado do parque, o sistema 31 teve geralmente os mais longos períodos de funcionamento, enquanto o sistema 25, o menor. Na Figura 5.5 e 5.6, o dano é normalizado para a turbina de vento de Classe II. Aqui pode ser visto já que a WEA 25 apresenta os componentes mais danificados.

Analisando a distribuição de energia a partir da Figura 5.4 pode ser visto que os ventos mais frequentes e mais fortes vêm da direção leste (sentido leste-oeste). Assim, turbinas situadas a direita (FIGURA 5.1) (turbinas 31 e 15-22) operam com ventos que fluem livres de turbulência causadas pelo efeito esteira e turbinas situadas a esquerda (demais turbinas) operam em esteira completa, parcial ou múltipla. Os sistemas a esquerda são, portanto, mais danificadas do que os da direita. Além disso, a turbina de vento 25 é sombreada em um vento de leste pela esteira das

turbinas de vento 27, 28, 29, 30 e 31. Com exceção das WEA 13 e 14, que estão também nas imediações das turbinas eólica da linha esquerda, as distâncias até as máquinas da linha direita são demasiadas grandes para o seu sombreamento ser considerado fraco. Um fluxo de vento de leste a estas instalações é mais ou menos equivalente a um fluxo livre. As turbinas da esquerda tiveram danos mais marcantes que as turbinas da direita, e nelas cada vez mais vibrações transversais devem ocorrer ocasionando um cuidado maior e mais simulações com essas torres. A Figura 5.7 apresenta os períodos operacionais calculados.

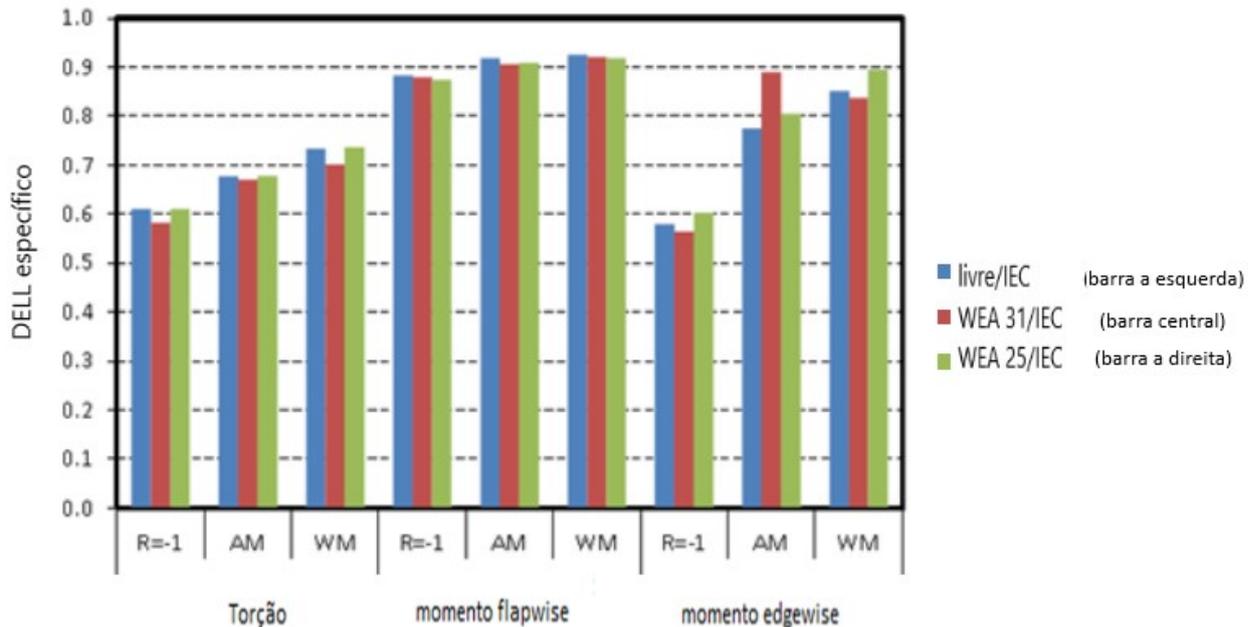
Figura 5.5 - componentes de aço DELL específico; Parque eólico Alegria (IEC  $\triangleq$  WEA classe II)



Fonte: produzida pelo autor

Para avaliar o dano na raiz da pá, as três opções de correção (descritas no capítulo 4) são comparadas para corrigir as mudanças de carga. A correção mais conservadora em todas as três direções consideradas (x, y e z) é a "correção WM". Ainda, pode ser claramente visto que o maior dano da turbina eólica consegue dobrar o momento alcançado e conseqüentemente a vida útil alcançada. Além disso, pelo momento *flapwise* da turbina eólica 25, um dano de quase 90% é encontrado, e é causado pela localização dessa instalação dentro do parque eólico.

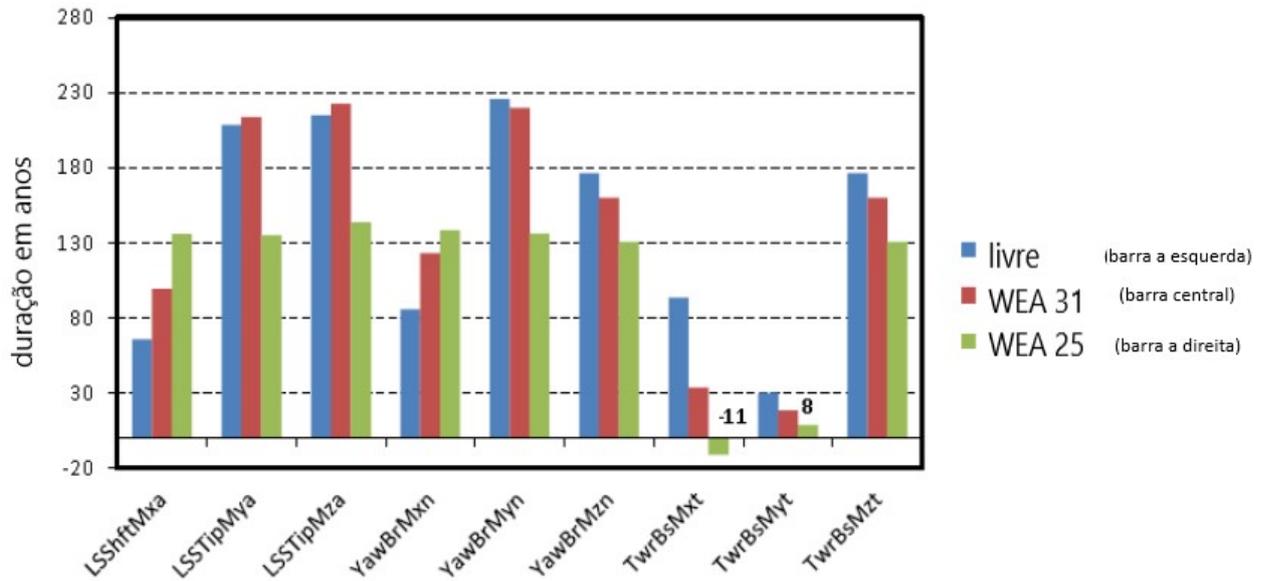
Figura 5.6 - valores do DELL específico da pá do rotor; Parque eólico Alegria (IEC $\cong$ WEA classe II)



Fonte: produzida pelo autor

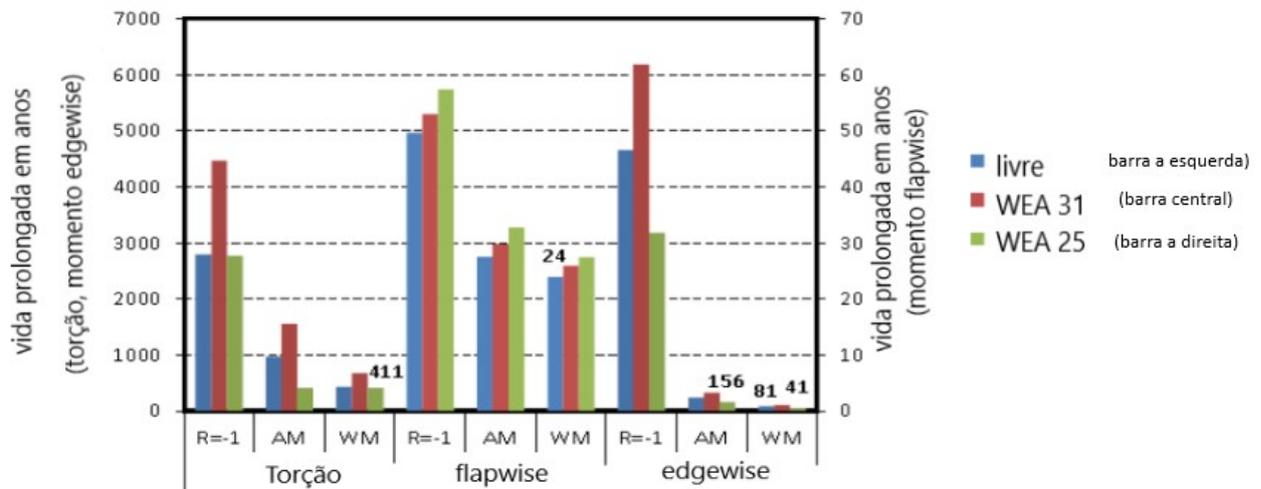
As Figuras 5.7 e 5.8 mostram os danos calculados e representados por horas de funcionamento estendidas que tenham sido determinadas por diferentes tipos de cargas. É especialmente evidente na raiz da pá, que o valor assumido como inclinação da curva SN ( $m = 4$  para componentes de aço e  $m = 10$  para as pás) afeta o prognóstico final para a operação da turbina e é igualmente importante considerar as várias correções de Goodman e compará-las. A turbina eólica individual que tem o maior dano à raiz da pá devido ao momento *flapwise*, mesmo com a facilidade da correção mais conservadora (WM), poderia durar o dobro do tempo real na localidade real do que para a localização IEC fictícia. O alto dano pelo momento de flexão (*edgewise*) na raiz da pá da turbina eólica 31 tem como consequência que ela poderia ser operada por mais 40 anos no local real. As horas de operação encurtadas devido às cargas na base da torre permanecem marcantes. A partir destas investigações, é verificado que uma mudança de intensidade de turbulência em todos os componentes de aço tem a mesma influência. O forte efeito sobre a base da torre é, portanto, inteiramente devido às situações de "esteiras parciais".

A Figura 5.7 - Tempo de funcionamento prolongado dos componentes de aço; Parque eólico Alegria



Fonte: produzida pelo autor

A Figura 5.8 - Tempo de funcionamento prolongado da raiz de pá de rotor; Parque eólico Alegria



Fonte: produzida pelo autor

A análise dos resultados mostra que, com a ajuda do método desenvolvido e através da otimização do software *wp.neo-wake* as primeiras previsões para um tempo de funcionamento prolongado podem ser feitas para as turbinas eólicas. No entanto, uma nova expansão do programa será necessária. Pois os modelos matemáticos utilizados nos cálculos realizados pelo *wp.neo-wake* geram valores de DEL que ao serem comparados com o DEL<sub>IEC</sub> podem alcançar valores negativos de quantidade de anos de vida (figura 5.7 indica menos 11 anos para a turbina 25 no momento na direção x da base da torre – mesmo este componente não sendo considerado o

mais solicitado e sim a raiz da pá, demonstrado na figura 5.8), e uma atualização do programa que exclua esta “falha” e traga um valor zerado nestes casos, servirá como alerta para o componente da turbina que sofreu o dano que gerou este DEL. Outra atualização necessária é a de padronizar as correções de Goodman utilizadas nos cálculos para as regiões onde será utilizado o cálculo de vida prolongado, tendo em vista que este dado é muito influenciado pela distribuição de frequência de weibull (dado que é extraído pelo mapeamento dos ventos de uma região específica).

## 6 CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS

Inicialmente há de se considerar que o presente trabalho não considerou as falhas que acontecem em proporção considerável na turbina eólica. Exemplos dessas falhas são a inadequada lubrificação nos rolamentos que causam vibrações, relâmpagos, design das pás mal elaborado, materiais inadequados nas fabricações dos componentes e acúmulos de materiais nas pás (como insetos, óleo e gelo). Entretanto as condições climáticas extremas são consideradas nas simulações e o acionamento do pitch (ajuste no ângulo da pá ao considerar o alcance da potência máxima atingida) foi exemplificado na metodologia. Considerações como materiais de fabricação dos componentes são importantes nas simulações apenas na escolha da inclinação da curva SN. As falhas consideradas no presente projeto são apenas as descritas na metodologia (oriundas de cargas de fadiga pelo efeito esteira no parque eólico).

Depois de desenvolver o método de previsão do tempo de operação estendido de turbinas eólicas em parques eólicos, pode-se concluir que o dano calculado e simulado obedeceu a lógica visual que pode ser observada com turbinas a esquerda sofrerem mais danos que as da direita, tendo em vista que os vento mais frequentes e fortes vem da direção leste e o método funcionou. No entanto, a precisão desse prognóstico depende fortemente dos modelos de rastreamento usados. Pequenas mudanças nos parâmetros determinantes do sombreamento têm um grande impacto no dano calculado aos componentes da turbina e um impacto ainda maior no tempo de operação prolongado resultante. Portanto, combinando o programa *wp.neo-wake* e o método desenvolvido, pode-se determinar uma tendência. Essa tendência fornece informações sobre quais dos sistemas em um parque eólico são particularmente afetados pelas influências externas e quais componentes do sistema sofrem o maior dano. Para aplicação futura do método e a determinação de possíveis tempos de operação estendidos, uma inspeção visual periódica e a manutenção regular do sistema não podem ser substituídas. No entanto, como resultado da tendência emergente, os intervalos de visualização podem ser ajustados e alongados, como resultado do qual as reduções dos custos para a operação de parques eólicos são possíveis. Este é o principal objetivo comercial do uso do software *wp.neo-wake*.

O objetivo geral desse trabalho foi alcançado pois foram comparadas as cargas sob as quais quatro componentes específicos de uma turbina eólica (raiz da pá, nacele, eixo e base da torre) são submetidas em operação e as cargas de projeto definidas pela norma IEC 61400-1 e isto alcançou uma conclusão de que a turbina 25 alcançaria um tempo de vida prolongado de 25

anos, enquanto a turbina 31 alcançaria 41 anos, mostrando portanto que a turbina mais solicitada é a 25.

Todas as etapas de simulação foram concluídas e seus resultados alcançaram os valores dos DEL's com o uso do software *wp.neo-wake*, o que foi necessário para se alcançarem as cargas de fadiga nos componentes da turbina.

Foi concluída a validação do software pela simulação e avaliação dos dados em um parque real localizado na cidade de Guamaré (RN).

A fim de garantir a aplicabilidade do programa no futuro e para alcançar um aumento na precisão e validade dos resultados do programa, os modelos aplicados têm que ser verificados por medições adicionais e modelos possivelmente novos e mais apropriados inseridos. Além disso, é certamente importante poder verificar os resultados quanto à plausibilidade com a ajuda de valores empíricos, e é por isso que eles só podem ser interpretados com conhecimento especializado. Uma interpretação profissional dos resultados pode fornecer recomendações para a operação segura e contínua do parque eólico. Isto inclui um possível desligamento antecipado de sistemas isolados, a fim de protegê-los de danos excessivos ou para proteger os equipamentos que já estão ultrapassados. Também são concebíveis cenários nos quais as turbinas eólicas são desligadas em determinadas velocidades ou direções do vento, a fim de manter baixas as cargas no parque eólico. Como resultado da intervenção necessária no controle do sistema, o esforço e o benefício resultante terão que ser verificados em qualquer caso. Se a tensão da turbina em comparação com a tensão calculada durante o projeto for muito menor do que a presumida, não apenas por causa da menor turbulência, mas também por causa das menores velocidades de vento, poderá ser alcançada uma otimização do parque eólico ou de turbinas individuais em relação ao aumento do rendimento energético. Muitas vezes acompanhado por um aumento no rendimento financeiro do parque, esses retornos são prometidos. Uma combinação de operação mais longa e otimização do sistema será possível. A fim de permitir a implementação desta combinação e ser capaz de fazer declarações confiáveis, uma expansão adicional do processo faz sentido.

Devido à estrutura modular do programa, será possível no futuro instalar mais turbinas eólicas ou modelos de acompanhamento. Isto é necessário caso os modelos examinados até agora não representem adequadamente a realidade. Uma mudança no cálculo da intensidade da turbulência e da velocidade do vento na esteira e o diâmetro do eixo do seguidor é, portanto, possível sem muito esforço. Além disso, há atualmente uma escolha entre três tipos de turbinas eólicas para as simulações efetuadas. Tais escolhas são feitas pela turbina de 1,5 MW

examinada, ou uma turbina similar de 2 MW controlada por *pitch*, ou ainda uma turbina de 1 MW controlada por *stall*. Se esses modelos não forem suficientes devido à demanda, é muito fácil integrar outros tipos de turbinas eólicas para abranger um mercado maior. Assim, o programa pode crescer com os requisitos do usuário.

## 6.1 Perspectivas Futuras

A estrutura básica do programa ou procedimento deve ser reconsiderada em muitos lugares. Devido ao tempo de computação muito alto necessário para a execução de uma simulação (que dependendo da quantidade de turbinas do parque a ser simulado pode chegar a dias – neste estudo foi de 22 dias), uma versão simples e menos complexa do programa pode ser considerada. Esta versão simples do programa pode eventualmente ser construída através de um estudo de parâmetros feito com a versão complexa. A influência do parque eólico de tipo seguro ou das situações de esteira, que são definidas pela velocidade do vento, pela distância e pela turbulência do ambiente, deve ser considerada no dano ao sistema. Com o auxílio dos aumentos calculados de dano, um cálculo simples poderá ser realizado para cada instalação de parque eólico, para o qual as simulações demoradas com FAST e TurbSim não serão mais necessárias. Se as turbinas e seus componentes críticos no parque eólico forem determinados, simulações mais complexas podem ser realizadas. Assim, uma primeira previsão aproximada para o usuário é possível com base na qual o usuário pode planejar e justificar outras etapas de cálculo. Além disso, a decomposição do ambiente do parque eólico em 12 setores é muito pequena, o que se tornou aparente na simulação do Capítulo 5.1. Dividi-lo em um número maior de pequenos setores aumentaria drasticamente o tempo de computação. 16 setores será um número plausível visto que essa divisão dependeria também da rosa-dos-ventos. Especialmente com relação a esse fator, uma simplificação do programa parece sensata. Por meio de uma análise antecipatória das situações ocorridas no parque eólico, com as quais são determinados os fatores de sombreamento e as distâncias entre as turbinas, as mesmas situações ou ocorrências semelhantes poderão ser resumidas e posteriormente simuladas. As distribuições de frequência e direção do vento do local em consideração permitem que as diferentes situações sejam ponderadas de acordo com cada instalação para o cálculo do DELL. Isso mostra que a estrutura básica do método desenvolvido é mantida mesmo com possíveis mudanças na ferramenta de análise do parque eólico.

Assim, o desenvolvimento do processo pode inicialmente ser satisfatório. No entanto, o sucesso de todo o projeto exigirá mais investigação e avaliação para fazer ajustes no programa para obter resultados cada vez mais confiáveis com o “treinamento” contínuo do software para as condições geográficas necessárias.

## REFERÊNCIAS

ARIDURU, S. Fatigue life calculation by rainflow cycle counting method. Dissertação (mestrado). 2004.

BETZ, A. Der Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren. Zeitschrift für das Gesamte, Turbinenwesen, 1920.

BRONSTED, P. and NIJSSEN R. P. Fatigue as a design driver for composite wind turbine blades, in Advances in wind turbine blade design and materials, Oxford, Cambridge, Philadelphia, New Delhi, Woodhead Publishing Limited, 2013.

COLLMANN, P. Entwicklung eines Programmes für die Erstellung synthetischer Windfelder im Nachlauf von Windparkanlagen als Eingabe von Lastsimulationen, Bremerhaven, 2015.

DANKERT, J. and DANKERT, H. Technical mechanics. Statics, strength theory, kinematics / kinetics, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.

DIBt, "Directive for wind turbines. Actions and proof of stability for the tower and foundation, "Deutsches Institut für Bautechnik, Berlin, 2012.

DOWNING, S. D. and SOCIE D. F. Simple Rainflow Counting Algorithms, International Journal of Fatigue, Bd. 1, 1982.

GRADY, S.A., HUSSAINI M.Y., ABDULLAH M.M., Placement of wind turbines using genetic algorithms, Renew. Energy 30 (2005).

GL, "Guideline for the continued operation of wind turbines," Germanischer Lloyd, Hamburg, 2009.

German Wind Energy Institute Wilhelmshaven, „ALWIN for Windows V1.15,“ Ammonit GmbH, Berlin, 1995.

Google, Google Maps, 2019. [Online]. Available: <https://www.google.de/maps/place/guamare>. [Accessed at 13 August 2019].

HAYMAN, G. J. "MLife Theory Manual for Version 1.00", NREL, 2012.

IEC 61400-1 ed 3. 2005.

ING-Prof. Dr., LANGE, H. Simulation Windenergieanlage, Hochschule Bremerhaven, Bremerhaven. 2013.

ITUARTE-VILARREAL, C.M., ESPIRITU, J.F. Optimization of wind turbine placement using a viral based optimization algorithm, *Procedia Comput. Sci.* 6, 2011.

JENSEN, N.O. A Note of Wind Generator Interaction, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1983.

LANCHESTER, F.W. Contribution to the theory of propulsion and the screw propeller, *Transactions of the Institution of Naval Architects* LVII, 1915.

LLOYD, G. "Guideline for the certification of wind turbines", Germanischer Lloyd, Hamburg, 2010.

MACHERACUH, E. and ZOCH H.-W. Internship in materials science. 91 detailed tests from important areas of materials technology, Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, 2011.

MARMIDIS, G., LAZAROU, S., PYRGIOTI, E. Optimal placement of wind turbines in wind farm using Monte Carlo simulation, *Renew. Energy* 33, 2008.

MASSON, C., AMMARA, I., LECLERC, C., PARASHIVOIU, I. Determination de la microlocalisation optimale des a\_erg\_en\_ateurs dans un parc \_eolien, rapport final pr\_epar\_e pour le minist\_ere de l'\_energie et des ressources naturelles du Qu\_ebec, Canada, 1997.

MOSETI, G., POLONI, C., DIVIACCO, B. Optimization of wind turbine positioning in large wind farm by means of a genetic algorithm, *J.Wind Eng. Ind. Aerod.* (51), 1995.

NIJSSEN, R. P. L. Fatigue Life Prediction and Strength Degradation of Wind Turbine Rotor Blades Composites”, *KC-WMC, Wieringerwerf, Niederlande*, 2007.

NREL, “FAST v7.01”, Golden, USA, 2007.

NREL, “MLife v1.00”, Golden, USA, 2009.

NREL, “MLife User's Guide”, National Renewable Energy Laboratory, Golden, USA, 2009.

NREL, “TurbSim v8.0”, Golden, USA, 2008.

OLDENBURG, U. Messungen im Windpark Norden, Universität Oldenburg, Oldenburg, 1990.

PIERROT, M. The Wind Power, 2019. [Online]. Available:

[http://www.thewindpower.net/windfarm\\_de\\_18112\\_parquealegria.php](http://www.thewindpower.net/windfarm_de_18112_parquealegria.php). [Accessed at 13 August 2019].

RENKEMA, D. J. Validation of wind turbine wake models using wind farm data and wind tunnel measurements, Delft University of Technology, Delft, 2007.

SEIFERT, H. and KRÖNING, J. "Investigation of the wake of wind turbines and its impact on the stability of the neighboring wind turbines in park layout”, *Deutsches Institut für Bautechnik DIBt, Berlin*, 2003.

SPITZNER, Engineer; fk-wind, "Minutes of the working meeting of January 16, 2015, Bremerhaven, 2015.

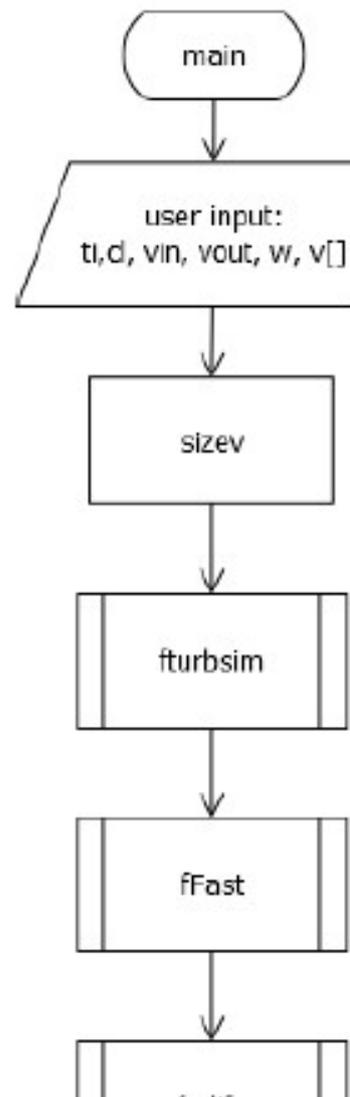
SCHÜTZ, W. A history of fatigue, *Engineering Fracture Mechanics*, vol. 54, n°.2, 1996.

TEMPLIN, R. J. An Estimate of the Interaction of Windmills in Widespread Arrays', Report LTR-LA-171, National Research Council, Canada, 1974.

THOGERSEN, M. L. WindPRO / PARK. Introduction to the Estimation of Extreme Wind Speeds and Wind Loads, EMD International A/S, Aalborg, Denmark. 2001.

## APÊNDICE A

### Fluxograma da análise IEC



## APÊNDICE B

### Modelo Jensen

Através do modelo de Jensen, pode-se determinar o diâmetro do eixo traseiro e a velocidade reduzida do vento na esteira [21]:

$$D_w = D(1 + 2k_w s)$$

$$u_w = U_\infty \cdot \left( \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{(1 + 2k_w s)^2} \right)$$

### Modelo Larsen

Com a ajuda do modelo de Larsen, o raio e a velocidade do vento da esteira podem ser calculados. Além disso, Larsen oferece a possibilidade de determinar o aumento da turbulência na esteira [21]:

$$R_w = \left( \frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{1}{5}} (3c_1^2)^{\frac{1}{5}} (C_t A (x + x_0))^{\frac{1}{3}}$$

$$\Delta u = -\frac{U_\infty}{9} (C_t A (x + x_0)^{-2})^{\frac{1}{3}} \left( r^{\frac{3}{2}} (3c_1^2 C_t A (x + x_0))^{-\frac{1}{2}} - \left( \frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2)^{-\frac{1}{5}} \right)^2$$

$$c_1 = \left( \frac{D_{eff}}{2} \right)^{\frac{5}{2}} \left( \frac{105}{2\pi} \right)^{-\frac{1}{2}} (C_t A x_0)^{-\frac{5}{6}}$$

$$x_0 = \frac{9.5D}{\left( \frac{2R_{9.5}}{D_{eff}} \right)^3 - 1}$$

$$D_{eff} = \sqrt{\frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{2\sqrt{1 - C_t}}}$$

$$R_{9.5} = 0.5(R_{nb} + \min(H, R_{nb}))$$

$$R_{nb} = \max(1.08D, 1.08D + 21.7D(I_a - 0.05))$$