



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO ACADÊMICO DO AGRESTE
NÚCLEO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

IÁLYSSON DA SILVA MEDEIROS

**DIMENSIONAMENTO DA GEOMETRIA EM CASCA DE UMA TORRE TUBULAR
DE AÇO PARA AEROGERADOR DE EIXO HORIZONTAL**

Caruaru
2019

IÁLYSSON DA SILVA MEDEIROS

**DIMENSIONAMENTO DA GEOMETRIA EM CASCA DE UMA TORRE TUBULAR
DE AÇO PARA AEROGERADOR DE EIXO HORIZONTAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Civil
da Universidade Federal de Pernambuco,
como requisito parcial para a obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Civil.

Área de concentração: Estruturas.

Orientador: Profº. Dr. Douglas Mateus de Lima.

Caruaru

2019

IÁLYSSON DA SILVA MEDEIROS

**DIMENSIONAMENTO DA GEOMETRIA EM CASCA DE UMA TORRE TUBULAR
DE AÇO PARA AEROGERADOR DE EIXO HORIZONTAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Civil
da Universidade Federal de Pernambuco,
como requisito parcial para a obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Civil.

Aprovada em: 28 / 11 / 2019.

BANCA EXAMINADORA:

Prof^o. Dr. Douglas Mateus de Lima (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. Humberto Correia Lima Júnior (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a. Dr^a. Giuliana Furtado Franca Bono (Examinadora Interna)
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico o presente trabalho a Jesus o nosso salvador, Maria a nossa mãe, aos meus pais, e a minha irmã, por todo o amor, cuidado, compreensão e apoio que me proporcionaram sempre.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente àquele que está acima de tudo e de todos, o nosso Senhor e nosso salvador, DEUS. Que apesar de todas as falhas e erros cometidos por mim, deu sua vida para que eu estivesse aqui hoje, e sempre se manteve ao meu lado, me dando forças para seguir firme. Por me dar o dom da sabedoria e me fazer acreditar em mim mesmo e conseguir ir até o final de todas as etapas que a vida traz.

Ao orgulho da minha vida, minha mãe, Lizete Maria, que desde muito cedo confiou e acreditou em mim, pois se esforça de todas as maneiras para me apoiar, perdendo noites de sono junto comigo e me fazer chegar até aqui sempre tendo o seu apoio.

Ao meu pai, Ivanildo Medeiros, que esteve junto comigo desde cedo me dando todo o apoio para que eu me formassem no curso dos meus sonhos, e apesar das dificuldades, nunca mediu esforços para me fazer o melhor.

A minha irmã, Ielayne Medeiros, que esteve ao meu lado em todos os momentos, com seu amor e seus ciúmes, cuidando e sempre se preocupando muito comigo, me fazendo perceber o quanto é válido esse cuidado das pessoas próximas.

A todos os meus familiares por serem os responsáveis pela minha base, e mesmo distantes, se preocuparam comigo e sempre permaneceram cuidando.

A minha companheira e namorada, Rayelle Lima, que sempre se manteve ao meu lado, me dando conselhos e principalmente me dando forças para continuar seguindo firme na árdua rotina que é estar longe da família e de todas as pessoas que queremos próximas a nós.

A todos os meus afilhados, pois sempre estiveram me dando apoio emocional, estando sempre ao meu lado, tentando e buscando sempre me manter de pé e firme na caminhada.

Ao meu amigo e afilhado, Thiago Duarte e Laerty Keverson, respectivamente, que dividiram momentos incríveis e inesquecíveis durante toda a estadia em Caruaru, onde podemos nos conhecer bastante, podendo assim criar um vínculo de amizade muito grande. Por todo o apoio e determinação de ambos.

A Academia de estudos Fernando Beltrão, por ter sido fundamental nos meus estudos para conseguir a vaga no curso que tanto almejava, em especial a Profª Tereza Albuquerque por ter sido um pilar fundamental na minha formação, e que até os dias atuais nos mantemos em contato, sendo uma pessoa no qual tenho imensa admiração e respeito. E aos meus professores do ensino fundamental e médio pelo auxílio em meu crescimento pessoal e profissional.

As pessoas que estiveram comigo desde o início da realização desse sonho: Dona Rosa (*in memoriam*) que sempre me deu total apoio e sempre buscou através de seus conselhos e

oração me manter firme e forte para seguir; Camila Cândido, que sem ela eu talvez não estivesse aqui hoje, pois foi fundamental na decisão de ir estudar em Recife indo em busca da realização dos nossos sonhos; Ruby França por todas as idas e vindas juntos para Recife, enfrentando trânsitos, aulas e mais aulas, e sempre um tentando ajudar o outro de todas as maneiras possíveis, sendo fundamental na construção de tudo isso.

Ao meu orientador e grande amigo, Douglas Mateus, pelo qual tenho uma extrema admiração tanto como pessoa, como profissional. Pelas oportunidades oferecidas a mim na monitoria e projeto de pesquisa, pela disponibilidade, confiança, e todos os aconselhamentos que me fizeram crescer, e por toda a paciência, esforço e dedicação neste trabalho.

Aos grandes amigos que fiz durante a graduação e quero levar para toda a vida, Gustavo José, José Floro, Thiago Gomes e Valderi Pedro, por tantas batalhas enfrentadas juntos, por todos os aconselhamentos, conversas e momentos que vivemos juntos. Aos meus alunos de monitoria, companheiros de laboratório, a galera do handebol, a Dona Rosa e Val da barraca, que fizeram a difícil rotina do curso se tornar mais leve.

A todos os meus professores da graduação, em especial:

- Juliana von, pela oportunidade de aprendizado e pela amizade e consideração em me confiar as monitorias;
- Giuliana Bono, pelos conhecimentos da disciplina de concreto armado, que me instigaram a desenvolver a compreensão da área de estruturas;
- Humberto Correia, por todas as aulas que sempre me abriam a visão para a prática da engenharia civil e por todos os conselhos para a minha vida profissional;
- Washington Lima, pela oportunidade de desenvolver um projeto de extensão no Ensino da Física;
- Casa Grande, que mesmo chegando já no final da minha graduação, foi fundamental para a construção de ideias para um futuro que está muito próximo. Por todos os aconselhamentos e apoio;
- Ana Cecília, sendo extremamente fundamental na minha decisão de fazer o intercâmbio na Colômbia, no qual me mostrou possíveis caminhos que poderiam surgir na minha vida a partir dessa oportunidade, fazendo com que eu abrisse o meu campo de visão e tomasse minhas decisões;
- Simone Machado, pelos conhecimentos na área de Engenharia Ambiental e pela oportunidade de me confiar uma pesquisa de Iniciação Científica;

Ao meu grande amigo, Pe. Alberto Muniz, por todas as orientações espirituais, por todas as conversas e por ser um sinal de Deus aqui na terra colocada na minha vida.

A todos os meus amigos da Igreja, que fazem parte dos grupos Dom Bosco, EJSL, EJC, e outros, por todos os momentos vividos juntos, por todos os serviços a Deus para leva-lo para outros jovens, pelas risadas e resenhas, e por me fazer aproximar mais de Deus.

Vós sois o sal da terra. Se o sal perde o sabor, com que lhe será restituído o sabor? Para nada mais serve senão para ser lançado fora e calcado pelos homens. Vós sois a luz do mundo. Não se pode esconder uma cidade situada sobre uma montanha, nem se acende uma luz para colocá-la debaixo do alqueire, mas sim para colocá-la sobre o candeeiro, a fim de que brilhe a todos os que estão em casa. Assim, brilhe vossa luz diante dos homens, para que vejam as vossas boas obras e glorifiquem vosso Pai que está nos céus. (BÍBLIA, N. T., Mateus 5:13-16).

RESUMO

Tendo como objetivo em atender a demanda do consumo de energia da população que vem aumentando nos últimos anos e as indústrias em geral, em conjunto com a atual preocupação relacionados aos impactos ambientais provocados por diversas matrizes energéticas e ao esgotamento das principais fontes de geração de energia que existem atualmente, o uso de fontes renováveis vem ganhando força nos últimos anos, evidenciando a necessidade de investimento em pesquisas que busquem aperfeiçoar essas fontes, objetivando as novas formas de captação de energia. Uma das soluções para que sejam contornados esses problemas é a utilização da energia oriunda da ação do vento. Atualmente, o Brasil ocupa a 5ª posição em potência instalada no *ranking* dos países produtores de energia elétrica a partir de aerogeradores. Em Pernambuco, a produção de energia eólica teve uma grande relevância nos últimos anos, fazendo com que o estado ocupasse a 6ª posição entre os estados brasileiros na capacidade de potência instalada. Esse aumento na instalação de torres aerogeradores foi ocasionado devido aos problemas de estiagem que afetam diretamente as usinas hidroelétricas que operam abaixo do esperado nesse período. Para aumentar a quantidade de potência gerada, é necessário a utilização de torres cada vez mais altas em busca de ventos mais fortes, acentuando a sua importância como elemento estrutural do sistema. Neste contexto, este trabalho visa formular um modelo de um projeto de torres tubulares de aço, para aerogeradores eólicos. Buscando a segurança estrutural segundo as normas Europeias, estabelecem as variáveis de projeto que definem a estrutura, em que se encontram as espessuras da parede da torre ao longo de sua altura. Na torre tronco-cônica o diâmetro da seção é variável. O material utilizado para a construção da torre são os aços laminados a quentes, tendo como característica as baixas concentrações de carbono. O carregamento exercido pelo vento nas pás é determinado de acordo com as velocidades efetivas na altura do cubo, sendo combinadas nos modos operacionais da torre e levando em consideração as condições externas. As restrições de projeto estão relacionadas ao comportamento estrutural, levando em consideração a rigidez, resistência e estabilidade de acordo com as recomendações das normas Europeias, além do processo de fabricação e transporte. Para a verificação das tensões, foram implementados códigos no *software* MATHCAD 15. As respostas das interações são realizadas seguindo os critérios propostos por normas e o esboço do projeto é realizado nas condições do dimensionamento do projeto.

Palavras-chave: Energia eólica. Torre do aerogerador. Segurança estrutural.

ABSTRACT

Aiming to meet the energy consumption demand of the population that has been increasing in recent years and the industries in general, together with the current concern related to the environmental impacts caused by several energy matrices and the depletion of the main sources of energy generation. Currently, the use of renewable sources has been gaining strength in recent years, highlighting the need for investment in research that seeks to improve these sources, aiming at new forms of energy capture. One of the solutions to overcome these problems is the use of wind energy. Currently, Brazil occupies the 5th position in installed power in the ranking of countries producing electricity from wind turbines. In Pernambuco, wind power production has had a great relevance in recent years, making the state ranked 6th among the Brazilian states in installed capacity. This increase in the installation of wind turbine towers was caused by drought problems that directly affect hydroelectric plants that operate below expectations during this period. To increase the amount of power generated, it is necessary to use increasingly tall towers in search of stronger winds, emphasizing their importance as a structural element of the system. In this context, this work aims to formulate a model of a project of tubular steel towers for wind turbines. Seeking structural safety according to European standards, they establish the design variables that define the structure, where the tower wall thicknesses along its height are found. In the trunk-conical tower the section diameter is variable. The material used for the construction of the tower are hot rolled steels, characterized by low carbon concentrations. Wind loading on the blades is determined according to the effective hub height speeds, being combined in tower operating modes and taking into account external conditions. Design constraints are related to structural behavior, taking into account the stiffness, strength and stability according to the recommendations of European standards, as well as the manufacturing and transportation process. For the verification of stresses, codes were implemented in the MATHCAD 15 software. Interaction responses are performed according to the criteria proposed by standards and the design sketch is performed under the design sizing conditions.

Keywords: Wind energy. Wind turbine tower. Structural safety.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diâmetro do rotor das pás de turbinas ao longo dos anos.....	25
Figura 2 - Potência eólica mundial <i>onshore</i> em MW de 2001 a 2018.....	26
Figura 3 - Potências eólicas instaladas <i>onshore</i> em GW no ano de 2018.....	27
Figura 4 - Potências eólicas acumuladas <i>onshore</i> em GW até 2018.	27
Figura 5 - Matriz Energética Brasileira (GW).....	29
Figura 6 - Evolução da capacidade instalada no Brasil.	30
Figura 7 - Localização das usinas geradoras de energia elétrica em Pernambuco.	33
Figura 8 - Distribuição de forças aerodinâmicas.	37
Figura 9 – Disposição dos eixos das turbinas aerogeradores.	37
Figura 10 - Componentes principais de um HAWT moderno.	38
Figura 11 - Transporte de um segmento tubular de uma torre eólica.	40
Figura 12 - Os diferentes tipos de torres eólicas	41
Figura 13 - Processos de fabricação da torre tubular de aço para geradores eólicos.....	42
Figura 14 - Sistemas internos em torres tubulares de aço para turbinas eólicas de grande porte.	44
Figura 15 - Variação da velocidade do vento em altura.....	45
Figura 16 - Teoria do limite de Betz.....	46
Figura 17 - Variação da força do vento devido á influência da rugosidade.....	47
Figura 18 - Variação do vento com variação de altura do terreno.....	48
Figura 19 - Comportamento das seções transversais á flexão.....	55
Figura 20 - Distribuição das tensões em uma casca cilíndrica.	56
Figura 21 - Curva de dimensionamento em função dos parâmetros α , β , η , λ_o e λ_p	57
Figura 22 – Condições de contorno.	59
Figura 23 - Transformação do cilindro escalonado em cilindro equivalente.	63
Figura 24 - Fator κ determinado a partir do comprimento efetivo.	65
Figura 25 - Distribuição do vento.	67
Figura 26 - Distribuição de tensões na abertura da porta da torre analisada.....	73
Figura 27 - Configuração da torre do aerogerador	74
Figura 28 - Abertura da torre para porta e distribuição das tensões equivalentes de <i>von Mises</i>	75
Figura 29 - Distribuição da pressão de vento na torre.	76
Figura 30 - Esquema da torre da turbina eólica MM92.	80

Figura 31 - Seções de ligação e detalhe dos enrijecedores.	80
Figura 32 - Flambagem local da parede do modelo de torre analisado.	81
Figura 33 - Curvas de carregamento vs. deslocamento.....	81
Figura 34 - Modelo e discretização da torre analisada.....	83
Figura 35 - Representação das forças e momentos aplicados ao topo da torre.	85
Figura 36 - Esquema do projeto da torre (sem escala).....	85
Figura 37 - Geometria da torre.	87
Figura 38 - Pressão do vento na casca da torre.....	89
Figura 39 - Fluxograma de Projeto para compressão axial.	95
Figura 40 - Fluxograma de Projeto sujeito ao cisalhamento.	96
Figura 41 - Fluxograma de Projeto sujeito à compressão circunferencial.	97
Figura 42 - Fluxograma de Projeto sujeito a compressão meridional e pressão interna.....	98
Figura 43 - Procedimento para a verificação da força de flambagem.	99
Figura 44 - Comportamento da Velocidade do vento ao longo da torre (1).	103
Figura 45 - Comportamento da Velocidade do vento ao longo da torre (2).	104
Figura 46 - Gráfico das tensões meridionais solicitantes.....	105
Figura 47 - Tensões meridionais resistentes e solicitantes.....	107
Figura 48 - Relação entre tensões meridional solicitantes e resistente.	107
Figura 49 - Pressão equivalente ao longo da altura da torre.	109
Figura 50 - Tensões circunferenciais solicitantes.	110
Figura 51 - Tensão circunferencial resistente e solicitantes.....	111
Figura 52 - Relação entre tensões circunferencial solicitantes e resistente.....	111
Figura 53 - Tensões de cisalhamento solicitantes.....	113
Figura 54 - Verificação de interação para o estado combinado de tensão.	116
Figura 55 - Esboço da Torre.....	118

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Usinas eólicas em operação em Pernambuco.	31
Quadro 2 - Usinas eólicas já outorgadas pela ANEEL.	32

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuição da potência eólica mundial ao fim de 2018.	28
Tabela 2 - Distribuição da capacidade instalada no Brasil ao fim de 2018.	29
Tabela 3 - Porosidade dos obstáculos.	48
Tabela 4 - Tamanho de turbinas e respetiva força.	49
Tabela 5 - Casos de Carga e estados correspondentes.	53
Tabela 6 - Classificação das seções transversais.	54
Tabela 7 - Influência da condição de contorno no parâmetro $C_{\theta S}$	59
Tabela 8 - Influência da condição de contorno no parâmetro C_{θ}	60
Tabela 9 - Condições de contorno para cascas.	60
Tabela 10 – Influência da condição de contorno no parâmetro C_{xb}	61
Tabela 11 – Valor do parâmetro de qualidade de fabricação (Q).	62
Tabela 12 - Dados do padrão do aerogerador selecionado.	84
Tabela 13 - Carregamento aplicado ao topo da torre.	85
Tabela 14 - Dados padrões do aerogerador.	88
Tabela 15 - Valores nominais da tensão de escoamento e da tensão de rotura dos aços.	88
Tabela 16 - Fatores parciais nas ações.	89
Tabela 17 - Casos de carga de projeto e tipo de análise.	90
Tabela 18 - Forças máximas e mínimas na direção X da torre.	91
Tabela 19 - Forças máximas e mínimas na direção Y da torre.	91
Tabela 20 - Forças máximas e mínimas na direção Z da torre.	92
Tabela 21 - Momentos máximos e mínimos na direção X da torre.	92
Tabela 22 - Momentos máximos e mínimos na direção Y da torre.	93
Tabela 23 - Momentos máximos e mínimos na direção Z da torre.	93
Tabela 24 - Velocidade na altura do <i>Hub</i> da torre.	94
Tabela 25 - Fatores de segurança parciais aplicados aos esforços da torre.	94

LISTA DE SIGLAS

ABBEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Norma Técnicas
AEH	Aerogerador de Eixo Horizontal
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANSYS	<i>Swason Analysis Systems</i>
BC	<i>Boundary conditions</i>
BSL	<i>Bulding Standard Law of Japan</i>
CAA	Centro Acadêmico do Agreste
CBEE	Centro de Energia Eólica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEN	Comitê Europeu de Normalização
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DIBt	<i>Deutsches Institut für Bautechnik</i>
DWIA	<i>Danish Wind Industry Association</i>
EF	Elemento Finito
ELFad	Estado Limite de Fadiga
ELFla	Estado Limite de Flambagem
ELP	Estado Limite de Plastificação
ELS	Estado Limite de Serviço
ELU	Estado Limite Último
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
F	<i>Free</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GmbH	<i>Gesellschaft mit beschränkter Haftung</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbines</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MEF	Método dos Elementos Finitos

NBR	Norma Brasileira
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
R	<i>Restrained</i>
SFG	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração
SIN	Sistema Integrado Nacional
SWT	<i>Siemens Wind Turbine</i>
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbines</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

σ	tensão normal
τ	tensões de cisalhamento
$\{n, x \text{ e } \theta\}$	direções normais ao plano, meridional e circunferencial
$\{w, u \text{ e } v\}$	vetores das direções
$\sigma_{x,Rd}$	tensão meridional resistente de cálculo
$\sigma_{\theta,Rd}$	tensão circunferencial resistente de cálculo
$\tau_{x\theta,Rd}$	tensão de cisalhamento resistente de cálculo
$\sigma_{x,Ed}$	tensão meridional atuante de cálculo
$\sigma_{\theta,Ed}$	tensão circunferencial resistente atuante de cálculo
$\tau_{x\theta,Ed}$	tensão de cisalhamento resistente de cálculo
γ_M	fator de ponderação de resistência
f_{yk}	resistencia característica do aço
α	parâmetro de imperfeição elástica da casca
β	fator relativo ao patamar elasto-plástico
η	expoente de interação
λ_0	limite de esbelteza em que os efeitos de encurvatura condicionam o dimensionamento da casca
λ_p	limite plástico de esbelteza
χ_x	fator de redução meridional
χ_θ	fator de redução circunferencial
χ_t	fator de redução de cisalhamento
λ_{x0}	esbelteza meridional
$\lambda_{\theta0}$	esbelteza circunferencial
$\lambda_{\tau0}$	esbelteza de cisalhamento
$\sigma_{x,crit}$	tensão meridional crítica
$\sigma_{\theta,crit}$	tensão circunferencial crítica
$\tau_{x\theta,crit}$	tensão de cisalhamento crítica
$\{C_x, C_\theta \text{ e } C_\tau\}$	fatores provenientes da teoria clássica da flambagem de cascas para compressão meridional, circunferencial e de cisalhamento

E	módulo de elasticidade longitudinal do material
r	raio médio
t	espessura
ω	parâmetro de comprimento adimensional
$\{C_{\theta S}, C_{xb}\}$	parâmetros que dependem das condições de contorno
l	comprimento do trecho da torre
σ_{xEN}	tensão meridional de compressão uniforme
$\sigma_{x,EM}$	tensão meridional de flexão global
Q	parâmetro de qualidade de fabricação
L	comprimento total da torre
l_{eff}	comprimento efetivo de um trecho de torre
κ	fator adimensional de acordo com a rigidez dos cursos na parte inferior do cilindro.
q_{RCr}	pressão crítica
$\sigma_{\theta,RCr,eff}$	tensão efetiva de flexão circunferencial crítica elástica
$\sigma_{\theta,RCr}$	tensão crítica de flambagem circunferencial elástica
$q_{\theta RCr}$	pressão crítica de flambagem para cada seção
q_w	pressão máxima de estagnação do vento
C_p	coeficiente multiplicador da pressão máxima de estagnação do vento considerando uma determinada angulação
k_w	fator de redução para a pressão máxima de estagnação do vento
q_{eq}	pressão externa uniforme equivalente
V	velocidade média
z	altura acima do solo correspondente a velocidade média
V_{Hub}	velocidade na altura do cubo (<i>hub</i>) do gerador
m_{cr}	número crítico de ondas de flambagem na direção circunferencial do cilindro escalonado sob pressão externa uniforme
t_m	espessura média, ponderada entre espessuras e comprimentos de cada seção
q_s	pressão de sucção interna local por ventilação, vácuo parcial ou outros fenômenos.

α_{xpe}	fator sobre a estabilização elástica induzida pela pressão interna
α_{xpg}	fator sobre a desestabilização plástica induzida pela pressão interna
p_s	menor valor de projeto da pressão interna local no ponto que está sendo avaliado, garantido que coexiste com a compressão meridional;
p_g	maior valor de projeto da pressão interna local no ponto que está sendo avaliado e possivelmente coexistente com a compressão meridional.
$\{k_x, k_\theta, k_i, k_\tau\}$	parâmetros da interação de flambagem

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	22
1.1	PROBLEMÁTICA ABORDADA	23
1.2	JUSTIFICATIVA	24
1.3	OBJETIVOS	34
1.3.1	OBJETIVO GERAL	34
1.3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	34
1.4	CONTEÚDO E ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	35
2	REFERENCIAL TEÓRICO	36
2.1	CARACTERÍSTICAS DOS AEROGERADORES.....	36
2.1.2	SISTEMA DE CONTROLE E SEGURANÇA	39
2.2	TORRES PARA AEROGERADORES.....	40
2.3	FATORES QUE INFLUENCIAM NO REGIME DOS VENTOS.....	43
2.3.1	MODIFICAÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO COM A ALTURA	43
2.3.2	RUGOSIDADE DO TERRENO	46
2.3.3	OBSTÁCULOS DO TERRENO.....	47
2.3.4	EFEITO COLINA	48
2.3.5	CONDIÇÕES MARÍTIMAS	48
2.4	NORMATIZAÇÃO PARA O PROJETO DA TORRE	49
2.4.1	IEC 61400	50
2.4.2	DIBt.....	51
2.4.3	EUROCÓDIGOS.....	51
2.5	ESTABILIDADE DE ESTRUTURAS EM CASCA.....	52
2.5.1	LIMITE PLÁSTICO.....	53
2.5.2	PLASTICIDADE CÍCLICA	53
2.5.3	FLAMBAGEM.....	54
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	71
3	REVISÃO DA LITERATURA.....	72
3.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	86
4	METODOLOGIA.....	87
4.1	DESCRIÇÃO DA TORRE	87
4.2	PARÂMETROS DE PROJETO.....	88
4.2.1	MATERIAS UTILIZADOS	88

4.2.2	TIPOS DE CARREGAMENTO E COMBINAÇÕES	88
4.3	<i>FLUXOGRAMAS DE CÁLCULO</i>	95
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	100
5.1	<i>DEFINIÇÃO DAS SEÇÕES DA TORRE</i>	100
5.2	<i>DETERMINAÇÃO DOS COMPRIMENTOS, ESPESSURAS E RAIOS EFETIVOS</i>	101
5.3	<i>PARÂMETRO DE ESBELTEZ</i>	102
5.4	<i>AÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO AO LONGO DA TORRE</i>	102
5.5	<i>ANÁLISE DAS TENSÕES NAS TRÊS DIREÇÕES AO LONGO DA TORRE</i>	104
5.5.1	TENSÃO MERIDIONAL	105
5.5.2	TENSÃO CIRCUNFERENCIAL	109
5.5.3	TENSÃO DE CISALHAMENTO	112
5.6	<i>VERIFICAÇÃO DE INTERAÇÃO</i>	115
5.7	<i>ESBOÇO DA TORRE</i>	118
5.8	<i>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO</i>	119
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	120
6.1	<i>SÍNTESE DO TRABALHO E CONCLUSÕES</i>	120
6.2	<i>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</i>	121
	REFERÊNCIAS	123

1 INTRODUÇÃO

A propagação e a produção de energia estão no centro de questões envolvendo o desenvolvimento econômico ao longo da história da humanidade. A crise econômica mundial na década de 1970 foi dada por diversos fatores, porém um dos fatores que estava ligado a crise era a energia, que foi decorrente do posicionamento adotado pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que elevaram os preços do petróleo no mercado internacional (ARIENTI, 2003). Foi depois desse marco histórico, que começaram a surgir discussões sobre a importância do papel da energia na indução de desenvolvimento, no qual diversos países buscaram a segurança no fornecimento de energia e também a redução da dependência da importação de combustíveis.

Existe uma tendência para o crescimento na demanda energética mundial principalmente devido a melhoria da qualidade de vida da sociedade, elevando a preocupação com vários aspectos de planejamentos de políticas energéticas (MARTINS, GUARNIERI; PEREIRA, 2008). O estudo e a pesquisa sobre fontes energéticas é um dos tópicos mais comentados e relevantes da atualidade. A preocupação com o meio ambiente e os esforços para a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), permitiram analisar e buscar alternativas para que pudessem suprir as necessidades econômicas, e paralelamente gerar menos impacto ambiental.

É nesse contexto, que ao longo dos anos têm sido desenvolvidas algumas alternativas em relação a geração de energia, sempre levando em consideração os impactos ambientais gerados, as questões tecnológicas, políticas e sociais, como as hidroelétrica, termoeletrica, biomassa, de marés, eólica, entre outras (ABRAMOWSKI; POSORSKI, 2000; MARTINS, GUARNIERI; PEREIRA, 2008; BRASIL, 2010).

Dentro de várias possibilidades de fontes de energias renováveis que gerem menos impactos ambientais e que não emitam gases para o efeito estufa, as fontes de energia eólicas têm se destacado devido algumas de suas características em termos de produção, segurança de fornecimento e sustentabilidade ambiental (GWEC, 2008; EWEA, 2010).

O aproveitamento dos ventos para que seja gerada a energia elétrica também apresenta algumas características ambientais que seriam desfavoráveis, assim como toda e qualquer outra fonte de tecnologia energética, por exemplo: impactos visuais e impactos causados pelos ruídos, a interferência eletromagnética, danos a fauna, etc. Porém, essas características que são desfavoráveis para o ambiente podem ser minimizados ou até mesmo serem eliminados a partir do planejamento e projeto adequado.

Portanto, existe uma maior necessidade de estudos que visem um aprimoramento no desempenho dos componentes constituintes das fontes eólicas. A torre que é usada como suporte para o aerogerador é um elemento essencial para o funcionamento do mesmo e vários fatores influenciam diretamente no comportamento estrutural.

Dessa forma, o presente trabalho vai apresentar o desenvolvimento de um projeto estrutural de dimensionamento da geometria em casca detalhado de uma torre tubular de aço, com cerca de 80 m de altura, de suporte a um aerogerador de eixo horizontal, afim de obter resultados acerca do projeto em âmbito nacional.

1.1 PROBLEMÁTICA ABORDADA

O Brasil é uma grande referência em geração de energia elétrica limpa e renovável, tendo como a principal fonte a geração através do uso da água, preponderantemente hídrica, sendo a eólica uma fonte complementar, não emitindo gases de efeito estufa, gases poluentes e também não gera resíduos durante a sua operação, tornando a fonte eólica com um impacto ambiental muito baixo, principalmente quando comparada com as outras fontes, e devido a esses fatores, a energia eólica está se tornando um importante ponto para o futuro.

Tendo em vista esses aspectos, o que se destaca é a necessidade do desenvolvimento da indústria de energia eólica no Brasil, em que essa necessidade pode ser explicada por fatores estruturais que são de grande relevância, sendo elas, as características do vento brasileiro que tem um grande vantagem em determinadas regiões, além do grande progresso tecnológico sendo alcançado pelas indústrias, as condições de financiamento e de leilões no mercado.

No Brasil, questões políticas, sociais e técnicas tem sido estudada de maneira a viabilizar e desenvolver a utilização desse tipo de energia para produção de energia elétrica (JUÁREZ et al., 2014). Especificamente, o Estado de Pernambuco tem realizado, ao longo dos últimos anos, uma série de ações, com o objetivo de fomentar o setor de energia renovável, além de existir no estado um vasto potencial eólico que pode ser aproveitado (ATLAS..., 2017), o porte dos aerogeradores que serão empregados no futuro tendem a ser cada vez maiores e com uma potência maior, sendo necessário e fundamental a instalação desses equipamentos sob a ação dos ventos mais intensos e contínuos.

Alguns autores, a exemplo de Bazeos et al. (2002) e Lavassas et al. (2003), estudaram questões relacionadas com o projeto e com as análises estruturais estáticas, de estabilidade e de comportamento sísmico, de protótipos de torre com 38 e 45 m de altura para aerogeradores com potências nominais de 0,75 e 1 MW, respectivamente. Ademais, Sirqueira (2008) estudou o

comportamento estrutural de uma torre com 76,2 m de altura para um aerogerador com 2 MW de potência nominal. Entretanto, percebeu-se a necessidade de estudos nacionais e regionais a respeito da estabilidade e do projeto de torres tubulares de aço para aerogeradores de maior porte.

Embora existindo alguns estudos acerca desse tema, há um vasto campo de análises que ainda não foram abordados de forma clara e satisfatória, além da falta de projetos nacionalizados no Brasil. É de grande importância deixar claro que algumas pesquisas acadêmicas têm como base alguns dados técnicos relevantes que foram desenvolvidos diretamente pelos fabricantes das turbinas eólicas. Contudo, as informações sobre os dados fornecidos pelos fabricantes ainda são muito inferiores ao que seria necessário para um profundo estudo sobre as estruturas, pois, as indústrias nos dias de hoje ainda mantêm preservados essas informações, evitando dessa forma uma divulgação de conteúdos que posteriormente poderiam ser acessados por outras empresas que são concorrentes no mercado, mesmo existindo a patente. Dessa forma, os estudos que são provenientes das academias são as únicas fontes públicas para o acesso, podendo contribuir e serem amplamente compartilhadas.

1.2 JUSTIFICATIVA

A busca por soluções ambientalmente sustentáveis que visam melhorar a vida da sociedade atual é uma necessidade mundial. A conservação do meio ambiente gera uma grande preocupação, pois, é muita poluição, exploração desgovernada de recursos naturais, desmatamento, desperdício de água, levando a destruição do nosso planeta.

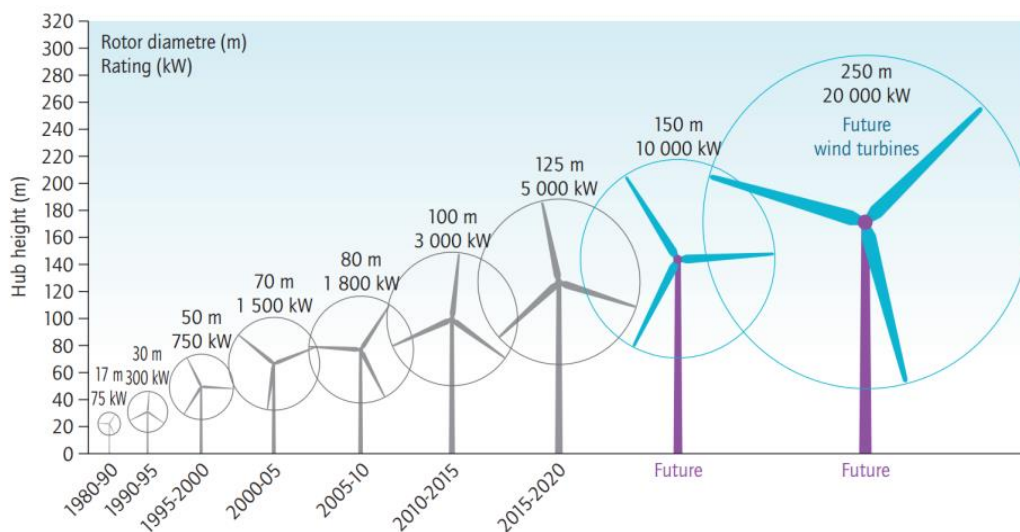
Depois de vários anos com as fontes de energias poluentes e agressivas ao meio ambiente sendo exploradas de formas descontroladas, e sofrendo um risco de esgotamento desses recursos, iniciaram-se as buscas por novas opções de geração de energias, sendo elas limpas e inesgotáveis. Entre as fontes de energias renováveis, a mais indicada está a eólica que é proveniente da força dos ventos, sendo obtida através da energia cinética que está contida nas massas de ar quando estão em movimento.

A utilização desse tipo de sistema de obtenção de energia tem aplicações milenares, sendo uma das primeiras formas energéticas utilizadas pelo homem para mover os barcos ou fazer funcionar a engrenagem de moinhos e que não dependiam de tração animal. Nos moinhos de vento, a energia eólica era transformada em energia mecânica, utilizada na moagem de grãos e bombeamento de água (OLIVEIRA, 2012).

Em 1992 com a instalação do primeiro aerogerador, no arquipélago de Fernando de Noronha, teve-se o primeiro uso de energia eólica no Brasil, sendo fruto de uma parceria entre o Centro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), através de financiamento do Instituto de Pesquisas Dinamarquês Folkecenter. Durante a década seguinte, pouco foram os avanços na consolidação da energia eólica como fonte alternativa de geração de energia elétrica no país, tendo vários fatores, sendo um dos principais o alto custo da tecnologia somada à falta de políticas incentivadoras. (ABEEólica, 2018). Porém, nas últimas décadas, observaram-se avanços em relação as instalações das torres aerogeradores de energia, sendo confirmada com o avanço no ranking dos países com maiores gerações de energia do mundo.

Devido ao grande aumento da produção mundial de energia eólica nos últimos anos, é necessário que existam evoluções nos aerogeradores para que possam seguir acompanhando esse processo evolutivo. Essa evolução vem acontecendo ao longo dos anos, pois os aerogeradores foram alcançando dimensões (diâmetros, espessuras, alturas) cada vez maiores com a intenção de serem captadas maiores velocidades de vento e consequentemente atingir uma maior potência de geração elétrica, uma vez que, a velocidade do vento varia com a distância a superfície que o delimita, ou seja, a velocidade do vento é mais baixa próximo a superfície da terra e cresce com o aumento da altitude. O comércio dos aerogeradores foram evoluindo ao passar dos anos, na Figura 1 mostra-se a evolução do diâmetro do rotor, da potência nominal e da altura das torres de sustentação.

Figura 1 - Diâmetro do rotor das pás de turbinas ao longo dos anos.



Fonte: AGENCY (2013).

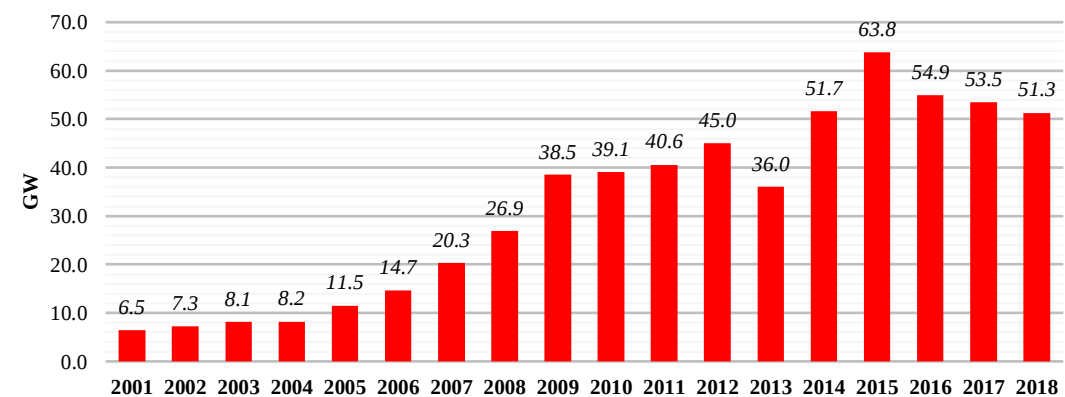
Segundo a DWIA (1999), existem algumas razões para a escolha de turbinas de maior capacidade, e algumas delas são:

a) Economia de escala, pois em geral uma máquina de maior porte apresenta maiores razão potência sobre os custos de implantação, uma vez que o incremento da potência não eleva sobremaneira alguns custos para execução da obra: fundações, construção de estrada de acesso (dependendo de cada local), interligação à rede elétrica, componentes da turbina (inclusos os eletrônicos) e manutenção;

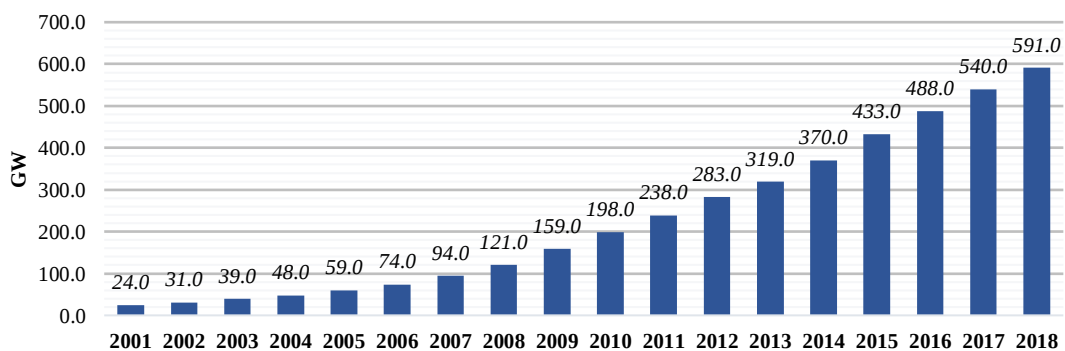
b) locais onde há dificuldade para encontrar espaço para instalação de mais de uma turbina, a forma mais eficiente para o pleno aproveitamento dos recursos eólicos disponíveis e para a produção da energia demandada, é a escolha de uma torre mais elevada com um aerogerador de maior potência.

Segundo o *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2019), observa-se um crescimento mundial da potência instalada de energia eólica nos últimos anos, onde, em 2015, foi estabelecido um recorde de 63,8 GW (Figura 2a), além disso, a potência eólica instalada no mundo estava situada em 591 GW no final do ano de 2018 (Figura 2b).

Figura 2 - Potência eólica mundial *onshore* em MW de 2001 a 2018.



(a) Potência anual instalada;

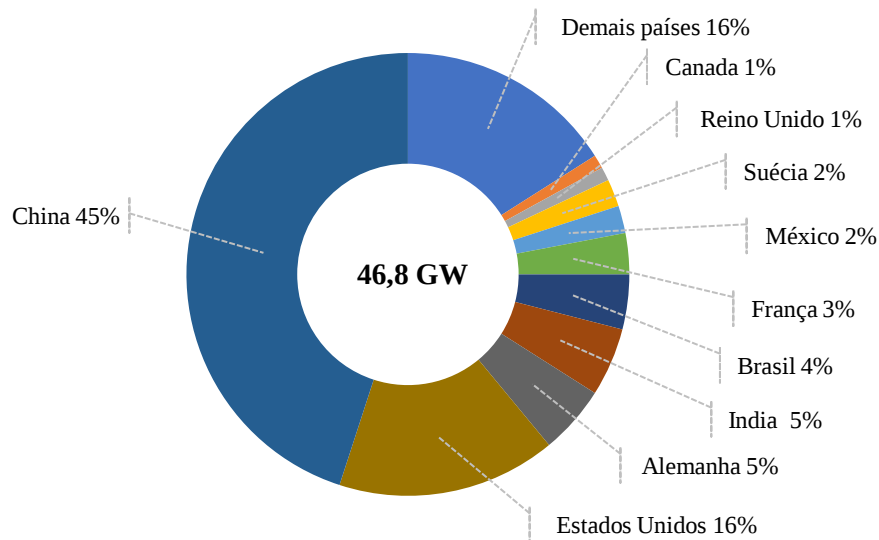


(b) Potência anual acumulada.

Fonte: Adaptado de GWEC (2019).

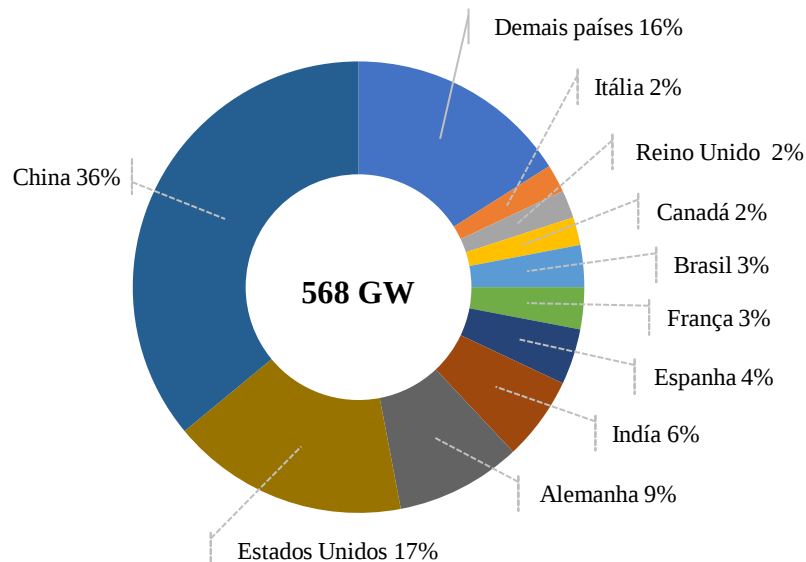
Na Figura 3 mostra-se a potência instalada *onshore* nos principais países que geram energia eólica no mundo, e na Figura 4 é apresentado um ranking de países em relação à potência eólica acumulada até 2018.

Figura 3 - Potências eólicas instaladas *onshore* em GW no ano de 2018.



Fonte: adaptado de GWEC (2019).

Figura 4 - Potências eólicas acumuladas *onshore* em GW até 2018.



Fonte: adaptado de GWEC (2019).

Na Tabela 1 é mostrado o ranking da atual distribuição da potência eólica no globo terrestre. O Brasil, mesmo tendo um percentual baixo de capacidade instalada em relação a outros países do mundo, apresenta uma taxa de crescimento relativamente alta da sua potência eólica instalada. Conforme o GWEC (2015), o país se posicionava na 10ª posição no ranking

dos produtores de energia eólica (5.939 MW). Já no final de 2017, passou a ocupar a 8ª colocação em potência acumulada instalada (12.763 MW), e a 5ª posição em relação a potência instalada de janeiro a dezembro de 2018 (1,9 GW) (GWEC, 2019).

Tabela 1 - Distribuição da potência eólica mundial ao fim de 2018.

País	GW	%
China	21,2	41,3
Estados Unidos	7,6	14,8
Alemanha	2,4	4,7
Índia	2,2	4,3
Brasil	1,9	3,7
Resto do mundo	16,0	31,2
Total do mundo	51,3	100

Fonte: Adaptado de GWEC (2019).

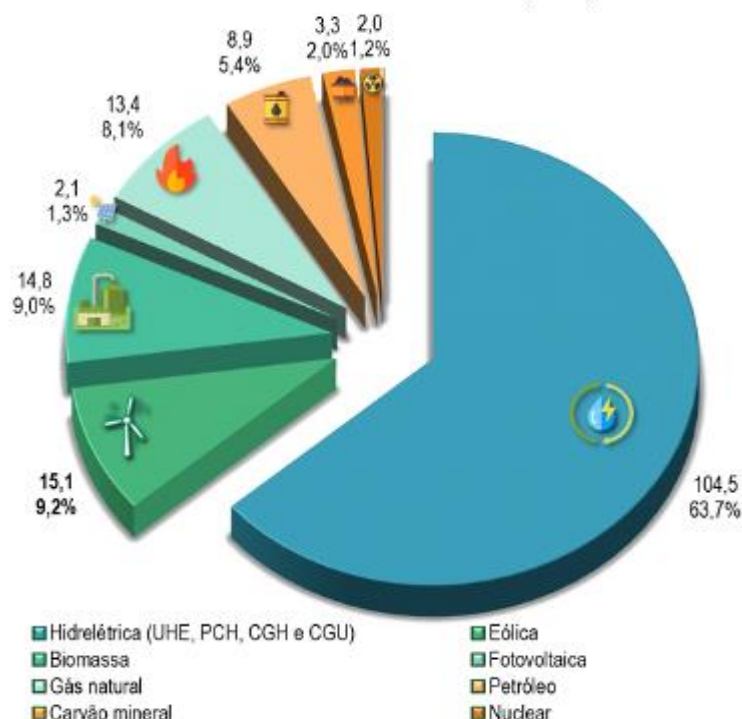
As fontes de geração de energia elétrica por meio das turbinas eólicas estabelecem uma alternativa para diversos níveis de demanda aqui no Brasil. As pequenas centrais podem abastecer as redes de distribuição que são distantes, sendo um contribuinte para o processo de integração da energia elétrica. Já as centrais que possuem grande porte de geração de energia, têm um potencial para poder atender uma grande parcela do Sistema Interligado Nacional (SIN) com importantes ganhos, sendo eles: a contribuição na redução da emissão de poluentes lançados na atmosfera de usinas térmicas; a diminuição na construção de grandes reservatórios que são necessários nas hidrelétricas; além da redução no risco gerado pela sazonalidade hidrológica, a luz da complementaridade sazonal hidroeólica.

Em 2001, o CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) publicou o atlas do potencial eólico brasileiro, em que é apresentado o potencial que o Brasil tem para o setor, dessa forma incentivando as empresas a investir na tecnologia que surgia e já vinha avançando. Em 2013 foi publicado novamente um novo atlas eólico com a intenção de homologar a riqueza brasileira na área, além de apresentar as velocidades médias anuais dos ventos até a altura de 200 m.

Na Figura 5, é verificado a contribuição da energia eólica na matriz energética brasileira, mostrando que o país depende preeminentemente da fonte de geração de energia através das hidrelétricas. Essa estatística apresenta alguns problemas quando colocado em função o regime sazonal das chuvas no país, pois, em temporadas de estiagens, temos uma menor vazão nos rios, proporcionando um nível de água nos reservatórios muito baixo, e consequentemente uma menor geração de energia, já que as hidrelétricas dependem exclusivamente do volume de água nos barramentos, e dessa forma sendo necessário ir em busca de outras fontes de energias que não fazem o uso de água, mesmo sendo essa com o maior percentual aqui no Brasil.

Os ventos passaram a ser o segundo recurso mais utilizado no Brasil para a geração de energia elétrica e já temos 15 GW de capacidade instalada (ABEEólica, 2019).

Figura 5 - Matriz Energética Brasileira (GW).



Fonte: ABEEólica (2019).

Segundo a ABEEólica (2019) do total de 15,1 GW de capacidade instalada, cerca de 86% estão localizadas na região do Nordeste do país. A Tabela 2 mostra a distribuição desse montante por região. Além dos 15,1 GW de capacidade instalada, existe ainda cerca de 4,6 GW que já foram contratados ou estão em fase de construção, isso significa que, ao final de 2023, serão pelo menos 19,7 GW considerando apenas os contratos que já foram viabilizados em leilões e com outorgas do mercado livre publicadas e contratos assinados até agora.

A evolução de capacidade instalada no Brasil da energia eólica ao longo dos anos está apresentada Figura 6.

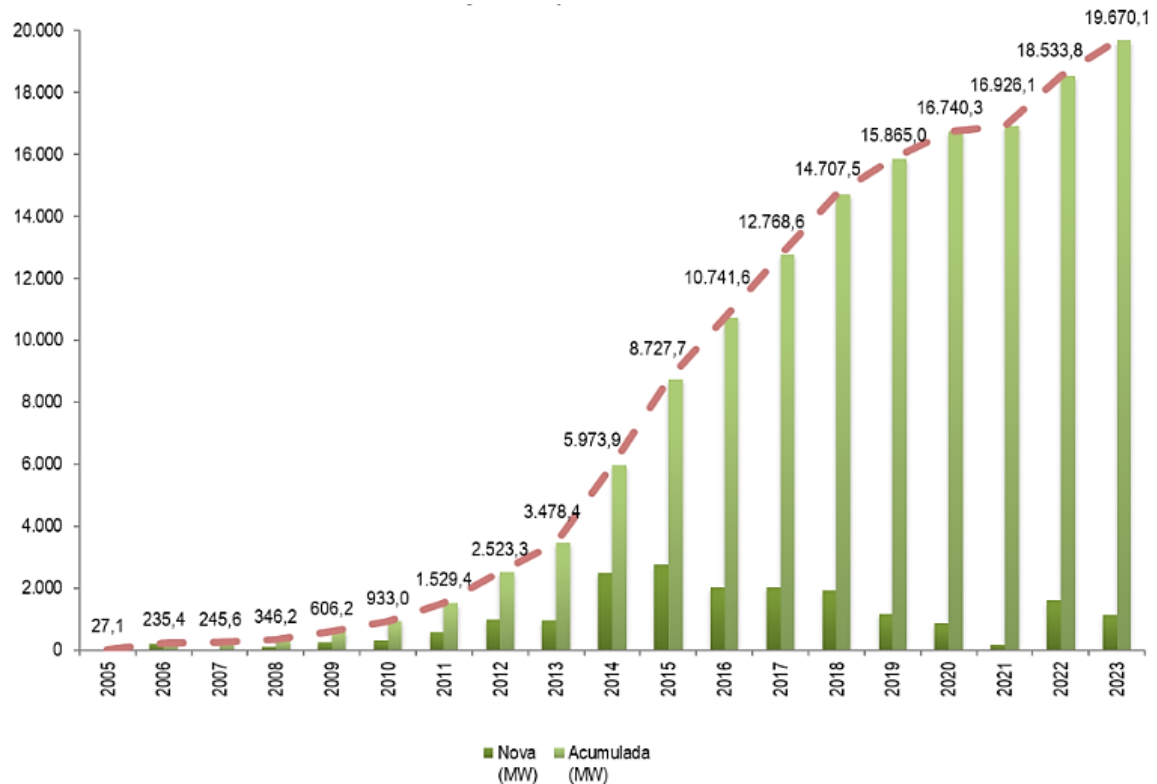
Tabela 2 - Distribuição da capacidade instalada no Brasil ao fim de 2018.

Estado	Potência (MW)	Nº de parques
RN	4.066,15	151
BA	3.934,99	153
CE	2.045,46	79
RS	1.831,87	80
PI	1.638,10	60
PE	781,99	34
MA	328,80	12
SC	238,50	14
PB	157,20	15

SE	34,50	1
RJ	28,05	1
PR	2,5	1
Total	15.088,10	601

Fonte: ABEEólica (2019).

Figura 6 - Evolução da capacidade instalada no Brasil.



Fonte: ABEEólica (2019).

Na região do Nordeste, a utilização da fonte de energia fornecida pelos aerogeradores, é um bom caminho, pois nos meses com menores vazões do Rio São Francisco, têm-se as maiores velocidades de vento na região, ou seja, o aproveitamento do vento constitui uma interdependência limpa para a sazonalidade hídrica.

O estado de Pernambuco conta com um total de 119 usinas geradoras de energia elétrica, com cerca de 4.097 MW de potência instalada, no qual: 48% da energia é produzida por 73 termelétricas em operação; 37% da produção de energia é baseada em Usinas Hidrelétricas, sendo a Usina Luiz Gonzaga (Itaparica) a principal produtora; 14,5% da produção gerada por 28 Usinas Eólicas; e o restante, menos de 0,5%, e produzido por 5 Usinas Fotovoltaicas (ANEEL, 2016).

O avanço na produção de energia eólica no estado de Pernambuco se deu de forma promitente nos últimos anos, pois o estado tem um pouco mais de 90% de sua área inserida no chamado “Polígono das Secas”, sendo uma região onde é reconhecido como sujeita a períodos críticos de prolongadas estiagens, além de existir uma precipitação mal distribuída. Contudo, é

exatamente nessa região do “Polígono das Secas”, onde são observados altos potenciais energéticos eólicos e solar.

Acerca desses motivos, em 2017 foi publicado o atlas eólico e solar do estado de Pernambuco, onde são apresentados uma visão geral do potencial de geração de fontes eólicas e solares, por meio dos níveis de vento, de radiação solar e de uma série de mapas que evidenciam aspectos da geografia, da economia e da infraestrutura do Estado. (ATLAS..., 2017).

No Quadro 1 estão apresentados os dados da ANEEL a respeito das usinas eólicas em operação no estado de Pernambuco.

Quadro 1 - Usinas eólicas em operação em Pernambuco.

Usina	Potência instalada (kW)	Município
Pirauá	4.950	Macaparana
Xavante	4.950	Pombos
Mandacaru	4.950	Gravatá
Santa Maria	4.950	Gravatá
Gravata Fruidade	4.950	Gravatá
Tacaico	18.800	Tacaratu
Pau Ferro	30.550	Tacaratu
Pedra do Gerônimo	30.550	Tacaratu
Caminho da Praia	2.000	Cabo de Santo Agostinho
Ventos de Santa Brígida I	13.600,0	Pedra
Ventos de Santa Brígida II	27.200,0	Paranatama
Ventos de Santa Brígida III	28.900,0	Pedra
Ventos de Santa Brígida IV	27.200,0	Caetés
Ventos de Santa Brígida V	28.900,0	Paranatama
Ventos de Santa Brígida VI	28.900,0	Caetés
Ventos de Santa Brígida VII	27.200,0	Caetés
Ventos de São Clemente 1	29.155,0	Caetés
Ventos de São Clemente 2	29.155,0	Caetés
Ventos de São Clemente 3	29.155,0	Venturosa
Ventos de São Clemente 4	29.155,0	Venturosa
Ventos de São Clemente 5	29.155,0	Caetés
Ventos de São Clemente 6	25.725,0	Caetés
Ventos de São Clemente 7	24.010,0	Caetés e Pedra
Ventos de São Clemente 8	20.580,0	Venturosa
Serra das Vacas I	23.920,0	Paranatama
Serra das Vacas II	22.295,0	Paranatama
Serra das Vacas III	22.235,0	Paranatama
Serra das Vacas IV	22.295,0	Paranatama
Serra das Vacas V	25.300,0	Paranatama
Serra das Vacas VII	25.300,0	Paranatama
Ventos de Santo Estevão I	25.300,0	Araripina
Ventos de Santo Estevão II	25.300,0	Araripina

Ventos de Santo Estevão III	29.900,0	Araripina
Ventos de Santo Estevão IV	29.900,0	Araripina
Ventos de Santo Estevão V	27.600,0	Araripina
Total de potência instalada em PE	783.985,0	

Fonte: ANEEL (2019).

A fiscalização e o acompanhamento da expansão da oferta da geração de energia são realizados de uma forma constante e sucessiva pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG) da ANEEL, sendo realizadas através das vigilâncias das obras de centrais geradoras, feitas in loco e a distância, por intermédio de auxílio de agências reguladoras estaduais conveniadas. Essa forma de acompanhamento realizada de forma contínua e sem interrupções tem como principal objetivo a atualização das informações mensalmente, da fiscalização da ANEEL em relação as usinas que já foram outorgadas e que estão em fase de instauração no país. No Quadro 2, pode-se observar os dados das usinas que estão sendo acompanhadas pela ANEEL no estado de Pernambuco.

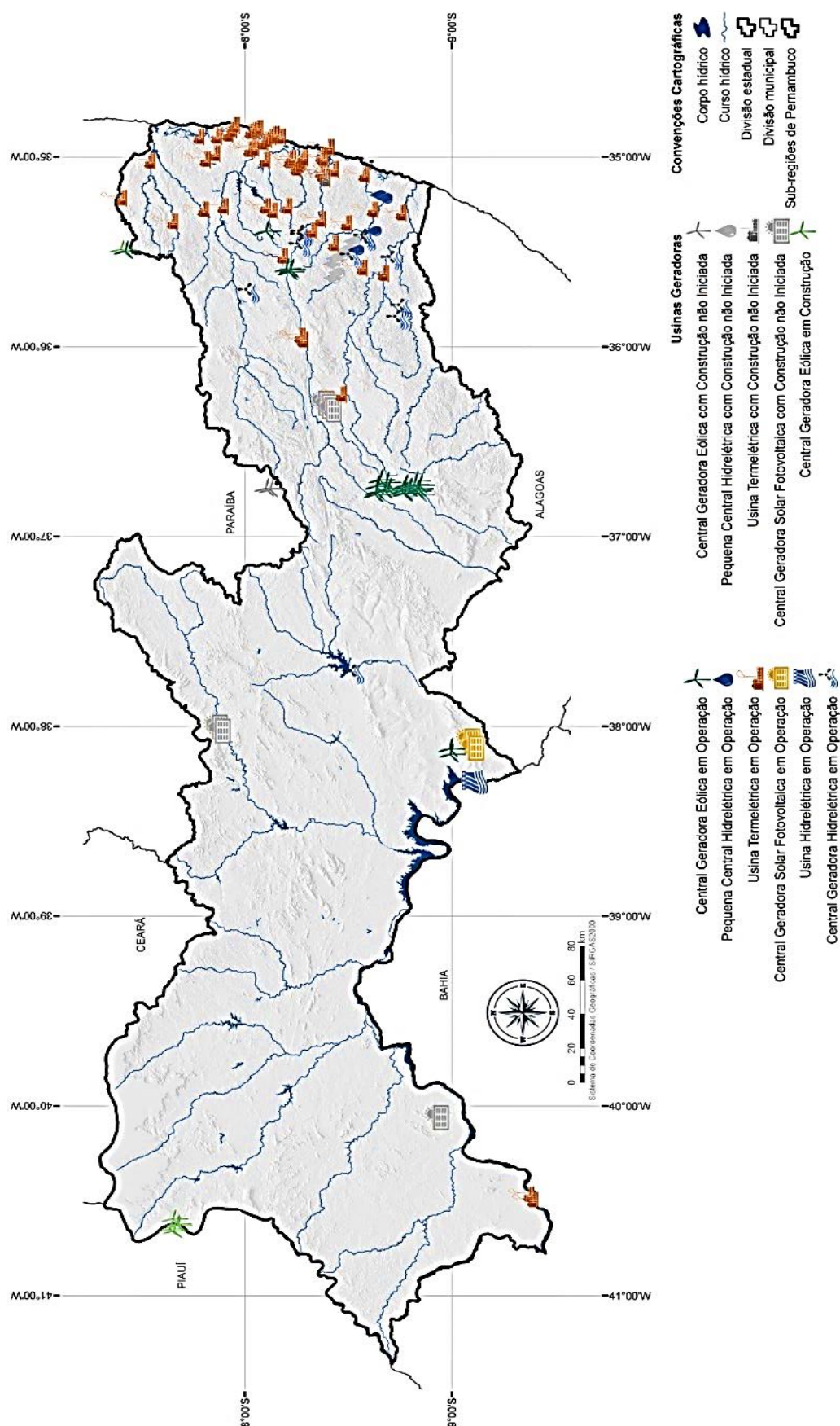
Quadro 2 - Usinas eólicas já outorgadas pela ANEEL.

Quadro 2 – Usinas concisas já outorgadas pela ANEEL.				
Usina	Viabilidade	Potência (kW)	Situação da Obra	Município
Ouro Branco 1	Média	30.000,0	Não iniciada	Poção
Ouro Branco 2	Média	30.000,0	Não iniciada	Poção
Quatro Ventos	Média	22.000,0	Não iniciada	Macaparana
Potência total das Usinas (construção não iniciada)		82.000,0		
Legenda: Média: Usinas com obras não iniciadas ou com licenciamento ambiental não finalizado, não havendo impedimentos para implantação da usina.				

Fonte: ANEEL (2019).

Discute-se também, que no dia 25 de setembro de 2015, o primeiro Parque híbrido do Brasil para geração de energia elétrica foi inaugurado, unindo as gerações de energia solar e elétrica, estando localizado no município de Tacaratu no estado de Pernambuco, na região do Médio São Francisco. Esse empreendimento é formado por duas usinas fotovoltaicas (Fontes Solar I e II) com uma potência instalada de 11 MW, dessa forma sendo o maior parque fotovoltaico em operação no país. Além destas, existe também um parque eólico de 80 MW (Fontes dos ventos), em que, trabalhando em conjunto, consegue gerar cerca de 340 GWh/ano (G1, 2015). Na Figura 7 é apresentado a distribuição dos diversos empreendimentos de geração de energia no estado de Pernambuco.

Figura 7 - Localização das usinas geradoras de energia elétrica em Pernambuco.



Fonte: Atlas...(2017).

Nota-se que o estado de Pernambuco é uma referência para o país em relação a geração de energia elétrica utilizando as fontes renováveis para produção, como as fontes eólicas e solares. Essas fontes de geração apresentam um baixo impacto para o meio ambiente, além de uma crescente possibilidade de instalação progressiva e distribuída.

Portanto, esses elementos que estão intrínsecos a esse tipo de fonte, se tornam uma das grandes justificativas para o estudo de energia eólica no estado da federação que propicia uma gama de recursos no tema, além da necessidade de estudos nacionais e regionais a respeito da estabilidade e do projeto de torres tubulares de aço para aerogeradores de maior porte (LIMA; LÓPEZ-YÁNEZ; SILVA, 2018).

Tendo como objetivo a contribuição de exploração ainda maior no potencial eólico de Pernambuco, esse trabalho tem como base, o desenvolvimento do projeto estrutural para suporte de um aerogerador de grande porte (80 m), visando dessa forma o desenvolvimento das análises estruturais dessa torre com as características das solicitação que estão presentes no Brasil, e, ainda visando nacionalizar/regionalizar os projetos e a normatização dos elementos componentes do gerador eólico, visto que, hoje os projetos destes componentes são, na maioria das vezes, importados.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tenho como proposta principal realizar um projeto estrutural detalhado de uma torre tubular de aço com 80 m de altura, que serve para a sustentação de um aerogerador de eixo horizontal, tendo em vista a necessidade de projetos desenvolvidos nacionalmente.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar um levantamento bibliográfico, bem como buscar informações de cunho prático que servirá como base para o projeto da torre;
- Selecionar o modelo estrutural adequado para a torre em estudo;
- Implementar um memorial de cálculo para o projeto estrutural da torre segundo os códigos normativos internacionais e nacionais através do *software* MATHCAD 15;
- Incentivar o desenvolvimento das normatizações brasileiras para o projeto de torres metálicas tubulares de turbinas eólicas.

1.4 CONTEÚDO E ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esse trabalho foi dividido em cinco capítulos, e uma lista de referências, conforme a sequência de conteúdos descrita a seguir:

Neste capítulo (INTRODUÇÃO) são feitos comentários iniciais, onde são apresentados a problemática a respeito do tema abordado, a justificativa e a originalidade do mesmo, bem como o objetivo geral e um resumo das etapas que serão seguidas especificada nos objetivos específicos.

No segundo capítulo (REFERENCIAL TEÓRICO) são apresentadas as principais características de um aerogerador e seus componentes, além das características das torres de suporte de tais equipamentos.

No terceiro capítulo faz-se um levantamento dos trabalhos que contribuíram para compreensão e para o desenvolvimento deste trabalho.

No quarto capítulo (METODOLOGIA) é feita a descrição detalhada da torre utilizada no estudo e o detalhamento e combinações das ações atuantes na mesma. Em seguida, são descritos as ferramentas e os procedimentos utilizados para desenvolvimento do trabalho.

No quinto capítulo (RESULTADOS E DISCUSSÃO) são apresentados todos os resultados referentes as verificações de estabilidade da torre, iniciando pelas definições de projeto seguindo para as análises de tensões meridional, circunferencial e de cisalhamento.

E no sexto capítulo (CONSIDERAÇÕES FINAIS) são comentadas as sínteses e conclusões acerca do trabalho, além das sugestões para trabalhos que possam ser realizados no futuro para complemento mais específico do projeto.

Após os seis capítulos, é apresentado uma lista de referências (REFERÊNCIAS) no qual se expõe o conjunto de materiais utilizados por base para a elaboração do trabalho.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo são expostos alguns conceitos teóricos que são essenciais para a realização deste trabalho. Portanto, inicialmente, são apresentadas as características dos aerogeradores e seus principais elementos. Em seguida, são discutidas algumas particularidades das torres de suporte para a turbina eólica: esbeltez, custo, rigidez, processo de fabricação, transportes, construção/montagem e tipos de torres. Logo após, expõem-se a fundamentação acerca da segurança estrutural e ações, estabilidade das estruturas em cascas, fadiga, e por fim, são expostos resumos dos principais trabalhos relacionados ao projeto das torres tubulares de aço.

2.1 CARACTERÍSTICAS DOS AEROGERADORES

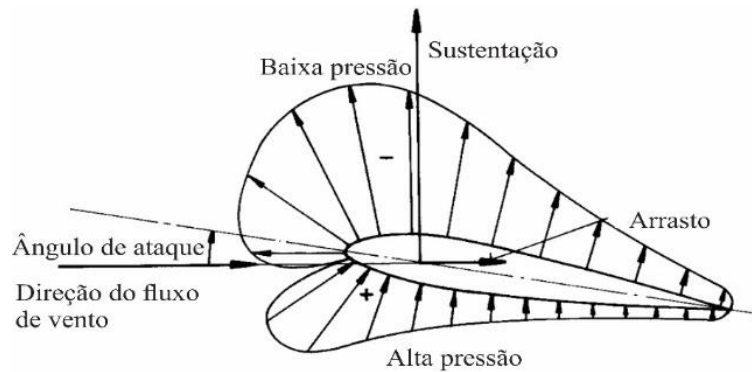
Os aerogeradores são equipamentos que têm como função a conversão da energia cinética do vento, em energia elétrica ou em energia mecânica, podendo ser usada em diversas aplicações, como por exemplo, para acionamento de bombas d'água, moinhos, e para a geração de energia elétrica.

O funcionamento das turbinas é baseado através dos movimentos causados pela força de sustentação criada pela incidência dos ventos nas pás, fazendo com que as pás se movimentem e o rotor comece a girar, e acoplado a este rotor, está o eixo de baixa rotação, que também começa a girar. Nesse eixo, é montado um sistema de apoio, para que seja garantido que as forças radiais e axiais não comecem a desgastar o rotor e nem gerar deformações excessivas no mesmo. É necessário a instalação de um variador de velocidade para que o gerador consiga operar, fazendo a rotação aumentar, com o intuito de ser transferido para o eixo de alta rotação. Esse último é composto por um sistema de frenagem para que seja evitado que uma elevada rotação por minuto possa danificar os componentes da turbina. E por último, ocorre a conexão com o gerador, para que seja feito a conversão da energia cinética em energia elétrica. Vale lembrar, que todos esses equipamentos são sustentados pela torre.

Os aerogeradores são classificados quanto à maneira de interação com o vento e também quanto à disposição do eixo para o qual é transmitido o movimento mecânico. Existem dois tipos de interação das pás: uma por araste e outra por sustentação. Na interação por arraste, as pás das turbinas eólicas são impulsionadas pela incidência dos ventos, apresentando um fator importante em relação a sua velocidade, pois a velocidade das pás nunca é maior que a velocidade do, sendo considerado um fator limitante para sua eficiência. Já na interação por sustentação, as pás têm o formato de um aerofólio, nas quais o vento atua empurrando as pás,

porém o fluxo de ar pelas pás também faz surgir uma força de sustentação que aumenta a eficiência da turbina (ACKERMANN, 2002). Na Figura 8 observam-se, detalhadamente, as forças atuantes nas pás do aerogerador.

Figura 8 - Distribuição de forças aerodinâmicas.



Fonte: adaptado de Hau (2006).

Quanto à disposição do eixo, as turbinas podem ser de eixo vertical, *Vertical Axis Wind Turbine* (VAWT), conforme a Figura 9a, ou de eixo horizontal, *Horizontal Axis Wind Turbine* (HAWT), conforme a Figura 9b.

Figura 9 – Disposição dos eixos das turbinas aerogeradores.



(a) Aerogerador de eixo vertical;

Fonte: Sandia (2006).



(b) Aerogerador de eixo horizontal.

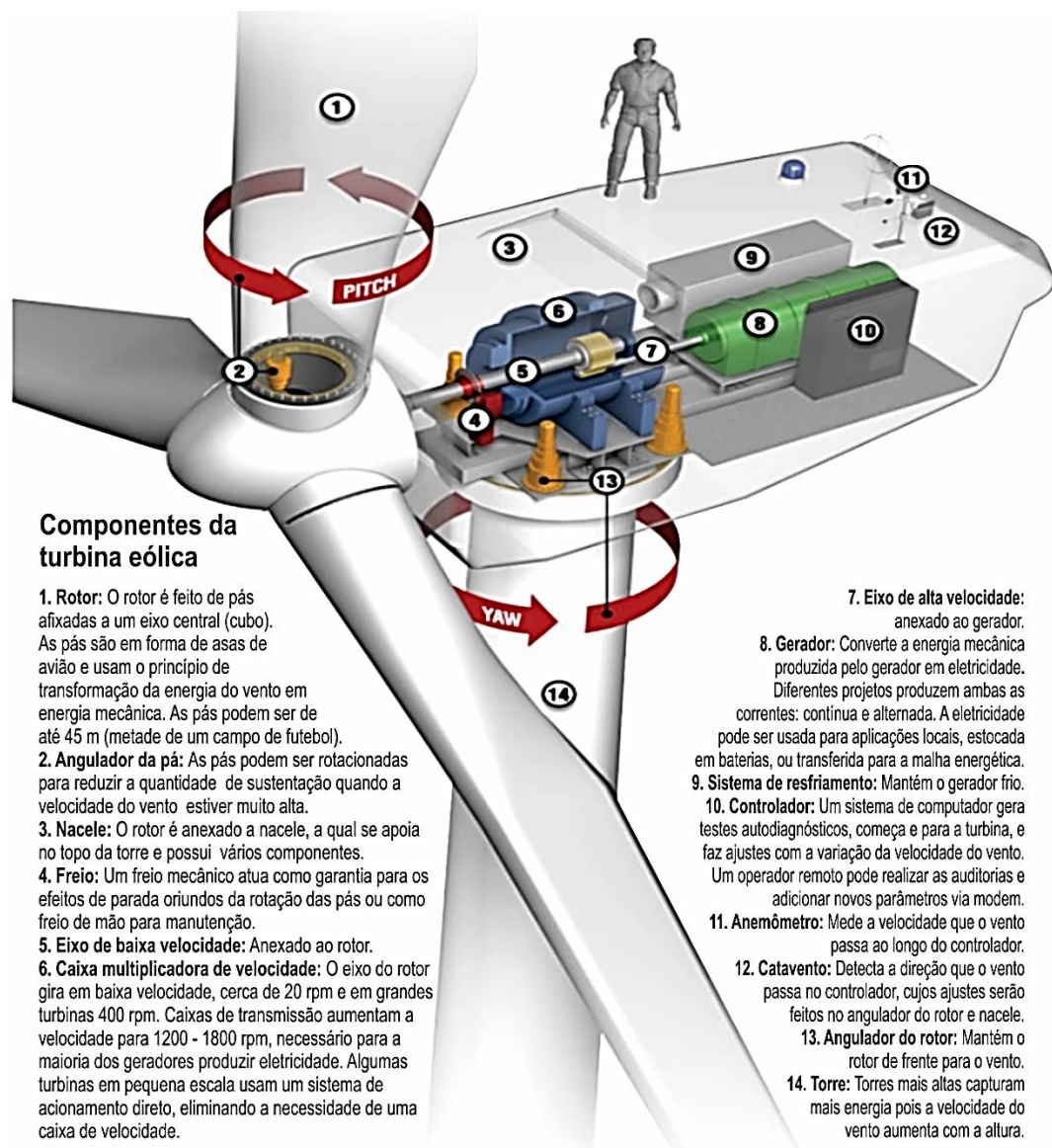
Fonte: Cresesb/Cepel (2001).

As turbinas de eixo vertical têm a vantagem de operar independentemente das direções do vento além de terem seu gerador e algumas outras partes instaladas no solo, facilitando a manutenção. No entanto, a grande desvantagem se dá devido as grandes flutuações de torque que acontecem a cada revolução, além da incapacidade de autopartida e das limitações para a regulação da velocidade diante dos fortes ventos. As turbinas de eixo horizontal usam diferentes números de pás, dependendo do seu propósito. O número de pás das turbinas comerciais desse tipo, pode variar de uma a quatro pás. Quanto maior o número de pás, menor é a velocidade de

rotação e maior o torque sobre o eixo do rotor, por esse motivo, os cata-ventos são tão eficientes no bombeamento de água de poços. No entanto, as turbinas que possuem poucas pás, apresentam uma velocidade maior de rotação, sendo um ponto positivo para os aerogeradores de eletricidade.

As turbinas do tipo HAWT apontam um maior aproveitamento de energia do vento quando comparadas as do tipo VAWT. Esse tipo de turbina é mais utilizado em projetos mais modernos de aerogeradores das classes de megawatt, porém é de fundamental importância que ela esteja posicionada a uma altura que seja compatível com as características do local onde está sendo instalada, para que ocorra um máximo aproveitamento do vento. Na Figura 10 são apresentados os principais componentes de um HAWT com três pás.

Figura 10 - Componentes principais de um HAWT moderno.



Fonte: Adaptado de Schubel e Crossley (2012).

O subsistema, que é composto pela turbina e todos os componentes abrigados na nacele, aplica esforços sobre a torre que suporta e, por fim, o movimento da torre altera a resposta daquele subsistema (HANSEN et al., 2006). As torres são responsáveis por sustentar e posicionar o rotor na altura adequada para seu funcionamento, sendo um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo do sistema. Para estimular um maior equilíbrio e segurança na sustentação de toda a nacele em alturas cada vez maiores, tem-se utilizado torres tubulares de aço (CRESESB, 2017).

2.1.2 SISTEMA DE CONTROLE E SEGURANÇA

A função principal do sistema de controle é que se mantenham todos os parâmetros de operação da torre dentro dos padrões estabelecidos e dos seus limites normais. Alguns parâmetros requer um pouco mais de atenção, pois são considerados principais quanto a operação da turbina, são eles:

- Potência de geração;
- Velocidade rotacional da turbina;
- Conexão à rede elétrica;
- Procedimentos de partida e parada do equipamento;
- Torção dos cabos que se conectam à nacele;
- Alinhamento do rotor ao vento incidente.

Para o sistema de proteção, é de grande importância que se mantenha a segurança sobre o equipamento, para que o mesmo possa se manter em condições seguras mesmo que algum dos parâmetros operacionais exceda o seu limite normal depois de algum mal funcionamento do aerogerador, ou até mesmo alguma falha no sistema. No caso de falhas ou mal funcionamento do sistema, o sistema de segurança deve ser acionado para que se mantenha intacta a estrutura e que a mesma não venha ao colapso. Alguns casos determinam o momento no qual o sistema de segurança deve ser acionado, como a sobrevelocidade das pás do aerogerador, sobrecarga ou falha no gerador, vibrações que exceda o limite permitido, torções excessivas dos cabos da nacele.

Para cada um dos casos se faz necessário a configuração de níveis de ativação para que o sistema de segurança seja acionado no momento exato. A máxima velocidade rotacional que deve ser um parâmetro de ativação do sistema de segurança, é um parâmetro fundamental para

o projeto estrutural da máquina, pois os carregamentos no aerogerador aumenta proporcionalmente com o aumento da velocidade de rotação.

2.2 TORRES PARA AEROGERADORES

É a estrutura responsável pela sustentação da nacelle e do rotor, garantindo a altura necessária para explorar ventos mais intensos (OLIVEIRA, 2012). Devido a evolução da potência (porte) dos aerogeradores, sendo cada vez com maiores dimensões, consequentemente com maior peso e mais potentes, se faz necessário uma busca por ventos com fluxos mais constantes e com uma elevada intensidade, para que os aerogeradores possam ser instalados cada vez mais altos.

Particularmente, do ponto de vista financeiro, a altura da torre é um componente essencial. Segundo Hau (2006) e Yoshida (2006), o custo da torre pode superar 20% do custo total da turbina eólica, caracterizando uma desvantagem do aumento da altura das torres. Dessa forma, a análise e o projeto da torre ganharam ainda mais importância, já que uma redução no custo do projeto e da execução da torre significa uma redução considerável do custo final na energia produzida. A altura das torres também está diretamente ligada aos custos de transporte, a montagem e o erguimento das torres, pois quanto maior a torre, esses procedimentos serão mais caros e custosos (Figura 11).

Figura 11 - Transporte de um segmento tubular de uma torre eólica.



Fonte: Vilarformoso (2010).

Por exemplo, as torres com mais de 100 m de altura, sujeitas a uma sustentação na ordem de centenas de toneladas em sua extremidade que requerem bases com diâmetros superiores a 5 m, dificultam o transporte pelas rodovias (HAU, 2006). Em decorrência das limitações de transporte, o diâmetro externo de uma torre não pode exceder 4,5 m. Em relação a sua

espessura, a espessura máxima da parede chega a 40 mm (NICHOLSON, 2011). Dessa forma, as turbinas eólicas de grande porte, a eficiência e os custos aumentam com a altura da torre. As torres têm um formato tronco-cônico e seus diâmetros aumentam do topo para a base, pois as forças do vento geram um aumento nas tensões de compressão, havendo a necessidade de uma maior espessura na base da estrutura (STAVRIDOU; EFTHYMIU; BANIOPOULOS, 2015; DNV, 2002).

As torres de aerogeradores geralmente são construídas por aço ou por concreto, porém as torres de concreto de pequeno porte normalmente não apresentam um modelo de mercado tão econômico, pois elas exigem mais materiais na sua construção, além do peso e demora na montagem, portanto as torres de aço é opção mais aplicada (BURTON, 2001). Em consequência do desenvolvimento que vem acontecendo acerca dos aerogeradores, os projetos e os materiais para as torres têm aumentado em variedade, nas Figura 12 é possível observar exemplos de torres.

Figura 12 - Os diferentes tipos de torres eólicas



Fonte: Oliveira (2012).

As torres tubulares de aço constituem o tipo mais utilizado nas construções de turbina eólica, tanto para os modelos *onshore* como para os *offshore*, sendo o principal motivo o curto tempo necessário para montagem e ereção da torre com a assistência de guindastes e de equipamentos de içamento de cargas específicos. Todavia, as torres que possuem alturas maiores que 100 m, são formadas por segmentos do tipo casca, sendo compostas por chapas de aço, que são parafusados de maneira que não seja necessária solda in loco.

As torres tubulares de aço de sustentação de aerogeradores são formados por segmentos pré-fabricados que variam de 20 a 30 m. Geralmente, esses comprimentos que formam os segmentos das torres possuem os limites nessa faixa de valores devido à dificuldade de se transportar elementos maiores em rodovias, bem como a dificuldade para a montagem e

instalação (DWIA, 2003). Esses segmentos são originados passando por um processo de calandragem de chapas de aço (Figura 13a) com aproximadamente 2 m de comprimento e espessura entre 10 e 50 mm (em torno de 2”) que são posteriormente soldadas (Figura 13b) formando as seções de formato cilíndrico da torre. Muitas dessas soldas são feitas por meio de soldadores automáticos. Em algumas situações de carregamento da torre, essa solda requer uma atenção especial, desta forma, deve-se checá-la por métodos ultrassônicos, raios-X e exames de fissuras superficiais (HAU, 2006).

Nas partes mais externas de cada segmento de torre, flanges são soldados (Figura 13c). O procedimento de conformação e soldagem dos flanges requer uma atenção maior, pois os componentes podem ficar distorcidos e, portanto, a montagem e o aparafusamento entre flanges será dificultada (Figura 13d). As ligações entre a torre aerogeradora e a fundação, é realizada por meio da seção de fundação que é fabricada com um arco de resistência maior que os demais segmentos que estão no intermédio da peça.

Estruturas *Onshore* tem sua fundação em laje ou estacas, sendo a primeira a mais comum (STAVRIDOU; EFTHYMIU; BANIOTOPOULOS, 2015).

Figura 13 - Processos de fabricação da torre tubular de aço para geradores eólicos.



(a) Calandragem da chapa;



(b) Soldagem da chapa;



(c) Flanges a serem soldados nos segmentos de torre;



(d) Ligação parafusada dos flanges.

Fonte: DWIA (1999).

A qualidade e preservação das torres de aço dependem diretamente do tratamento superficial que deve ser levado em consideração, pois, como a torre é constituída de aço, é

necessário que haja uma aplicação contra os processos corrosivos, principalmente quando as torres forem instaladas em regiões com agressivas, como em zonas costeiras. As proteções devem manter a peça prevenida por um grande intervalo de tempo.

Ainda são mencionadas algumas dificuldades que são intrínsecas nas torres que possuem alturas maiores que 90 m, porque o diâmetro de sua base torna-se maior que 4,5 m, além de possuir uma espessura na parede da torre maior que 40 mm, consequentemente, o processo de calandragem da chapa de aço necessita do uso de máquinas especiais e as parcelas da base da torre são de difícil transporte pelas rodovias.

Outro fator não menos importante que os citados, é que a torre necessita de manutenção, tendo em vista a complexidade da mesma. Para a execução da ampla e extensiva manutenção para prevenção e reparação nas eventuais falhas que podem ocorrer no conjunto, necessita-se de condições de trabalho que possam permitir segurança e produtividade do operador. Portanto, a torre deve proporcionar um acesso seguro à nacele por meio de plataformas intermediárias (que dependem da altura da torre, normalmente instala-se uma em cada seção), porta de acesso na base da torre (comumente em um nível mais elevado para evitar a entrada de água em caso de fortes chuvas), e um sistema de escadas, tudo isso para que sejam minimizados as intervenções em alturas elevadas no exterior da torre.

Na região do interior das torres também existe uma série de instalações elétricas (cabos para transmissão de energia elétrica, transformador, sistema de climatização, sistema de iluminação, sistema de controle). Nas grandes torres, de modo habitual, o transformador necessita de um espaço considerável e a instalação de um sistema de resfriamento. Esses elementos podem ser observados a Figura 14.

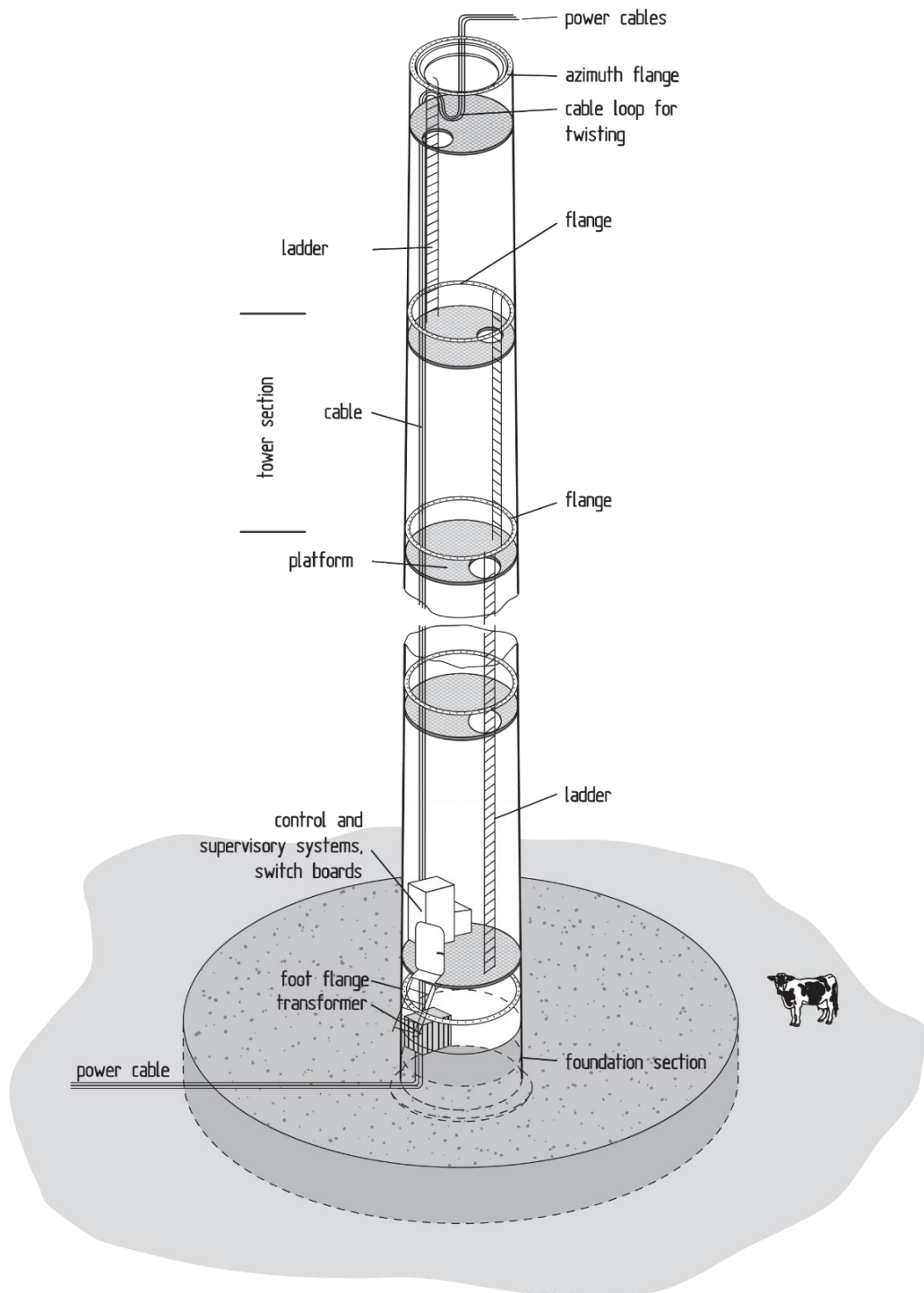
2.3 FATORES QUE INFLUENCIAM NO REGIME DOS VENTOS

2.3.1 MODIFICAÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO COM A ALTURA

A eficiência e a quantidade de energia eólica que é gerada em uma determinada região são submetidas por meio das características da execução, distância horizontal entre os sistemas de transformação que estão instalados e principalmente da altura da torre. Independentemente do fluido que esteja sendo aproveitado para a geração de energia, a velocidade será aumentada na medida em que o fluido está afastado das áreas que possam limitar o seu aproveitamento. Consequentemente, pode-se concluir que a velocidade do vento é alterada a medida que a altura da torre em relação a superfície da Terra varie, tendo dependência também da rugosidade

presente na superfície do local. Em locais onde existem superfícies com irregularidades quase inexistentes (rugosidade baixa) as variações dos ventos são muito pequenas quando comparadas com as variações que existem em locais com terrenos irregulares (rugosidade alta), sendo as regiões urbanas classificadas nesta última categoria.

Figura 14 - Sistemas internos em torres tubulares de aço para turbinas eólicas de grande porte.



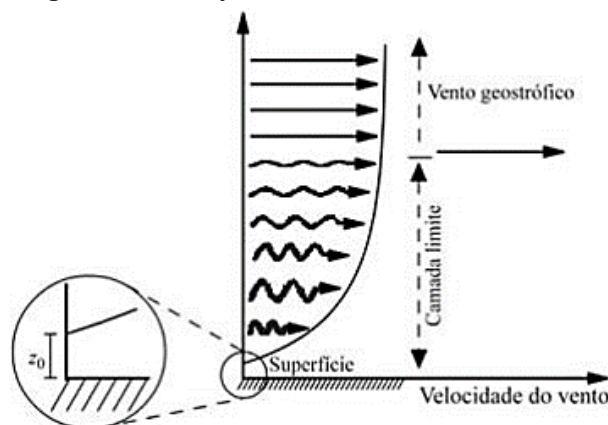
Fonte: Hau (2006).

No vínculo existente entre a força do vento e a altura da torre, existem três partes divididas, onde cada parte refere-se as limitações das influencias sobre o carregamento do vento, essas partes são divididas em superfície, camada limite e o vento geostrófico. Para modelos variando sua altura entre 80 m e os 3000 m, temos o vento sendo influenciado pela camada limite, onde são instaladas no seu interior as turbinas eólicas. Já para altura menores que 80 m, o vento é considerado sob influência apenas da superfície terrestre.

Existem algumas particularidades quanto as camadas limites, sendo estas relacionadas a alguns fatores, podendo destacar alguns importantes, são eles: a velocidade de escoamento, a massa específica e a viscosidade do fluido, a forma geométrica e o acabamento (rugosidade) da superfície da torre. Quando a velocidade do escoamento é considerada turbulento, a forma e o acabamento da superfície começam a interferir no desenvolvimento da camada limite, ou seja, passam a ter grande importância. O ar, ao começar a movimentar-se sobre a superfície terrestre, forma uma camada limite se estendendo a grandes alturas e, geralmente, o escoamento no seu interior é turbulento. Por esses motivos, se torna muito importante o conhecimento do perfil da velocidade do vento ao longo de uma vertical, ou seja, a distribuição da velocidade com a altura (SILVA, 1999).

Na Figura 15, pode-se observar a diferença que existe entre as três partes que foram citadas, onde é verifica-se a turbulência da camada limite que é ocasionada devido aos diferentes tipos de rugosidade que existem da superfície.

Figura 15 - Variação da velocidade do vento em altura.

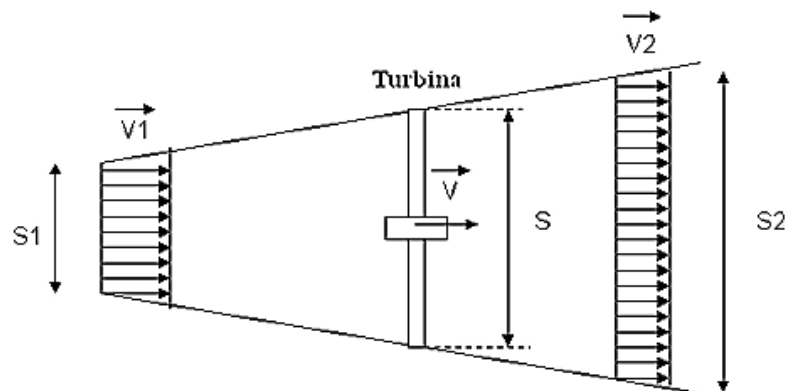


Fonte: Henriques (2012).

De acordo com o teorema do limite de Betz, independentemente da altura em que o aerogerador da torre esteja instalado, o sistema não consegue converter mais do que 59% da energia cinética do vento em energia mecânica no gerador, isso indica um coeficiente máximo de potência de 0,59. Esta situação nada tem a ver com a eficiência do gerador, mas sim da própria natureza das turbinas eólicas.

Na realidade, dentre todas as turbinas eólicas existentes no mundo, nenhuma delas é capaz de atingir o valor do limite de Betz. As turbinas eólicas mais recentes e modernas, apesar dos grandes estudos que vem se desenvolvendo, só conseguem atingir no máximo um coeficiente de potência igual a 0,47. Contudo, esse valor normalmente varia, e tende ser mais baixo oscilando entre 0,3 e 0,4 de valor máximo. Na Figura 16, pode ser verificada a atividade de recolhimento da energia do vento, sendo V_1 a velocidade do vento antes das pás da turbina com a energia a 100% e V_2 a velocidade do vento após a turbina, ou seja, a energia desperdiçada pelo aerogerador.

Figura 16 - Teoria do limite de Betz.



Fonte: Betz (2013).

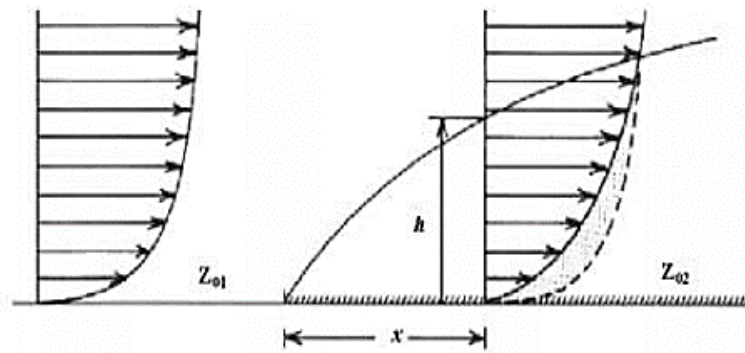
2.3.2 RUGOSIDADE DO TERRENO

A rugosidade do terreno está estritamente ligada com a influência no abrandamento da velocidade do vento, devido a seu atrito existente ou até mesmo dos obstáculos que se opõem no caminho do vento. Portanto, quanto maior for o fator de rugosidade do local, maior será o abrandamento do vento, trazendo como consequência a necessidade de alguns estudos acerca do local onde serão instaladas as turbinas, para que se conheça a classe de rugosidade, e dessa forma saber qual será a altura da torre mais adequada a ser instalada para se obter um aproveitamento do vento mais eficaz e consequentemente uma maior eficiência. Segundo o Portal das Energias Renováveis (2018), só a partir dos mil metros de altura é que a superfície terrestre deixa de ter influência significativa sobre o vento.

O Portal das Energias Renováveis (2018) faz uma comparação entre a influência do abrandamento do vento de acordo com as classes de rugosidade de algumas regiões comuns, entre elas um bosque ou uma grande cidade que podem abrandar muito o vento, com uma classe de rugosidade de 3 a 4 (definição utilizada pela indústria eólica para classificar a rugosidade), tem-se também uma pista de aeroporto, ou uma planície que abrandam apenas parcialmente o

vento, com classe entre 0,5 e 1, em quanto que a superfície do mar ou de um lago tem uma influência sobre o abrandamento do vento praticamente nulo, com uma classe de rugosidade de 0. A Figura 17 mostra a diferença na mudança de rugosidade da superfície e como consequência a mudança do comportamento na força do vento.

Figura 17 - Variação da força do vento devido á influência da rugosidade.



Fonte: Silva (1999).

A altura h é definida como a camada limite que varia de acordo com a distância x , em que esse parâmetro x , é a distância em que a rugosidade influencia a camada limite, e essa é cerca de 5 km a montante da estrutura. No caso de estruturas *offshore* a influência é prolongada até os 10 km.

2.3.3 OBSTÁCULOS DO TERRENO

O Portal das Energias Renováveis (2018), fala sobre a presença de edifícios, árvores, formações rochosas, etc., sendo considerados obstáculos ao vento, podem diminuir a velocidade do vento de forma significativa, criando assim turbulência ao seu redor. A maior parcela dessas turbulências é causada na região por detrás do obstáculo, podendo se propagar em até 3 vezes a dimensão do objeto, por isso a necessidade de evitar grandes obstáculos nas proximidades das instalações das turbinas, e em particular nas direções do vento dominante.

Geralmente, quando existem obstáculos no caminho do vento, eles são considerados como “caixas” com seção transversal retangular, e para que sejam analisadas as influências de um obstáculo no perfil da velocidade, deve ser considerada a sua posição relativa ao ponto de interesse, também deve-se conhecer as suas dimensões e a sua porosidade. A porosidade de um obstáculo, que é definida como uma analogia entre a área livre e a área total do obstáculo, pode ser determinada com a utilização dos valores apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Porosidade dos obstáculos.

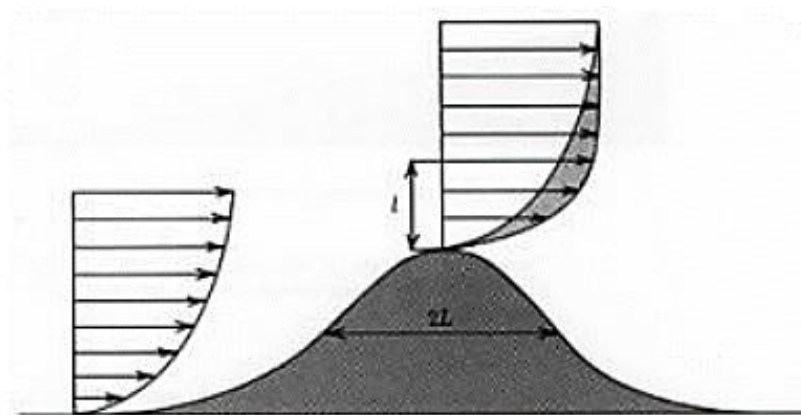
Descrição	Porosidade
Edifícios	0,00
Fila de edificios separados de 1/3 do comprimento	0,33
Árvores	0,50
Quebra-ventos muito densos	$\leq 0,35$
Quebra-ventos densos	0,35 – 0,50
Quebra-ventos abertos	$\geq 0,50$

Fonte: Silva (1999).

2.3.4 EFEITO COLINA

Para se obter uma maior eficiência dos aerogeradores acerca da quantidade de energia geradas, deve-se instalar as turbinas em locais onde há uma maior predominância de ventos com velocidades maiores que o normal. Por esse motivo, os aerogeradores são instalados na maioria das vezes perto dos topos das colinas onde o vento nestes locais é geralmente muito maior que o vento das regiões nas áreas circundantes, além de conseguir um maior escape de obstáculos que podem impedir o caminho do vento na direção das turbinas. Porém, caso a colina onde a turbina será instalada seja muito acidentada, pode ser originadas algumas turbulências devido a rugosidade significativa, que pode prejudicar ou até mesmo anular a colocação de torre na cota mais alta para utilizar o efeito colina.

A Figura 18 ilustra a vantagem da colocação de uma torre eólica a uma cota mais elevada, onde o movimento do vento é bastante superior.

Figura 18 - Variação do vento com variação de altura do terreno.

Fonte: Silva (1999).

2.3.5 CONDIÇÕES MARÍTIMAS

As situações de rugosidade podem variar de acordo com o movimento das águas, devido a formação das ondas, mas, no geral, pode-se considerar que a rugosidade das superfícies do mar e dos lagos é muito baixa, sendo praticamente nulo como já foi mencionado anteriormente. Além da rugosidade ter valor praticamente nulo, nas regiões marítimas os obstáculos que impede o caminho do vento são poucos, devendo existir corriqueiramente algumas ilhas, faróis, etc., esses sendo levados em consideração caso exista a necessidade de um cálculo mais rigoroso.

O Portal das Energias Renováveis (2018), relata que um perfil de velocidade mais estável será conseguido através de uma menor rugosidade, ou seja, um perfil com menor deslocamento até a camada limite, devido o motivo que o vento não experimenta grandes mudanças em alturas, podendo ser possível torres de comprimento menores em relação a sua altura, com cerca de 0,75 x diâmetro do rotor, onde geralmente as estruturas *onshore* tem uma altura de um diâmetro de rotor ou mais (Tabela 4).

Tabela 4 - Tamanho de turbinas e respetiva força.

Altura da torre (m)	Diâmetro do rotor (m)	Força (KW)
22	21	55
31	30	225
35	35	450
35-40	41-44	500
44	43	600
50	48	750
50	54	1000
60	58	1500
64-80	72-76	2000
85	115	5000

Fonte: Veritas. D. N. (2002).

Nas estruturas *offshore*, a turbulência é menor quando comparadas com as estruturas *onshore*, devido a menor quantidade de obstáculos, além de menores diferenças de temperatura a diferentes alturas já que no mar a radiação solar consegue penetrar vários metros de profundidade, e na terra a radiação fica concentrada na camada superior.

Consequentemente, a baixa intensidade das turbulências existentes nas estruturas instaladas no mar, proporcionam um tempo de vida maior se comparadas a estruturas instaladas em terra.

2.4 NORMATIZAÇÃO PARA O PROJETO DA TORRE

Alguns fatores devem ser considerados quanto ao dimensionamento de uma torre tubular de aço para aerogeradores, que podem ser determinadas uma série de requisitos de

resistência e rigidez da peça. Os fatores que podem ser considerados os principais são as tensões de ruptura que é necessária para que a torre consiga suportar a uma velocidade extrema do vento, a resistência à fadiga necessária para 20 ou 30 anos de funcionamento e, por fim, a rigidez quando se trata do comportamento de vibração (DUMBY, 2014).

No ramo da energia eólica, para que um projeto de aerogerador possa ser comercializado internacionalmente é necessário que o mesmo possua os certificados de conformidade quantos os requisitos de projetos que foram definidos e aceitos, esses certificados geralmente são obtidos por meio das organizações independentes e compreendem a turbina eólica completa ou até mesmo os seus componentes, como as pás, caixas de engrenagens ou torres (WOEBBEKING, 2010).

Essa certificação da turbina eólica tendo como embasamento a Norma Internacional IEC 61400-1(2019) solicita a conformidade com alguns regulamentos ou manuais, tais como a avaliação de Projeto, o Conceito de Segurança e Avaliação de Cargas, a Avaliação do Sistema de Segurança referente ao projeto, Modo de fabricação, Teste de Tipo, e as Fundações.

2.4.1 IEC 61400

O IEC 61400 é o conjunto de requisitos mínimos de concessão de projetos feitos para garantir que as turbinas eólicas sejam projetadas de forma adequadas contra os danos que podem ocorrer durante a vida de planejamento. Dessa forma, são especificados alguns requisitos que são essenciais para que seja assegurada a integridade da engenharia de aerogeradores. Todos os subsistemas que estão intrínsecos nas turbinas eólicas são levados em consideração, como os mecanismos de controle e proteção dos sistemas, os sistemas mecânicos e de elétrica interna, e as estruturas de apoio.

O padrão da norma diz respeito a todo o período de vida útil da turbina, tomando como base as condições do local onde antes da construção, até os componentes das turbinas na fase de testes, de montagem e de operação.

A norma IEC 61400 não estabelece condições para avaliação minuciosas em relação a algumas particularidades da estrutura, como a estrutura de sustentação (torre e fundação) a respeito da segurança estrutural, as ações e regras de projeto devem recorrer a normas e códigos além da IEC 61400, são eles:

- ISO 2394: Princípios gerais sobre a confiabilidade para estruturas ou EN 1990: Eurocódigo - Bases para o projeto estrutural;

- ISO 4354: Ações de vento em estruturas ou EN 1991-1-4: Eurocódigo 1: Ações nas estruturas (ações de vento);
- EN 1993 Eurocódigo 3: Projeto de estruturas de aço;
- EN 1997 Eurocódigo 7: Projeto Geotécnico.

O EC3, as normas alemãs *Deutsches Institut für Bautechnik* (DIBt, 2012) e *Gesellschaft mit beschränkter Haftung* (GmbH, 2010) e os IEC 61400-1 (2019) são as normas e códigos que se encontram no momento entre as mais utilizadas para o dimensionamento de torres eólicas.

2.4.2 DIBt

A norma DIBt (2012) está diretamente ligada com o IEC 61400-1. Esta norma descreve dois métodos de cálculo para que seja verificada a estabilidade, sendo o primeiro método designado por Cálculo global dinâmico e o segundo por Cálculo simplificado (HAU, 2006).

O Cálculo global dinâmico determina as cargas constituídas pela torre, fundação e parte das máquinas de acordo com a teoria da elasticidade. Nessa teoria, devem ser levadas em considerações modelos adequados para o vento, aerodinâmica e dinâmica estrutural. Para o Cálculo simplificado, esse só é autorizado caso o espaçamento entre as frequências naturais das torres e as frequências de excitação estão em operação contínua. Isto é, levando em consideração, que a máxima frequência de rotação do rotor é no mínimo 10% abaixo da primeira frequência de flexão de passagem das pás do rotor.

2.4.3 EUROCÓDIGOS

Em busca do desenvolvimento e da uniformização das regras de cálculo e de dimensionamento para diferentes tipos de estruturas, a Europa nas últimas décadas teve um enorme trabalho em busca disso. E como solução de todo esse esforço, surgiram os Eurocódigos estruturais, sendo um conjunto de normas europeias a cargo de responsabilidade do Comitê Europeu de Normalização (Comitê Técnico CEN/TC 250) que visa a unificação e normativas de cálculo e dimensionamento de estruturas.

Além dessas normas, ainda existem alguns complementos por Anexos Nacionais da responsabilidade dos organismos de normalização nacionais (SIMÕES, 2007).

O Eurocódigo 3 está dividido em seis partes:

- EN 1993-1: Regras gerais e regras para edifícios;

- EN 1993-2: Pontes;
- EN 1993-3: Torres, mastros e chaminés;
- EN 1993-4: Silos, reservatórios e condutas;
- EN 1993-5: Estacas;
- EN 1993-6: Caminho de rolamento de gruas e pontes rolantes.

A primeira parte do Eurocódigo 3 (EN 1993-1) está ainda subdividida em 12 subpartes que são as mais levadas em consideração durante os projetos de torres:

- EN 1993-1-1: Regras gerais e regras para edifícios;
- EN 1993-1-2: Regras gerais – Verificação da resistência ao fogo;
- EN 1993-1-3: Regras adicionais para elementos enformados a frio;
- EN 1993-1-4: Regras adicionais para aço inoxidável;
- EN 1993-1-5: Elementos em placa;
- EN 1993-1-6: Resistência e estabilidade de casca;
- EN 1993-1-7: Elementos laminares com carregamento transversal;
- EN 1993-1-8: Projeto de ligações;
- EN 1993-1-9: Fadiga;
- EN 1993-1-10: Tenacidade dos materiais e propriedades segundo a espessura;
- EN 1993-1-11: Projeto de estruturas com elementos tensionados;
- EN 1993-1-12: Regras adicionais para aços de alta resistência (até classes S 700).

2.5 ESTABILIDADE DE ESTRUTURAS EM CASCA

No estudo da estabilidade das estruturas em casca (torres tubulares), segundo a EN 1993-1-6, existem alguns estados limites determinados que devem ser considerados, como o Estado Limite Último (plástico e de encurvatura), o Estado Limite de Fadiga e o Estado Limite de Serviço. Os ELU são os estados que estão diretamente ligados a ruína ou qualquer forma de ruptura estrutural, que possam colocar em perigo a segurança de pessoas e de bens, e estão definidos como base de uma ocorrência de determinada conduta estrutural numa situação limite sendo independente da sua duração. São estados que normalmente são definidos através de tensões.

Numa torre eólica tubular de aço, existem alguns estados mais condicionados que são os Estados Limites Últimos e o Estado Limite à Fadiga, como pode ser visto na Tabela 5.

Tabela 5 - Casos de Carga e estados correspondentes.

Caso de Carga	Estado Limite	Componentes
Vento	Último de Flambagem, Plástico e de Serviço	Torre, Fundação
Onda	Último de Encurvatura	Torre, Fundação
Sismo	Último Plástico e de Encurvatura	Torre, Fundação

Fonte: Fernandes (2013).

Segundo a EC3 – Parte 6, podem ser aplicados alguns métodos segundo a resistência última para as cascas de aço, como:

- Dimensionamento por expressões padronizadas (método de dimensionamento direto);
- Dimensionamento em que as tensões sob as cargas atuantes são calculadas e comparadas a valores de tensões de resistência de dimensionamento (método de dimensionamento por tensões);
- Dimensionamento pelo método moderno e com uma componente fortemente computacional em que o estado limite é acedido por análises numéricas por elementos finitos (método de dimensionamento por análise numérica global).

2.5.1 LIMITE PLÁSTICO

O estado limite plástico é considerado como o estado no qual a eficiência da estrutura começa a não atingir o limite desejado, esgotando a capacidade para resistir às ações pela plastificação do material. A resistência adequada na estrutura no estado limite plástico é obtida através da carga de colapso que é conseguida a partir de um mecanismo baseado na teoria do deslocamento (DUMBY, 2014).

Para que seja verificado esse estado limite, todas as combinações de cargas extremas devem ser compatibilizadas, e quando verificado o estado limite plástico, pode ser assumido um comportamento plástico ou um comportamento parcialmente plástico da estrutura. Onde existir furos para colocação de fixadores, é necessário a execução de verificações extras, levando em consideração a seção transversal líquida.

As análises e os cálculos de tensões são divididos em:

- Análise Linear das tensões: Em que pode ser verificada e calculada por meio da teoria de flexão elástica ou através da resistência subestimada para a flexão;
- Análise Não Linear física: Em que é verificado a resistência plástica e onde é realizada a melhor estimativa de resistência a cargas flexíveis.

2.5.2 PLASTICIDADE CÍCLICA

Segundo Dumbly (2014), o estado limite de plasticidade cíclica é considerado como o estado no qual a sequência repetida de carga e descarga, geram tensões e compressões no mesmo ponto, tornando necessário um trabalho plástico repetidamente sobre a estrutura, conduzindo ao esgotamento da capacidade de absorção de energia do material e consequentemente à quebra local. Nessa verificação, a compatibilidade das deformações sob elástico ou elastoplásticas, e todas as ações variáveis que podem levar à plastificação da estrutura devem ser levadas em consideração.

2.5.3 FLAMBAGEM

O estado limite de flambagem é considerado como sendo o estado em que toda a estrutura ou uma parte dela desenvolve repentinamente grandes deslocamentos normais à superfície do tubo, que são causados devido à perda de estabilidade sob pressões da membrana ou da membrana de cisalhamento na parede, possibilitando falhas trágicas ocasionadas devido a incapacidade de manter qualquer aumento das resultantes de tensões (DUMBY, 2014).

Esse estado limite de encurvatura (flambagem) depende necessariamente da qualidade da construção da estrutura, pelo que deve ser levado em conta os requisitos associados para tolerância de fabricação.

Segundo a Norma EN 1993-1-1 (2010) a classificação das seções transversais tem como objetivo a identificação em que medida a sua capacidade de rotação e a sua resistência são limitadas pela ocorrência de flambagem local. A norma classifica as seções perante a sua capacidade de rotação e capacidade para formar uma rótula plástica, como demonstra a Tabela 6.

Tabela 6 - Classificação das seções transversais.

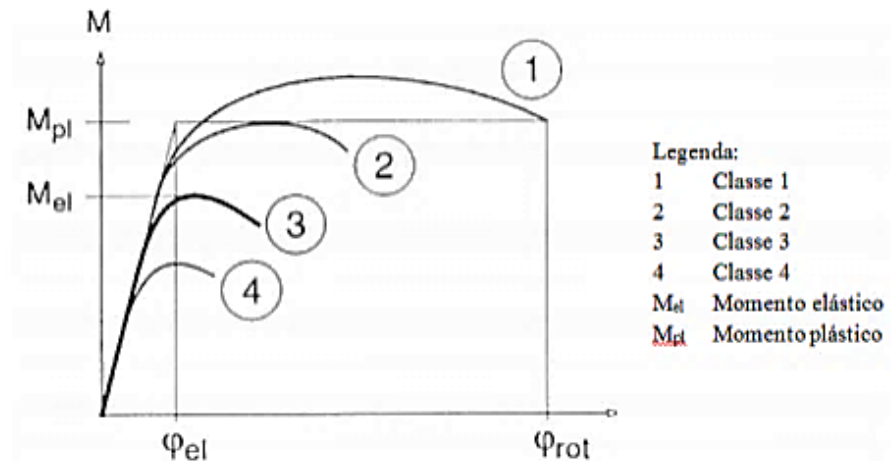
Classe	Descrição
Classe 1	Seções transversais em que se pode formar uma rótula plástica, com a capacidade de rotação necessária para uma análise plástica, sem redução da sua resistência;
Classe 2	Seções transversais que podem atingir o momento resistente plástico, mas cuja a capacidade de rotação é limitada pela flambagem local;
Classe 3	Seções transversais em que a tensão na fibra extrema comprimida, calculada com base numa distribuição elástica de tensões, podem atingir o valor da tensão de cedência, mas em que a flambagem local pode impedir que o momento resistente plástico seja atingido;

Classe 4	Seções transversais em que ocorre a flambagem local antes de se atingir a tensão de cedência numa ou mais partes da seção transversal
----------	---

Fonte: EN 1993-1-1 (2010).

A Figura 19 mostra o comportamento à flexão das seções que foram descritas anteriormente.

Figura 19 - Comportamento das seções transversais à flexão.



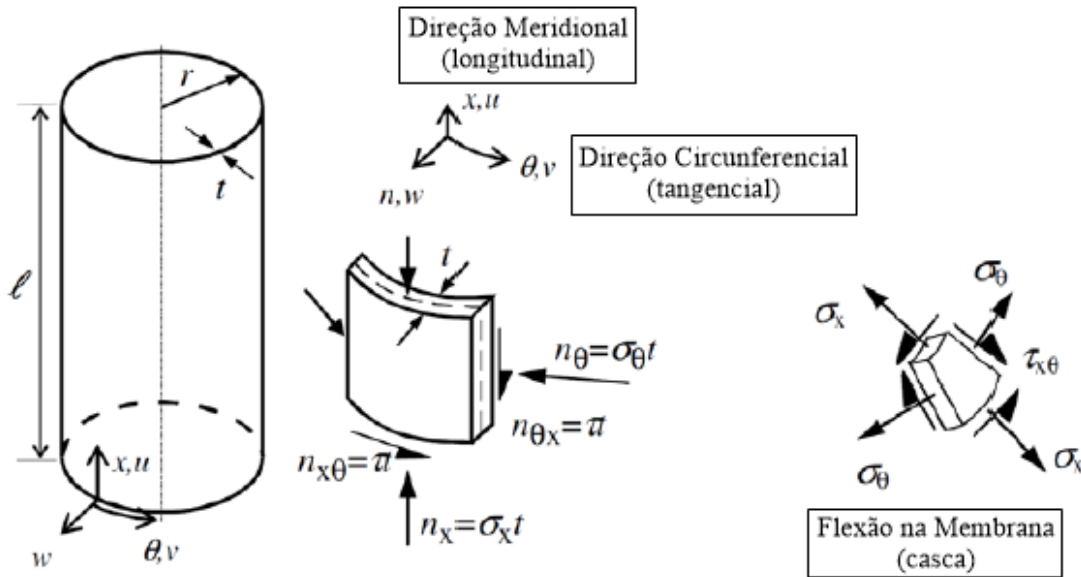
Fonte: EN 1993-1-1 (2010).

A classificação descrita leva em consideração as condições de apoio do elemento estrutural, a natureza das tensões normais que atuam sobre a estrutura, na esbelteza dos elementos e também a tensão de escoamento do aço.

A verificação do Estado Limite de Flambagem é realizada de acordo com o EN 1993-1-6 (2007), onde são determinados dois métodos para análise. O primeiro método de verificação é a Flexão Reduzida, no qual os dois principais parâmetros iniciais (carga de flambagem e esmagamento) são determinados pelo uso de um cálculo manual simplificado baseado em soluções analíticas (EN 1993-1-6) ou por meio de uma análise de elementos finitos global Não Linear física e Linear elástica análise de Bifurcação. O segundo método é por realizado por meio de uma análise global geometricamente e materialmente não linear que leva em consideração as imperfeições iniciais.

A limitação determinada para a flexão tem como fundamentação a necessidade da redução da resistência do projeto de flexão da membrana componente da casca da torre, sendo divididas em tensão Meridional (longitudinal) σ_x , Circunferencial (tangencial) σ_θ e em tensões de cisalhamento no plano $\tau_{x\theta}$ (Figura 20),

Figura 20 - Distribuição das tensões em uma casca cilíndrica.



Fonte: EN 1993-1-6 (2007).

em que: τ representa a tensão de cisalhamento, σ representa a tensão normal; n , x e θ representam respectivamente as direções normal ao plano, meridional e circunferencial; w , u e v correspondem aos vetores das direções.

De acordo com a EN 1993-1-6 (2007) utilizando esse método de projeto, a verificação da resistência de flambagem das estruturas em casca devem ser verificadas, dependendo da situação de carregamento, utilizando as equações descritas abaixo,

$$\sigma_{x,Ed} \leq \sigma_{x,Rd} = \chi_x \frac{f_{yk}}{\gamma_M} \quad (1)$$

$$\sigma_{\theta,Ed} \leq \sigma_{\theta,Rd} = \chi_{\theta} \frac{f_{yk}}{\gamma_M} \quad (2)$$

$$\tau_{x\theta,Ed} \leq \tau_{x\theta,Rd} = \chi_t \frac{f_{yk}}{\sqrt{3} \gamma_M} \quad (3)$$

em que: $\sigma_{x,Rd}$, $\sigma_{\theta,Rd}$, $\tau_{x\theta,Rd}$ significam, respectivamente, a tensão meridional, circunferencial e de cisalhamento resistente à flambagem; e $\sigma_{x,Ed}$, $\sigma_{\theta,Ed}$, $\tau_{x\theta,Ed}$ representam a tensão de membrana atuante na direção meridional, circunferencial e de cisalhamento, respectivamente.

O fator de segurança γ_M deve ser determinado segundo os padrões de aplicação relevantes da EN 1993-1-1. Porém, o fator de segurança recomendado para as estruturas de casca é $\gamma_M = 1,1$.

Segundo a norma EN 1993-1-6 (2007), para cada componente de tensão existe um fator de redução de flambagem que são obtidos separadamente, e são determinados em função da esbelteza relativa da casca.

$$\chi = 1 \text{ para } \lambda \leq \lambda_0 \quad (4)$$

$$\chi = 1 - \beta \left(\frac{\lambda - \lambda_0}{\lambda_p - \lambda_0} \right)^\eta \text{ para } \lambda_0 < \lambda < \lambda_p \quad (5)$$

$$\chi = \left(\frac{\alpha}{\lambda^2} \right) \text{ para } \lambda_p \leq \lambda \quad (6)$$

em que: α é o parâmetro de imperfeição elástica da casca; β o parâmetro associado à interação entre flambagem e a cedência plástica; η expoente de interação; λ_0 representa o limite de esbelteza a partir do qual os efeitos de encurvadura condicionam o dimensionamento da casca; e por fim o λ_p que representa o limite de esbelteza a partir do qual a coluna tem comportamento elástico em colapso.

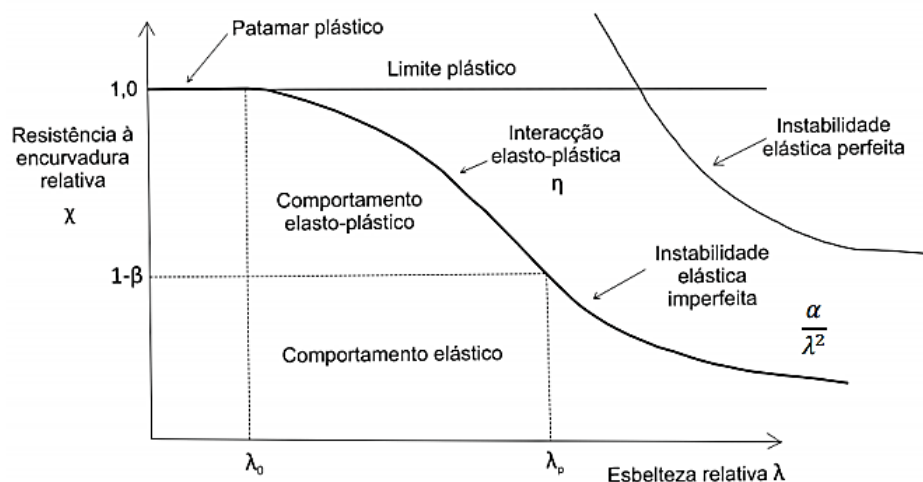
O anexo D da norma EN 1993-1-6 (2007) preconiza valores para os parâmetros necessários para a verificação de segurança quanto a flambagem de cascas cilíndricas sujeitas a compressão meridional,

$$\begin{aligned} \lambda_{x0} &= 0,2 \\ \lambda_{\theta 0} &= 0,4 & \beta &= 0,60 & \eta &= 1,0 \\ \lambda_{\tau 0} &= 0,4 \end{aligned} \quad (7)$$

em que: λ_{x0} , $\lambda_{\theta 0}$ e $\lambda_{\tau 0}$ são os valores das esbeltezas meridional, circunferencial e de cisalhamento limite; β o fator relativo ao patamar elasto-plástico; e η o coeficiente de interação.

A Figura 21 apresenta a curva de dimensionamento para as estruturas de cascas metálicas, deixando evidenciado o significado dos parâmetros referidos e dos limites do cálculo do fator de redução χ .

Figura 21 - Curva de dimensionamento em função dos parâmetros α , β , η , λ_0 e λ_p .



Fonte: Pires (2012).

Quando $\lambda \leq \lambda_{x0}$, o colapso do elemento ocorre em regime plástico como consequência do seu valor de esbelteza baixo (cascas espessas), ou seja, o efeito de colapso age de maneira

impulsiva pela cedência do aço e consequentemente degradação da rigidez das zonas plastificadas. Para valores de $\lambda_{x0} < \lambda < \lambda_p$, a perda de rigidez do elemento da casca deve-se ao início da plastificação de determinadas fibras de aço, à flambagem local e imperfeições geométricas apresentadas pelo elemento. Quando o valor de $\lambda_p \leq \lambda$, o colapso da casca acontece devido à pequena espessura das suas paredes, ou seja, esbelteza elevada, que consequentemente provoca a perda de rigidez do elemento devido à flambagem local, condicionada pelas imperfeições geométricas. O valor do limite plástico da esbelteza relativa λ_p é definido pela Equação (8).

$$\lambda_p = \sqrt{\frac{\alpha}{1 - \beta}} \quad (8)$$

Os parâmetros de esbelteza normalizadas da casca λ , são relativas para cada componente de tensão do elemento da membrana.

$$\lambda_x = \sqrt{\frac{f_{yk}}{\sigma_{x,crit}}} \quad (9)$$

$$\lambda_\theta = \sqrt{\frac{f_{yk}}{\sigma_{\theta,crit}}} \quad (10)$$

$$\lambda_t = \sqrt{\frac{f_{yk}}{\sqrt{3} \tau_{x\theta,crit}}} \quad (11)$$

em que os valores das tensões de flexão meridional, circunferencial e de cisalhamento são definidas pelas Equações (12), (13) e (14) respectivamente:

$$\sigma_{x,Rcr} = 0,605 E C_x \frac{t}{r} \quad (12)$$

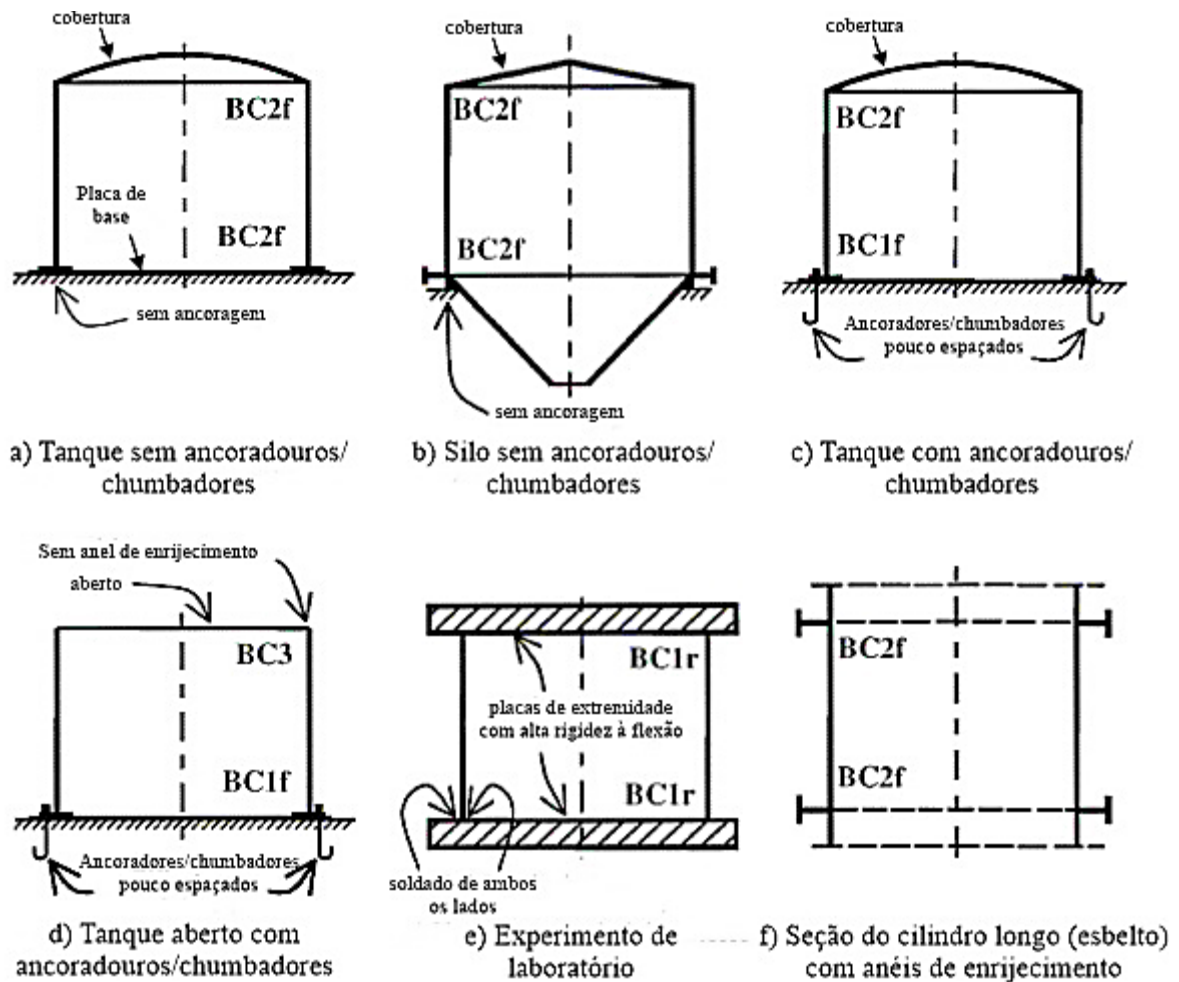
$$\sigma_{\theta,Rcr} = \begin{cases} 0,92 E \frac{C_{\theta S}}{\omega} \frac{t}{r} & \text{se } \frac{\omega}{C_\theta} < 20 \\ 0,92 E \frac{C_\theta}{\omega} \frac{t}{r} & \text{se } 20 \leq \frac{\omega}{C_\theta} \leq 1,63 \frac{r}{t} \\ E \left(\frac{t}{r}\right)^2 \left[0,275 + 2,03 \left(\frac{C_\theta r}{\omega t}\right)^4 \right] & \text{se } \frac{\omega}{C_\theta} > 1,63 \frac{r}{t} \end{cases} \quad (13)$$

$$\tau_{x\theta,Rcr} = 0,75 E C_\tau \sqrt{\frac{1}{\omega}} \left(\frac{t}{r}\right) \quad (14)$$

no qual: C_x , C_θ e C_τ são os fatores provenientes da teoria clássica da flambagem de cascas para compressão meridional, circunferencial e de cisalhamento, que dependem das condições de contorno e do parâmetro de comprimento adimensional ω (Equação (15)), calculado pelas Equações (12), (13) e (14); e $C_{\theta s}$ e C_θ são parâmetros que dependem das condições de contorno (Figura 22), que podem ser retirados da Tabela 7 e Tabela 8.

$$\omega = \frac{l}{\sqrt{rt}} \quad (15)$$

Figura 22 – Condições de contorno.



Fonte: Adaptado de EN 1993-1-6 (2007).

Tabela 7 - Influência da condição de contorno no parâmetro $C_{\theta s}$.

Caso	Extremidade da casca	Condições de contorno	$C_{\theta s}$
1	Extremidade 1	BC1r	$1,5 + \frac{10}{\omega^2} - \frac{5}{\omega^3}$
	Extremidade 2	BC1r	
2	Extremidade 1	BC1r	$1,25 + \frac{8}{\omega^2} - \frac{4}{\omega^3}$
	Extremidade 2	BC2f	

3	Extremidade 1	BC2f	$1,0 + \frac{3}{\omega^{1,35}}$
	Extremidade 2	BC2f	
4	Extremidade 1	BC1f	$0,6 + \frac{1}{\omega^2} - \frac{0,3}{\omega^3}$
	Extremidade 2	BC3	

Fonte: EN 1993-1-6 (2007).

Tabela 8 - Influência da condição de contorno no parâmetro C_θ .

Caso	Extremidade da casca	Condições de contorno	C_θ
1	Extremidade 1	BC1r	1,5
	Extremidade 2	BC1r	
2	Extremidade 1	BC1r	1,25
	Extremidade 2	BC2f	
3	Extremidade 1	BC2f	1,00
	Extremidade 2	BC2f	
4	Extremidade 1	BC1f	0,60
	Extremidade 2	BC3	
5	Extremidade 1	BC2f	0
	Extremidade 2	BC3	
6	Extremidade 1	BC3	0
	Extremidade 2	BC3	

Fonte: EN 1993-1-6 (2007).

no qual a abreviação BC vem do inglês *Boundary conditions* que significa Condição de contorno, e as siglas r e f significam vinculado (*restrained*) e livre (*free*), respectivamente.

Devem ser utilizadas condições de contorno que sejam apropriadas nas análises para a avaliação dos estados limites de acordo com as condições mostradas na Tabela 9.

Tabela 9 - Condições de contorno para cascas.

Condição de contorno	Descrição	Deslocamento Normal	Deslocamento Meridional	Rotação Meridional
BC1r	Radialmente vinculado Meridionalmente vinculado Rotação vinculado	$\omega = 0$	$u = 0$	$\beta_\theta = 0$
BC1f	Radialmente vinculado Meridionalmente vinculado Rotação livre	$\omega = 0$	$u = 0$	$\beta_\theta \neq 0$
BC2r	Radialmente vinculado Meridionalmente livre Rotação vinculado	$\omega = 0$	$u \neq 0$	$\beta_\theta = 0$
BC2f	Radialmente vinculado Meridionalmente livre Rotação livre	$\omega = 0$	$u \neq 0$	$\beta_\theta \neq 0$
BC3	Radialmente livre Meridionalmente livre Rotação livre	$\omega \neq 0$	$u \neq 0$	$\beta_\theta \neq 0$

Fonte: Adaptado de EN 1993-1-6 (2007).

no qual, o deslocamento circunferencial v está diretamente ligado ao deslocamento ω normal a superfície, em que as condições de contorno para esses dois parâmetros não são identificadas separadamente, porém, os valores de deslocamento normal devem ser adotados para o deslocamento circunferencial.

Levando em consideração uma análise numérica global, para o deslocamento circunferencial v deve ser introduzida a parcela da condição de contorno para o deslocamento normal ω , exceto quando as circunstâncias especiais tornem isso inapropriado.

As condições de contorno do suporte devem ser verificadas para que não ocorra uma não uniformidade excessiva das forças transmitidas ou introduzam forças excêntricas ao meio da superfície da casca.

Como é conhecido, o comportamento da flambagem da casca depende fortemente do seu comprimento. A norma EN 1993-1-6 (2007) estabelece três intervalos de equações para a determinação dos fatores C :

$$C_x = \begin{cases} 1,36 - \frac{1,83}{\omega} + \frac{2,07}{\omega^2} & \text{se } \omega \leq 1,7 \\ 1,0 & \text{se } 1,7 \leq \omega \leq 0,5 \frac{r}{t} \\ C_{x,n} = 1 + \frac{0,2}{C_{xb}} \left[1 - \frac{2 \omega t}{r} \right] \geq 0,60 & \text{se } \omega > 0,5 \frac{r}{t} \end{cases} \quad (16)$$

$$C_\tau = \begin{cases} \sqrt{1 + \frac{42}{\omega^3}} & \text{se } \omega < 10 \\ 1,0 & \text{se } 10 \leq \omega \leq 8,7 \frac{r}{t} \\ \frac{1}{3} \sqrt{\frac{\omega t}{r}} & \text{se } \omega > 8,7 \frac{r}{t} \end{cases} \quad (17)$$

em que C_{xb} é um parâmetro que depende das condições de contorno Figura 22, que pode ser retirado da Tabela 10:

Tabela 10 – Influência da condição de contorno no parâmetro C_{xb} .

Caso	Extremidade da casca	Condições de contorno	C_{xb}
1	Extremidade 1	BC1r	6
	Extremidade 2	BC1r	
2	Extremidade 1	BC1r	3
	Extremidade 2	BC2f	
3	Extremidade 1	BC2f	1
	Extremidade 2	BC2f	

Fonte: EN 1993-1-6 (2007).

Quando sujeitas a carregamentos de compressão axiais, as cascas longas $\omega > \frac{0,5r}{t}$ além de apresentarem fenômenos característicos deste carregamento podem ainda apresentarem fenômenos de flexão global da casca. Quando um elemento de casca está submetido a uma tensão meridional linear com um valor máximo $\sigma_{x,E}$, este pode ser dividido em parcelas de compressão uniforme ($\sigma_{x,EN}$) e flexão global ($\sigma_{x,EM}$). Dessa maneira, para as cascas longas que satisfaçam as seguintes condições:

$$\frac{r}{t} \leq 150; \quad w \leq 6 \left(\frac{r}{t} \right); \quad 500 \leq \frac{E}{f_{yk}} \leq 1000 \quad (18)$$

o EC3-1-6 indica que o fator C_x seja determinado a partir da Equação (18),

$$C_x = \max \left\{ 1 + \frac{0,2}{C_{xb}} \left[1 - \frac{2 \omega t}{r} \right]; 0,60 \right\} \frac{\sigma_{x,EN}}{\sigma_{x,E}} + \frac{\sigma_{x,EM}}{\sigma_{x,E}} \quad (19)$$

ou simplificadamente por:

$$C_x = 0,60 + 0,40 \frac{\sigma_{x,EM}}{\sigma_{x,E}} \quad (20)$$

O fator de redução meridional devido às imperfeições da casca cilíndrica, α , é obtido a partir de,

$$\alpha = \frac{0,62}{1 + 1,91 \left(\frac{1}{Q} \sqrt{\frac{r}{t}} \right)^{1,44}} \quad (21)$$

no qual Q é o definido como o parâmetro de qualidade de fabricação, e pode ser determinado a partir dos valores apresentados na Tabela 11, consoante a qualidade de fabrico da casca.

Tabela 11 – Valor do parâmetro de qualidade de fabricação (Q).

Classe de qualidade	Descrição	Q
Classe A	Excelente	40
Classe B	Elevada	25
Classe C	Normal	16

Fonte: EN 1993-1-6 (2007).

Ainda é indicado que para cilindros de grande comprimento e que satisfaçam as condições de α_x , a esbelteza meridional limite λ_{x0} pode ser calculada a partir da Equação (22) com as variáveis já conhecidas.

$$\lambda_{x0} = 0,20 + 0,10 \left(\frac{\sigma_{x,EM}}{\sigma_{x,E}} \right) \quad (22)$$

E a norma EN 1993-1-6 (2007) determina que a flambagem meridional não necessita ser verificada em cascas cilíndricas que verifiquem a seguinte condição:

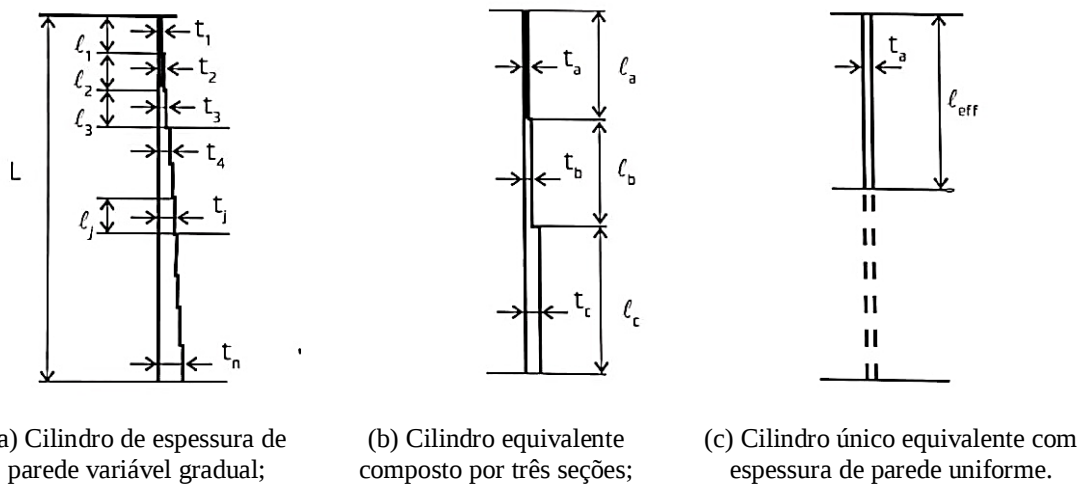
$$\frac{r}{t} \leq 0,03 \frac{E}{f_{yk}} \quad (23)$$

Existem casos onde as cascas cilíndricas possuem espessuras de parede que variam gradualmente ao longo da altura, ou seja, aumentam progressivamente de maneira gradual, no qual na parte superior possui espessuras mais finas e mais grossas na parte inferior da torre.

As regras e equações fornecidas para projeto desse tipo de torre, são baseadas no mesmo conceito de projeto de tensão de flambagem quando calculados para uma torre com espessuras de parede constante, no qual não varia com a altura. No entanto, as regras e equações fornecidas no Anexo D.2 na EN 1993-1-6 (2007) são aplicáveis desde que os requisitos para cálculo de torres com espessura constante sejam atendidos: nenhuma tensão significativa na flexão da casca desde está presente, exceto as decorrentes de efeitos de compatibilidade em juntas e limites; o comprimento de todo o cilindro e de cada trecho corresponde a um cilindro de comprimento equivalente, e as condições de contorno para cada trecho individual dependem do tipo de conexão, podendo ser soldada ou parafusada.

Se a torre for formada por cilindros que consistem em mais de três seções com diferentes espessuras de parede (Figura 23a), primeiramente ela deverá ser substituída por uma torre formada por cilindros equivalentes, onde agora será composta por apenas três seções a, b, e c (Figura 23b).

Figura 23 - Transformação do cilindro escalonado em cilindro equivalente.



Fonte: EN 1993-1-6 (2007).

O comprimento da seção superior da torre, l_a , deve se estender até a borda superior da primeira seção que possua uma espessura de parede maior que 1,5 vezes a menor espessura de parede t_1 , todavia, não deve compreender mais da metade do comprimento total L do cilindro, caso ultrapasse esse limite, adota-se a metade do comprimento total como sendo o valor do primeiro trecho. E o comprimento das outras seções, l_b e l_c , deve ser obtido utilizando as Equações (24) e (25):

$$l_b = l_a \text{ e } l_c = L - 2l_a \quad \text{se } l_a \leq L/3 \quad (24)$$

$$l_b = l_c = 0,5 (L - l_a) \quad \text{se } L/3 < l_a \leq L/2 \quad (25)$$

Os valores das espessuras da parede t_a , t_b e t_c das três seções, devem ser determinadas através das Equações (26), (27) e (28), como uma média ponderada da espessura da parede sobre cada uma das três seções:

$$t_a = \frac{1}{l_a} \sum_a l_j t_j \quad (26)$$

$$t_b = \frac{1}{l_b} \sum_b l_j t_j \quad (27)$$

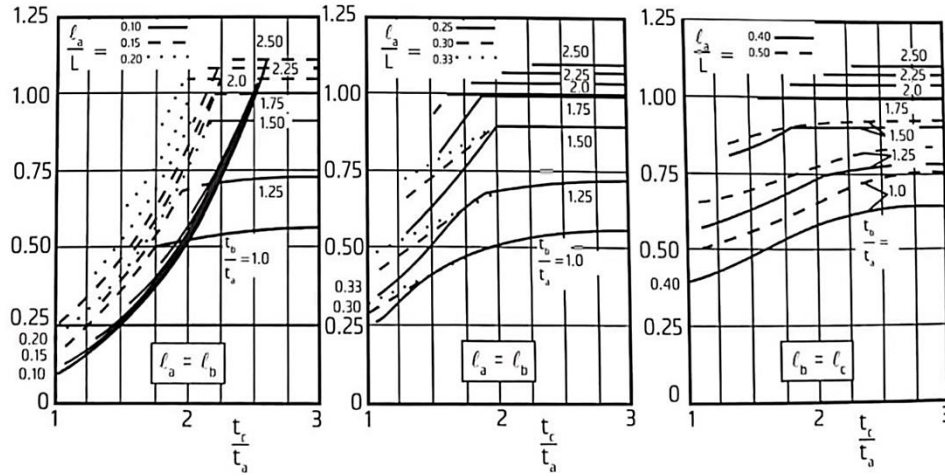
$$t_c = \frac{1}{l_c} \sum_c l_j t_j \quad (28)$$

A torre agora formada por três seções de cilindros, deve ser substituída por uma torre formada apenas por um cilindro equivalente de comprimento efetivo l_{eff} (Equação (29)) com parede de espessura uniforme $t = t_a$ (Figura 23c).

$$l_{eff} = \frac{l_a}{\kappa} \quad (29)$$

no qual, κ é um fator adimensional, e seu valor é obtido através da Figura 24:

Figura 24 - Fator κ determinado a partir do comprimento efetivo.



Fonte: EN 1993-1-6 (2007).

A pressão crítica de flambagem do cilindro formado por três seções está inteiramente relacionada à parte superior do cilindro, ou seja, a parte mais fina da torre, e por consequência essa seção é quem está sempre envolvida totalmente no processo de flambagem. O comprimento l_a é modificado por κ de acordo com a rigidez dos cursos na parte inferior do cilindro. A Equação (30), calcula a pressão crítica (q_{RCr}) como uma fórmula básica para um cilindro equivalente de comprimento l_{eff} , sendo o mesmo com uma espessura constante t_a e condições de contorno simples sob pressão extrema uniforme.

$$q_{RCr} = 0,92 C_{\theta S} E \frac{r}{l_{eff}} \left(\frac{t_a}{r} \right)^{2,5} \quad (30)$$

Para o cálculo das tensões de flambagem nas seções dos cilindros, é necessário saber se o comprimento de cada segmento de casca é curto, médio ou longo, e esse comprimento é caracterizado em termos do parâmetro de comprimento adimensional ω , calculado pela Equação (31).

$$\omega_j = \frac{l_j}{r_j} \sqrt{\frac{r_j}{t_j}} = \frac{l_j}{\sqrt{r_j t_j}} \quad (31)$$

Quando as seções do cilindro têm o seu comprimento definido como médio ou curto, é necessário que seja determinado a tensão crítica de flambagem circunferencial elástica para cada seção do cilindro j do cilindro original com espessura da parede variando gradualmente.

$$\sigma_{\theta,RCr,j} = \left(\frac{t_a}{t_j} \right) \sigma_{\theta,RCr,eff} \quad (32)$$

no qual: $\sigma_{\theta,RCr,eff}$ é a tensão de flexão circunferencial crítica elástica derivada da Equação (13), conforme o caso mais adequado para o cilindro de comprimento l_{eff} ; e o valor de C_θ nessas expressões deve receber o valor $C_\theta = 1$.

Levando em consideração o conceito de projeto de tensão da EN 1993-1-6 (2007), o procedimento para o projeto não se baseia na pressão da curvatura, mas sim, na tensão circunferencial crítica da curvatura para que sejam levados em consideração os efeitos da plasticidade. Portanto, a tensão crítica de flambagem circunferencial de cada seção j do cilindro pode ser determinada como sendo a tensão presente sob a pressão crítica de flambagem, calculada pela Equação (33).

$$q_{\theta RCr} = q_{RCr} \left(\frac{r}{t_j} \right) \quad (33)$$

em que: q_{RCr} , é a pressão crítica de flambagem obtida na Equação (30).

Caso o cilindro tenha o seu comprimento definido como longo, ou seja, $\omega_j > 1,63 \frac{r}{t_j}$, deve ser realizada uma segunda avaliação da tensão de flambagem através da Equação (34).

$$\sigma_{\theta,RCr,j} = E \left(\frac{t_j}{r} \right)^2 \left[0,275 + 2,03 \left(\frac{1}{\omega_j} \frac{r}{t_j} \right)^4 \right] \quad (34)$$

E para a verificação do projeto de flambagem da seção j do cilindro, deve ser usado o menor valor entre as Equações (32) e (34).

A verificação de flambagem deve basear-se na interação da compressão axial máxima na área frontal (lado do barlavento) do cilindro e na tensão circunferencial da membrana resultante da pressão externa uniforme equivalente q_{eq} . Esses efeitos variam de acordo com as proporções dos cilindros, sendo necessário fazer uma divisão entre os cilindros de proporções curtas, intermediárias e esbeltas.

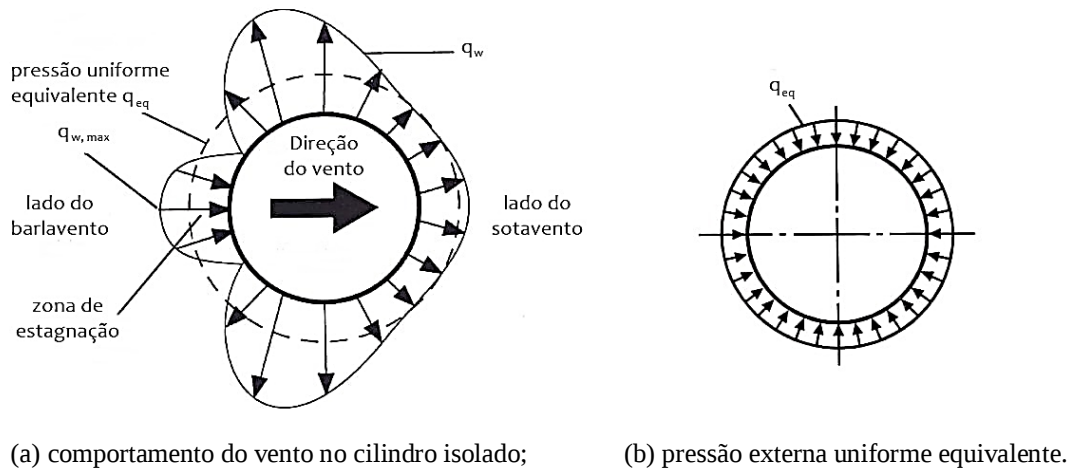
Para serem consideradas cascas cilíndricas de proporções curtas e com limites radialmente fixos em ambas as extremidades, deve-se atender a restrição da Equação (35):

$$\omega \leq \left(\frac{C_\theta}{15} \right) \left(\frac{r}{t} \right) \quad (35)$$

em que C_θ é determinado pela Tabela 8.

Como a distribuição da pressão q_w resultante da carga externa de vento nos cilindros não é uniforme, para fins de projeto de flambagem da casca, essa pressão pode ser substituída por uma pressão externa uniforme equivalente Figura 25.

Figura 25 - Distribuição do vento.



Fonte: Adaptado de EN 1993-1-6 (2007).

$$q_{eq} = k_w q_{w,max} \quad (36)$$

no qual: q_w é a pressão máxima de estagnação, que deve ser multiplicado por um coeficiente $C_p = 1$ determinado pela ABNT NBR 6123:1988 para uma direção $\theta = 0^\circ$ que seria a direção com o valor máximo da pressão e pode ser calculado pela Equação (37); e k_w é um fator de redução calculado através da Equação (38).

$$q_{w,max} = 0,6125 V^2, \text{ no qual: } V = V_{Hub} \left(\frac{Z}{H} \right)^{0,2} \quad (37)$$

$$k_w = 0,46 \left(1 + 0,1 \sqrt{\frac{C_\theta r}{\omega t}} \right) \quad (38)$$

em que: V indica a velocidade média durante 10 minutos do vento em função da altura Z acima do solo; V_{Hub} é a velocidade na altura do *Hub* do gerador; e k_w não pode ultrapassar a faixa $0,65 \leq k_w \leq 1$; e C_θ conforme a Tabela 8.

Nos cilindros de proporção curta e com espessura de parede variável sujeitos a carregamentos de vento, pode-se adotar o procedimento de tensão de flambagem da EN 1993-1-6 (2007), combinando as regras dessa norma para cilindros de espessura de parede variável sob compressão circunferencial com as regras para avaliação de uma pressão externa uniforme equivalente (Figura 25), contudo a seguinte condição deve ser atendida:

$$m_{cr} \geq 10 \quad (39)$$

sendo m_{cr} o número crítico de ondas de flambagem na direção circunferencial do cilindro escalonado sob pressão externa uniforme.

A pressão externa uniforme equivalente dada pela Equação (36) deve ser determinada usando o fator de redução k_w calcula a partir da Equação (40).

$$k_w = 0,46 (1 + 0,037 m_{cr}) \leq 1 \quad (40)$$

O m_{cr} depende da razão entre as espessuras de placas equivalente t_c/t_a , e pode ser calculado de acordo com as Equações abaixo:

$$\frac{t_c}{t_a} \leq 0,4 \left(\frac{t_b}{t_a} + \frac{0,2}{l_a/L} + 2 \right) \left\{ \begin{array}{l} m_{cr} = 2,74 \sqrt{\frac{r}{L}} \sqrt{\frac{r}{t_m}} \\ \text{sendo:} \\ t_m = (t_a l_a + t_b l_b + t_c l_c)/L \end{array} \right. \quad (41)$$

$$\frac{t_c}{t_a} > 0,4 \left(\frac{t_b}{t_a} + \frac{0,2}{l_a/L} + 2 \right) \left\{ m_{cr} = 2,74 \kappa \left(0,92 + \frac{0,38}{(t_b/t_a)^6} \right) \sqrt{\frac{r}{l_a}} \sqrt{\frac{r}{t_a}} \right.$$

Nessas condições, o valor do projeto da tensão circunferencial deve ser calculado usando a Equação (42):

$$\sigma_{\theta,Ed} = (q_{eq} + q_s) \left(\frac{r}{t} \right) \quad (42)$$

em que q_s é o valor de projeto da pressão de sucção interna local por ventilação, vácuo parcial ou outros fenômenos.

Onde o cilindro sofre essa sucção interna devido a ventilação, o valor de q_s é dado por $q_s = 0,6 q_{w,max}$ em muitos padrões, fazendo com que a tensão circunferencial correspondente seja calculada pela Equação abaixo:

$$\sigma_{\theta,Ed} = q_{w,max} (k_w + 0,6) \left(\frac{r}{t} \right) \quad (43)$$

Já as cascas cilíndricas de proporções intermediárias e com limites radialmente fixos nas duas extremidades, devem atender a seguinte restrição:

$$\frac{C_\theta}{15} \frac{r}{t} < w \text{ e } \frac{L}{r} \leq 20 \quad (44)$$

Em que o fator de redução k_w deve ser calculado pela Equação (38) e seguir todo o procedimento de cálculo correspondente aos cilindros curtos de espessura constante.

A tensão de flambagem meridional levando em consideração a pressão interna deve ser verificada de forma análoga à tensão de flambagem meridional que não considera a pressão interna na estrutura. No entanto, o fator de redução meridional devido às imperfeições da casca cilíndrica α_x deve ser substituído pelo fator de imperfeição elástica pressurizada α_{xp} .

O fator de redução α_{xp} deve ser considerado como o menor entre os dois valores a seguir:

$$\alpha_{xpe} = \alpha_x + (1 - \alpha_x) \left(\frac{\bar{p}_s}{\bar{p}_s + 0,3/\sqrt{\alpha_x}} \right) \quad (45)$$

$$\alpha_{xpg} = \left(1 - \frac{\bar{p}_g^2}{\lambda_x^4} \right) \left(1 - \frac{1}{1,12 + s^{1,5}} \right) \left(\frac{s^2 + 1,21\lambda_x^2}{s(s + 1)} \right) \quad (46)$$

no qual: α_{xpe} é um fator sobre a estabilização elástica induzida pela pressão interna; α_{xpg} é um fator sobre a desestabilização plástica induzida pela pressão interna; α_x é o fator de redução meridional devido às imperfeições da casca cilíndrica; e o λ_x é o parâmetro adimensional de esbelteza da casca.

Os fatores $\bar{p}_s$, $\bar{p}_g$ e s são definidos pelas Equações (47), (48) e (49), respectivamente:

$$\bar{p}_s = \frac{p_s r}{t \sigma_{x,Rcr}} \quad (47)$$

$$\bar{p}_g = \frac{p_g r}{t \sigma_{x,Rcr}} \quad (48)$$

$$s = \frac{r}{400 t} \quad (49)$$

em que: p_s é o menor valor de projeto da pressão interna local no ponto que está sendo avaliado, garantido que coexiste com a compressão meridional; p_g é o maior valor de projeto da pressão interna local no ponto que está sendo avaliado e possivelmente coexistente com a compressão meridional.

O fator α_{xpe} não deve ser aplicado a cilindros longos (esbeltos). Logo, tal fator não deve ser aplicado, a não ser que uma das duas condições a seguir seja atendida:

- O cilindro é de comprimento médio, ou seja, $1,7 \leq \omega \leq 0,5 \frac{r}{t}$;
- O cilindro é curto, ou seja, $\omega \leq 1,7$ e $C_x = 1$.

Ainda que cada uma das verificações realizadas sobre as tensões de membrana, se mais de uma entre as três componentes de tensão da casca que são significativas à curvatura estiverem presentes sob as ações levadas em consideração, deve ser realizada uma verificação de interação para o estado combinado de tensão da casca (Eq.(50)).

$$\left(\frac{\sigma_{x,Ed}}{\sigma_{x,Rd}} \right)^{k_x} + \left(\frac{\sigma_{\theta,Ed}}{\sigma_{\theta,Rd}} \right)^{k_{\theta}} - k_i \left(\frac{\sigma_{x,Ed}}{\sigma_{x,Rd}} \right) \left(\frac{\sigma_{\theta,Ed}}{\sigma_{\theta,Rd}} \right) + \left(\frac{\tau_{x\theta,Ed}}{\tau_{x\theta,Rd}} \right)^{k_{\tau}} \leq 1 \quad (50)$$

em que $\sigma_{x,Ed}$, $\sigma_{\theta,Ed}$ e $\tau_{x\theta,Ed}$ são as componentes de tensões individuais, com valores significativos de tensões de compressão e de cisalhamento da membrana na casca e os valores dos parâmetros da interação de flambagem k_x , k_{θ} , k_i e k_{τ} são definidos por meio das equações abaixo:

$$k_x = 1,25 + 0,75\chi_x \quad (51)$$

$$k_{\theta} = 1,25 + 0,75\chi_{\theta} \quad (52)$$

$$k_{\tau} = 1,75 + 0,25\chi_{\tau} \quad (53)$$

$$k_i = (\chi_x \chi_{\theta})^2 \quad (54)$$

Caso $\sigma_{x,Ed}$ e $\sigma_{\theta,Ed}$ forem tensões de tração, a combinação referente a elas deve ser descartada e o seu valor pode ser considerado nulo.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as principais referências consultadas que serviram de base para a elaboração deste trabalho, com o objetivo de apresentar um resumo dos componentes de aerogerador e das principais características das torres tubulares de aço de utilizada como suporte. No capítulo seguinte, serão apresentados alguns trabalhos relacionados ao projeto e análise estrutural que servirão como base para a elaboração desse trabalho.

3 REVISÃO DA LITERATURA

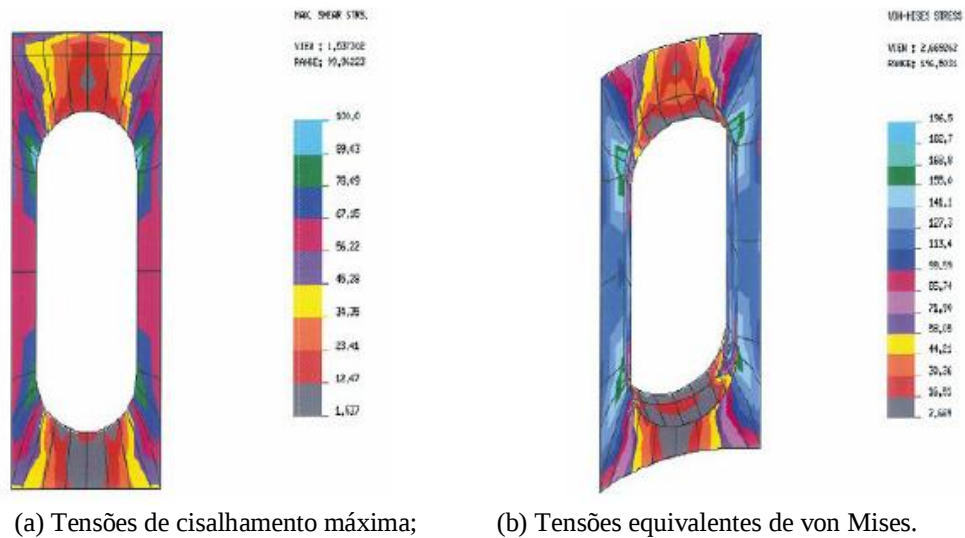
Nesta seção são apresentados alguns trabalhos que são relacionados à análise estrutural, otimização estrutural e ao projeto estrutural de torres tubulares de aço para aerogeradores de eixo horizontal, considerando os objetivos deste trabalho relativos à análise e projeto estrutural da torre tubular de aço para aerogerador.

Negm e Maalawi (2000) desenvolveram alguns modelos para a otimização estrutural de uma torre construída por segmentos tubulares aço, estando engastada em sua base, havendo uma massa acumulada no topo para que fosse representada a nacelle e o rotor da estrutura. O objetivo do trabalho, era diminuir a massa da estrutura, maximizar a rigidez e a relação entre a rigidez e a massa, além da minimização dos efeitos das vibrações.

Algumas variações do projeto foram estimadas pelos autores, sendo a área da seção transversal, o raio de giração e o comprimento de cada segmento da torre. Existiram também algumas restrições que foram impostas pelos autores, incluindo as limitações da tensão máxima e deflexão, somadas a restrições laterais do diâmetro médio dos segmentos e da espessura das paredes.

Bazeos et al. (2002) estudaram a capacidade de carga e o comportamento sísmico de um protótipo de AEH com potência de 450 kW através do Método dos Elementos Finitos (MEF). A torre eólica possuía uma altura de 38 m, sendo composta por três segmentos com diâmetro inferior de 2,80 m e superior de 1,82 m formando uma estrutura tronco-cônica de paredes finas, sendo ligadas por meio do aparafusamento dos seus flanges. A deformação e a capacidade de carga da estrutura foram decorrentes dos efeitos estático e dinâmico. Foram considerados na avaliação do carregamento, os efeitos da gravidade e das condições aerodinâmicas na torre. Observaram que na análise estática da torre, as máximas tensões de cisalhamento ocorrem nas proximidades da abertura da porta com valores abaixo de 100 MPa. Analogamente, a tensão equivalente máxima de *von Mises* não ultrapassou 211 MPa (Figura 26).

Figura 26 - Distribuição de tensões na abertura da porta da torre analisada.



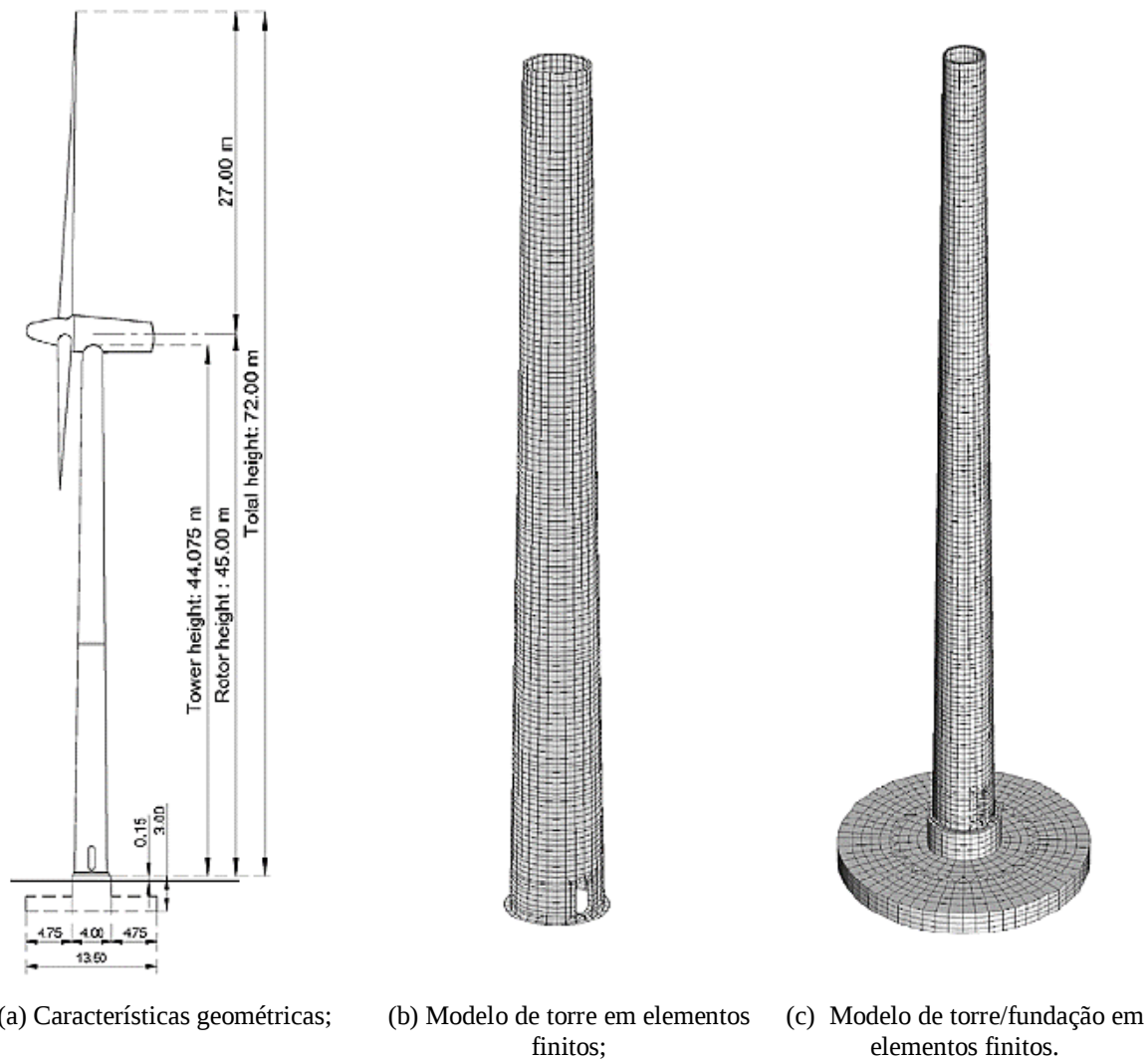
Fonte: Bazeos *et al.* (2002).

Todas as análises foram realizadas para um modelo simplificado e para um modelo refinado.

Lavassas *et al.* (2003) trataram da análise e projeto de um protótipo de torre metálica, que era destinada a suportar um aerogerador com três pás de potência nominal de 1 MW. O material utilizado na fabricação das pás é o poliéster, sendo reforçado com fibras de vidro e fixadas nos suportes dotados com controle de passo, para que fosse permitido giros de até 90°. Facilitando a mudança de direção das pás, poderiam ser atendidos aos propósitos de desligamento da turbina quando trabalhadas nas condições de vento extremo, para que fossem feitos os ajustes finos da potência máxima ou para reduzir as cargas no rotor, objetivando uma melhor transferência dos momentos de flexão, nos casos de guinada entre o sistema e a estrutura de aço, os suportes da nacele são localizados simetricamente ao redor do eixo da torre.

A torre possuía uma altura de 44,075 m (Figura 27) sendo composta por segmentos tubulares tronco-cônico com seção transversal circular, diâmetro e espessuras das paredes eram variáveis, possuindo em sua base um diâmetro externo de 3,3 m e 2,10 m no topo e sua base tinha uma espessura da parede de 18 mm e no topo 10 mm, com variação ao longo da altura da torre, além de possuir aberturas distribuídas ao longo da altura e fundação circular de concreto armado.

Figura 27 - Configuração da torre do aerogerador



Fonte: Lavassas et al. (2003).

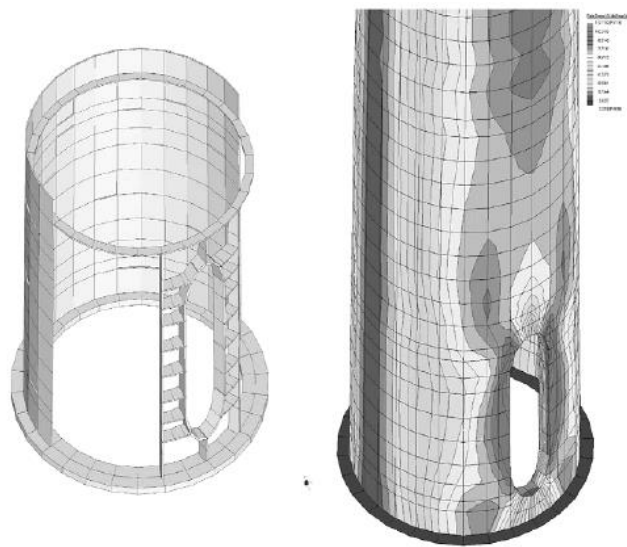
Para a fabricação da torre, foi utilizado o aço S355J2G3 (EN 10025-2, 2004). Foram desenvolvidos dois modelos diferentes de elementos finitos para que fossem realizadas as simulações da resposta estrutural. Como na análise de fadiga, o projeto da torre foi feito de acordo com os Eurocodes, com relação às caras gravitacionais, sísmicas e eólicas. Em relação à carga sísmica, a análise dinâmica da torre foi baseada na norma de sismo grega. Por fim, foram discutidos aspectos que se referiam ao detalhamento de projeto da torre.

Afim de facilitar e tornar mais viável o transporte, a torre foi dividida em duas partes e foi projetada com conexões aparafusadas internamente, com duplo flange, sendo facilmente montadas in loco e de fácil manutenção. Uma ligação parecida é empregada no topo da estrutura da torre, para que fosse fixada a nacelle que tem um roto de três pás. O flange da base é fixado à fundação por chumbadores protendidos dispostos em duas circunferências concêntricas, uma em cada lado da parede da torre. A fundação da torre é feita com uma sapata de 1,30 m de altura

no formato circular, com um diâmetro de 13,50 m, no qual a torre é ancorada, com 4,00 m de diâmetro e 1,64 m de altura.

Lavassas et al. (2003) com o objetivo de contrabalancear o efeito da concentração local de tensões, adotaram cantos arredondados para as aberturas, além de serem colocados estruturas verticais extras para reforçar a estrutura. (Figura 28). O sistema de subida da parte interna da torre foi feito com uma escada interna de alumínio, interrompida a cada 6,05 m por plataformas de painéis de madeira, sendo aparafusadas a cada dois anéis de reforços.

Figura 28 - Abertura da torre para porta e distribuição das tensões equivalentes de *von Mises*.



Fonte: Lavassas et al. (2003).

Lavassas et al. (2003) foram bem cautelosos em relação às chapas que seriam utilizadas na confecção das paredes da casca da estrutura, buscando utilizar as chapas que obtivessem características de excelência para as exigências de tolerâncias admissíveis, em razão do papel crítico que a flambagem local desempenha na determinação da espessura da parede da torre, e devido a isso, também foram utilizados anéis de enrijecimento a cada 3,025 m ao longo da altura da torre. E, visando atender aos requisitos da fadiga, todas as soldas que foram utilizadas (nas junções das extremidades) são de alta qualidade e projetadas para preencher totalmente todos os espaços (soldas de entalhe).

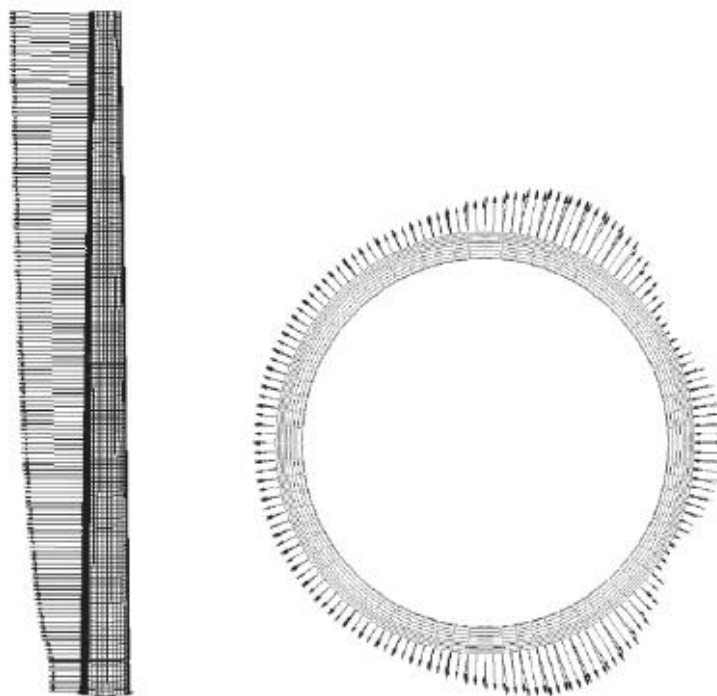
Lavassas et al. (2003) fizeram a análise da torre através do método dos elementos finitos, aplicando apropriadamente linearidade e não linearidade física e geométrica, sendo utilizados os programas computacionais Strand7 e STATIK-3, com avaliações dos efeitos da relação solo-estrutura quanto aos comportamentos estático e dinâmico da torre para dois modelos distintos de elementos finitos. O primeiro modelo da torre era considerado engastada na base, sendo feito o uso de análise linear estática com 5.208 elementos de casca com 4 nós (Figura 27b). Em um

segundo modelo, foi considerado a torre e a fundação, possuindo 3.720 elementos de volumes hexaédricos e tetraédricos de fundação (Figura 27c), sendo apoiados elasticamente no solo por elementos de contato unilateral, por este motivo, o tratamento numérico deste modelo requereu a aplicação de algoritmos não lineares. Para ambos os modelos, investigaram-se também as condições de não linearidade geométrica com o intuito de avaliar os efeitos de segunda ordem; entretanto, devido à adequada rigidez do elemento de casca e a rigidez do solo rochoso no qual era apoiado, a participação da não linearidade e da interação solo-estrutura no estado de deformação da torre foi calculada como menos que 2%, sendo considerado não significativo nas respostas estruturais da torre.

Segundo os produtores desse tipo de turbina eólica, a frequência natural obtida foi de 0,60 Hz. Lavassas et al. (2003) verificaram uma série de situações de carregamentos extremos e de operação. A distribuição da pressão do vento na torre foi computada por meio da aplicação das relações analíticas fornecidas no Eurocode 1, ocorrendo variações ao longo da altura e em volta da circunferência da torre (Figura 29).

O processo de projeto da torre a fadiga foi baseado em series de variações de tensões e a estrutura foi analisada para 18 casos de cargas do espectro de vento adotado. De fato, as ligações da torre são as regiões suscetíveis a fadiga (soldas, parafusos e chumbadores) conforme a Norma EN 1991-1-4 (2005).

Figura 29 - Distribuição da pressão de vento na torre.



Fonte: Lavassas et al. (2003).

Lavassas et al. (2003) após a análise de uma série de situações de carregamentos na torre, chegaram a uma conclusão que define o vento como sendo o elemento dominante na combinação de ações para o projeto da torre, e devido a esbeltez da estrutura, devem ser checados os fenômenos de vibração por desprendimento de vórtices, *ovalling*, galope e martelamento. Lavassas et al. (2003) relataram que a frequência natural da torre (0,60 Hz) em relação às frequências de excitação do rotor da turbina eólica (0,37 Hz e 0,73 Hz) é um critério importante de investigação a ressonância da estrutura.

O modelo da torre foi analisado em relação a quatro estados limites: Estado Limite de Plastificação (ELP); Estado Limite de Flambagem (ELFla); Estado Limite de Fadiga (ELFad) e Estado Limite de Serviço (ELS).

A espessura da casca foi otimizada após diversos processamentos do *software* até obter a melhor relação entre a solicitação e a resistência da torre, sendo aplicado uma abordagem de tentativa e erro. Na base da torre, o ELP agiu predominantemente, enquanto que no topo da torre, o que predominou foi o ELFla sendo mais significativo com uma considerável participação da tensão compressiva próxima ao anel de enrijecimento na configuração do estado geral de tensões. Em relação ao ELFad, os enrijecedores e os flanges não foram verificados à flambagem local, pois as relações entre a largura e a espessura satisfazem aos parâmetros normativos. O mesmo sendo aplicado as regiões da casca próximas à porta (envolta com enrijecedores), ao flange da base e ao primeiro anel de enrijecimento. Com relação à prevenção à flambagem, a torre foi dividida em 16 segmentos de torre por flanges e anéis de enrijecimento ao longo da altura.

Lavassas et al. (2003) fizeram o projeto das ligações dos flanges (anéis, parafusos e chumbadores) utilizando modelos especiais em que duas partes conectadas são modeladas com elementos finitos de contato unilateral. O contato entre os elementos da fundação e o terreno foi realizado por meio dos elementos de contato unilateral, enquanto que os chumbadores protendidos foram modelados com elementos finitos de cabo conectando o flange metálico à fundação.

Yoshida (2006) através da técnica que utiliza algoritmos genéricos (AG's), realizou a otimização de uma torre eólica com seção cônica, de 80 m de altura, com os valores dos diâmetros da base de 4,2 m e do topo de 2,5 m. Segundo ele, o custo de uma estrutura vem se mantendo em torno de 20% a 30% do custo total do empreendimento de geração de energia elétrica a partir de fonte eólico, por essa razão, a função objetivo foi a redução do peso da estrutura, e as variáveis de projeto utilizadas foram as espessuras das chapas de cada segmento (discretas) e o diâmetro de cada segmento (contínua). Foram consideradas na análise os

carregamentos obtidos através de um programa de simulações computacional aeroelásticas; abalos sísmicos e tempestades especificadas na “*Bulding Standard Law of Japan*” (BSL) e pelas recomendações da “*Architectural Instituted of Japan*”; os danos provocados pela fadiga na estrutura; estabilidade; localização dos flanges conforme capacidade de transporte; e a localização das portas de visitas. No que tange a otimização, as restrições do problema foram os limites de segurança para compressão e flambagem por cisalhamento; restrições quanto à fadiga; e a frequência natural para o primeiro modo de flexão.

Yoshida (2006) aplicou alguns parâmetros como dados de entrada para o problema relacionados com o aspecto geral, com o material, a estrutura e o carregamento. Para os parâmetros gerais foram utilizados a altura da torre, o diâmetro da base e do topo, o centro de massa da estrutura, a massa do aerogerador, limites de peso e de comprimento para transporte; para o material, utilizou a densidade, módulo de elasticidade, curva SN, limites de escoamento e ruptura do material; para os parâmetros estruturais foram levados em consideração a espessura das chapas disponíveis (discretas), fatores de concentrações de tensões nos flanges e portas de acesso, o comprimento dos segmentos, a massa dos flanges e de componentes não estruturais, e a categoria da solda; e por fim, para as cargas da “*Bulding Standard Law of Japan*” (BSL), levou em consideração a velocidade característica do vento, a classe de rugosidade, e a aceleração provocada pelos abalos sísmicos na base.

Hansen et al. (2006) realizaram uma ampla revisão bibliográfica, abordando os modelos da aerodinâmica e da aeroelasticidade das turbinas eólicas. Foi comentado que o porte das turbinas eólicas tem crescido drasticamente nos últimos 25 anos, de uma potência nominal de 50 kW e um diâmetro do rotor de 10-15, para aquelas, comercialmente disponível, com potência de 5 MW e diâmetro do rotor com mais de 120 m.

Hansen et al. (2006) afirmam que este desenvolvimento tem forçado as ferramentas de projeto a mudar dos simples cálculos estáticos, levando em consideração o vento como uma constante, para os *softwares* de simulação dinâmicas que a partir de cargas aerodinâmicas instáveis modela a resposta aerodinâmica de todo o aerogerador.

Em algum momento durante o desenvolvimento de turbinas eólicas comerciais cada vez maiores, se fez necessária a aplicação de modelos aeroelásticos precisos para avaliar estruturas esbeltas e altas sob a ação de cargas dinâmicas. Hansen et al. (2006) justificam que os aerogeradores modernos são concebidos para atender aos requisitos da norma internacional IEC6140-1. As ferramentas aeroelásticas foram desenvolvidas principalmente nas universidades e os laboratórios de pesquisa em paralelo com a evolução de turbinas eólicas comerciais.

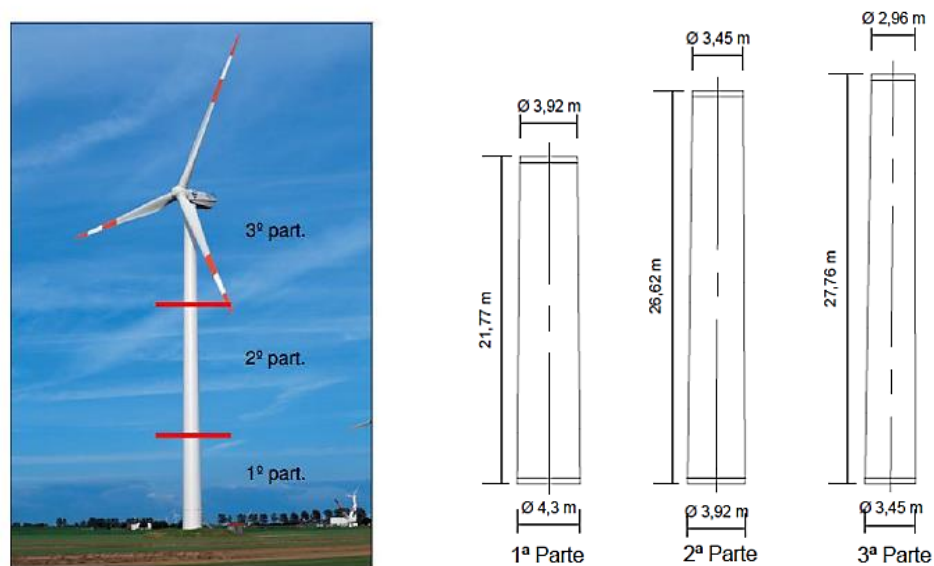
Uys et al. (2007) realizaram a otimização sobre o custo total de uma torre de aço levemente cônica, com uma altura de 45 m, diâmetro da base 3,30 m, variando linearmente até o diâmetro superior de 2,10 m. A torre foi dividida em três segmentos iguais, cada um de 15 m, e cada segmento era composto de 5 chapas de 3 m de largura. Foram utilizados enrijecedores no intuito de evitar as deformações excessivas e considerado a carga do vento atuando ao longo da estrutura, de acordo com especificações da norma europeia. Os enrijecedores eram usados para evitar a ovalização variando a sua quantidade de um mínimo de 5 até um máximo de 15.

Os autores concluíram que a redução do custo está diretamente relacionada com o número de enrijecedores, ou seja, que o custo aumenta à medida que se aumenta o número de enrijecedores na torre.

Sirqueira (2008) analisou uma torre de aerogerador MM92 da empresa Repower. O projeto da torre atendia as recomendações do Eurocode 3 e o desenvolvimento da análise numérica foi estabelecida através de um modelo de elementos finitos no *software* ANSYS sendo empregado: análise estática linear, análise dinâmica linear e análise estática não linear geométrica e física. Para o cálculo da resposta dinâmica do vento na direção do fluxo eólico foi utilizado o método simplificado conforme estabelecido na ABNT NBR 6123:1988.

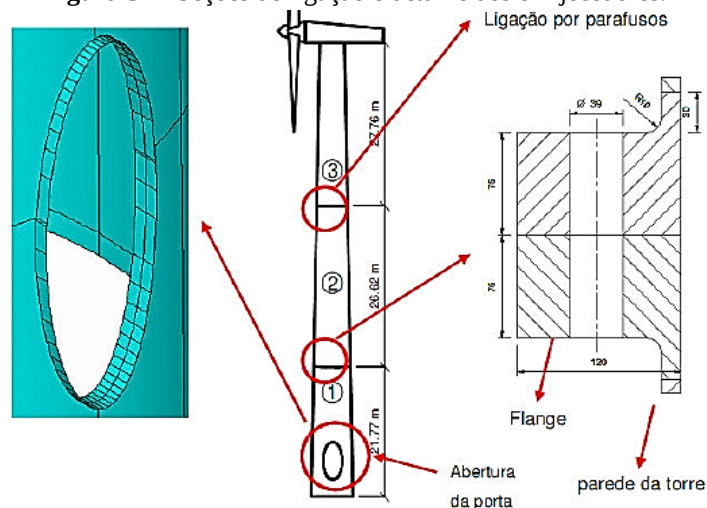
Sirqueira (2008) considerou a ação do vento como um carregamento distribuído sobre as pás do rotor ou, adotou-se após a simplificação, uma força resultante que seria equivalente ao carregamento distribuído na altura do cubo do rotor da turbina eólica; considerou-se, além disso, o peso próprio da torre distribuído ao longo da altura.

A turbina eólica com uma altura de 76,20 m possui uma potência nominal de 2 MW, bastante presente em países europeus como Portugal, Espanha e Alemanha. Este modelo inicia a produção de energia a partir de uma faixa de velocidade do vento entre 3 e 24 m/s. O modelo da torre possui um formato tronco-cônico vazado sendo formado por três segmentos, para que houvesse uma facilidade quanto o transporte e a montagem da estrutura. O primeiro segmento possui uma altura de 21,77 m, com diâmetro da base de 4,30 m e no topo um diâmetro de 3,917 m; o segundo segmento da torre possui uma altura de 26,62 m, diâmetro na base de 3,917 m e no topo de 3,45 m; e o terceiro segmento com uma altura de 27,81 m, diâmetro na base de 3,45 m e no topo 2,96 m (Figura 30). A espessura da parede da torre varia ao longo de sua altura entre 30 mm na base da torre e 12 mm no seu topo.

Figura 30 - Esquema da torre da turbina eólica MM92.

Fonte: Sirqueira (2008).

Sirqueira (2008) adotou as ligações entre os segmentos da torre por meio de aparafusamento, sendo utilizados um total de 464 parafusos na estrutura: parafusos com diâmetro de 45 mm para a ligação do primeiro segmento com a fundação e com o segundo segmento; parafusos de 39 mm de diâmetro ligando o segmento ao terceiro; e parafusos de 30 mm ligando o terceiro segmento ao topo. O modelo analisado, apresenta duas aberturas, sendo uma maior para utilização de acesso interno e outra para a ventilação, sendo no formato elíptico e com enrijecedores perpendicular a parede da torre (Figura 31).

Figura 31 - Seções de ligação e detalhe dos enrijecedores.

Fonte: Sirqueira (2008).

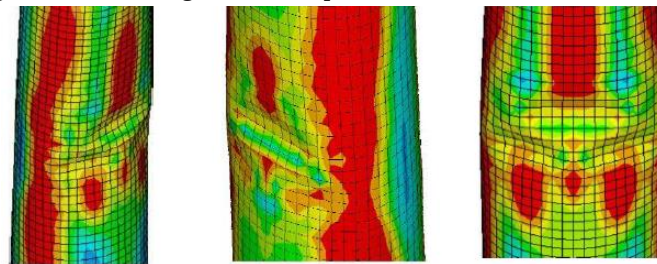
As pás que constituem o aerogerador são fabricadas com resina plástica reforçadas com fibra de vidro, possuindo 45,20 m e com massa de 800 kg cada segmento, conseguindo varrer uma área de 6720 m². O conjunto de todos os equipamentos mecânicos e elétricos da nacele

tem uma massa de 6900 kg. A parede da torre, os flanges e os enrijecedores da abertura da porta são fabricados com aço S355 (EN 10025-2, 2004).

Sirqueira (2008) modelou numericamente a torre com base no MEF utilizando elementos finitos de casca (SHELL 181 da biblioteca do *software* ANSYS). O elemento SHELL 181 é formado por quatro nós com seis graus de liberdade por nó (três translações e três rotações) e é apropriado para as estruturas formadas por cascas de espessuras médias e finas e para análise linear e não linear física e geométrica.

Foi adotado um módulo de elasticidade para o aço de 205 GPa com uma tensão de escoamento de 355 MPa. A não linearidade geométrica foi incluída no modelo por meio da Formulação de Lagrange atualizado. A flambagem local da torre para diferentes posições do vento analisadas são verificadas na Figura 32.

Figura 32 - Flambagem local da parede do modelo de torre analisado.



a) Vento a 0°

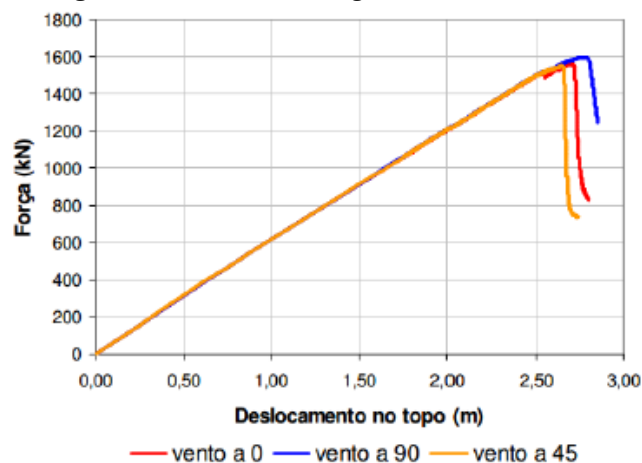
b) Vento a 90°

c) Vento a 45°

Fonte: Sirqueira (2008).

A análise não-linear realizada permitiu verificar o fenômeno de flambagem local na parede da torre sujeita a compressão, o que deve ser levado em consideração durante a execução do projeto da torre eólica. Na Figura 33 os gráficos carregamento vs. deslocamento no centro do rotor da torre estão ilustrados.

Figura 33 - Curvas de carregamento vs. deslocamento.



Fonte: Sirqueira (2008).

Sirqueira (2008) obteve o resultado no estudo da parcela dinâmica que mostrava que a resposta da estrutura pode ser determinante no seu comportamento. Nessa situação, a utilização de uma análise estrutural estática pode resultar no mau dimensionamento da torre e, possivelmente, possíveis acidentes.

Feijó (2010) realizaram uma formulação para a otimização sobre o custo total de uma torre tubular de aço para aerogeradores eólicos formado por segmentos tubulares no formato de tronco e cilíndrico para a sustentação da torre. O principal objetivo era achar o custo mínimo, minimizando o peso total da torre. As variáveis de projeto foram os diâmetros médios dos segmentos e a espessura da casca desses segmentos. As restrições de projeto incluíam aspectos relativos à rigidez, resistência e estabilidade de acordo com as recomendações de norma, as frequências naturais, o processo de fabricação, geometria e transporte, ainda sendo incluídas as restrições quanto ao deslocamento máximo horizontal no topo da torre.

Feijó (2010) para realizar as análises estática linear e de vibração utilizaram elementos finitos de viga e consideraram a torre engastada na base e livre no topo sujeitas a carga axial de compressão no topo da torre decorrente do peso da nacela e das pás da turbina; e, uma carga trapezoidal aplicada transversalmente ao longo do comprimento da torre referente a ação estática do vento que seguiu as prescrições da ABNT NBR 6123:1988. As verificações de segurança relativas aos Estados Limites Últimos (ELU) e aos Estados Limites de Serviço (ELS) seguiram os seguintes códigos normativos: ABNT NBR 8800:2008 e ABNT NBR 8681:2004. Os problemas de otimização foram resolvidos usando algoritmo genético utilizando o *software* MATLAB, e os resultados obtidos foram analisados utilizando elementos de cascas do programa ABAQUS.

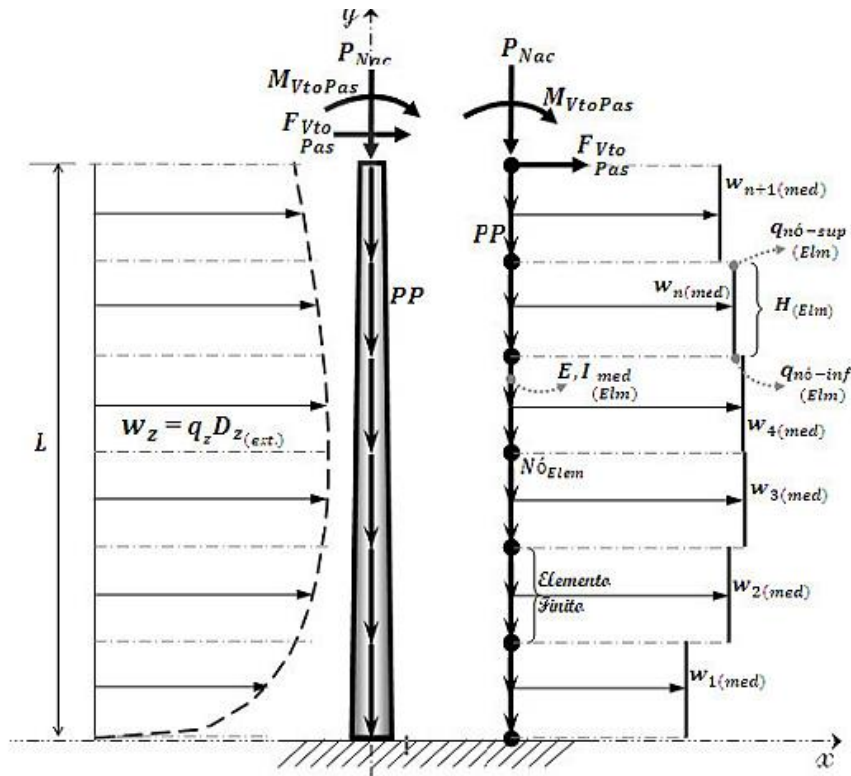
Feijó (2010) modelou: uma torre cilíndrica com 45 m de altura (três segmentos de 15 m); uma torre tronco-cônica com 45 m de altura (dois segmentos de 22,5 m e cada um destes discretizado em 3 elementos finitos); uma torre tronco-cônica com 45 m de altura (três segmentos de 15 m) e uma torre tronco-cônica com 60 m de altura (três segmentos de 20 m).

Lima (2011) formulou um modelo de otimização de torres eólicas tubulares de aço compostas de segmentos em tronco de cone com o objetivo de minimizar o peso da torre tomado como base os estudos de Lavassas et al. (2003) e de Feijó (2010). A modelagem da torre foi realizada por meio do elemento finito de pórtico plano com seis graus de liberdade sendo admitido o elemento com uma seção transversal constante e desprezando-se os efeitos existentes devido a torção decorrente da ação da força do vento sobre as pás da turbina eólica.

Na Figura 34 são observadas as cargas consideradas atuando sobre a torre, e são denominadas por: P_{Nac} peso do conjunto cubo/pás/nacela; PP peso próprio da torre; F_{Vt0Pas} para

a força resultante de vento que incide perpendicularmente ao plano formado pela rotação das pás; e M_{VtoPas} momento resultante no topo da torre, devido à “ação de F_{VtoPas} ” com a excentricidade formada pela distância entre o eixo do rotor.

Figura 34 - Modelo e discretização da torre analisada.



Fonte: Lima (2011).

A ação do vento sobre a torre foi simulada estaticamente utilizando a ABNT NBR 6123:1988. Para ação do vento nas pás do aerogerador foi considerado o valor utilizado para as torres de 45 m e 60 m de altura em Lavassas et al. (2003) e, por extensão, aplicou uma carga proporcionalmente maior para as torres com 78 m e 91 m de altura. Lima (2011) relata o fato que nem sempre é possível obter informações técnicas a respeito das forças exercidas sobre as pás, pois os fabricantes de turbinas eólicas têm a preocupação em deixar reservadas as informações para que não sejam reveladas aos concorrentes mesmo que sejam patenteadas.

Para a otimização da torre, Lima (2011) utilizou o método do Algoritmo Genético (AG) em um programa no ambiente MATLAB e, complementarmente, o algoritmo de busca SQP. O objetivo do modelo de otimização diz respeito à diminuição do peso da torre, sendo impostas as restrições quanto à resistência, à rigidez, à estabilidade, ao deslocamento no topo da torre ($L/400$; conforme BRUGHUIS, 2003), à geometria, à frequência natural fundamental (mínimo de 0,5 Hz; conforme LAVASSAS et al., 2003) e ao limite de diâmetro da torre para transporte, sendo adotado um máximo de 4,20 m. As soluções ótimas obtidas foram modeladas no *software*

ABAQUS através do método de elementos finitos de casca, no qual foram mostrados resultados aceitáveis com relação ao deslocamento no topo da torre e às tensões equivalentes de *von Mises*. Porém, não foram levados em consideração as aberturas, enrijecimentos, flanges e plataformas internas nas torres.

Avila et al. (2013) tomaram como estudo uma torre com dimensões teóricas utilizando o pacote de Elementos Finitos (EF) do *software* ANSYS. De início, foi considerada uma modelagem simplificada da torre, reduzindo assim o sistema para um grau de liberdade. Em seguida foi modelada usando elementos de barra e um elemento de massa concentrado no topo da torre. E uma terceira modelagem ainda foi considerada para a torre usando elementos de casca e elementos de massa distribuídos sobre os nós do topo. Dessa forma, foi realizada uma comparação entre as respostas afim de verificar se o modelo simplificado afetava a exatidão da solução final.

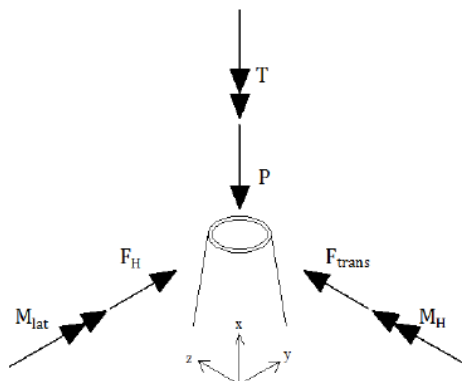
Lima (2018) analisou um modelo de torre considerando as prescrições das referências: ABNT NBR 6123:1988; ABNT NBR 8800:2008; ABNT NBR 6118:2014; ABNT NBR IEC 61400-1:2008; EN 1991-1-4 (2005); EN 1993-3-2 (2006); Burton et al. (2001). Foi considerada uma torre tubular de aço S355J2, segundo as especificações na EN 10025-2 (2004), a qual dá suporte a um aerogerador no padrão SWT-3.2-113 (SIEMENS, 2014), como mostrado na Tabela 12.

Tabela 12 - Dados do padrão do aerogerador selecionado.

TIPO DE PARÂMETRO	
Classe Segundo IEC (<i>International Electrotechnical Commission</i>)	IIA
Potência nominal (MW)	3,2
Diâmetro do rotor (m)	113,0
Comprimento da pá (m)	55,0
Área varrida pelo rotor (m ²)	10000
Altura do cubo do rotor (m)	79,5 – 142,0 (usou-se 122,5 m)
Regulação de potência	Ângulo de passo regulado
Energia elétrica produzida anualmente a 8,5 m/s	14402 MWh
Peso da nacele (tf)	78
Peso do rotor (tf)	67

Fonte: Siemens (2014).

Na Figura 35, observa-se a extrapolação dos resultados de forças e momentos transmitidos ao topo da torre, em condições eólicas normais e extremas, determinados por Asibor et al. (2015) que utilizaram o *software* GL Bladed e por Lavassas et al. (2003) que utilizaram dados fornecidos pelo fabricante, resultando nos valores de forças e momentos máximos aplicados ao topo da torre (Tabela 13).

Figura 35 - Representação das forças e momentos aplicados ao topo da torre.

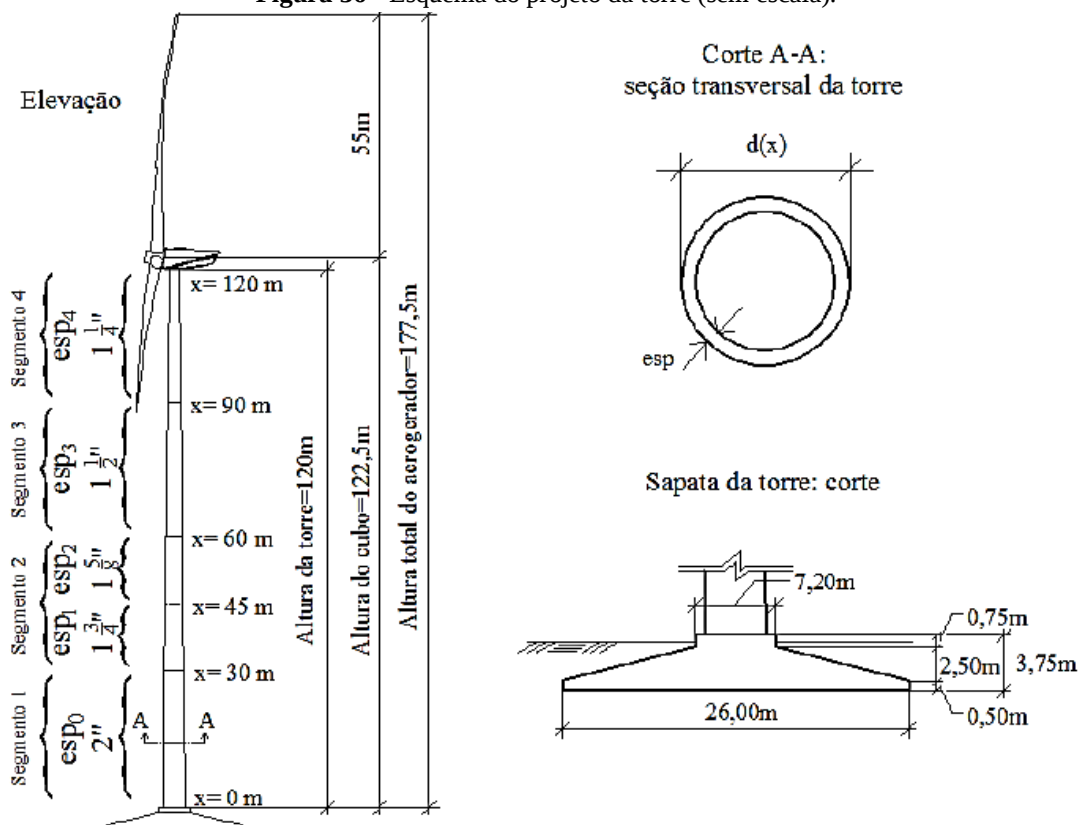
Fonte: Lima (2018).

Tabela 13 - Carregamento aplicado ao topo da torre.

P (N)	F _H (N)	F _{trans} (N)	M _H (N.m)	M _{lat} (N.m)	T (N.m)
4299033,45	662186,43	32106,07	46644600,79	4147943,60	1985250,43

Fonte: Baseado em Asibor et al. (2015).

Lima (2018) determinou que acima da fundação seria disposto um segmento com altura de 2,5 m de formato tronco-cônico no qual o diâmetro varia, ao longo da altura, de 26,0 m a 7,2 m; e, por fim, tem-se um pedestal com diâmetro de 7,2 m e altura de 0,75 m (Figura 36), da qual 0,25 m fica acima do solo por questões de durabilidade (evitar a corrosão do flange basal e do anel de fundação da torre).

Figura 36 - Esquema do projeto da torre (sem escala).

Fonte: Lima (2018).

Lima (2018) formulou um projeto de torre tubular de aço obtidos mediante o método dos elementos finitos (MEF), além de fazer uma análise estrutural da torre, considerando os materiais de comportamento elástico linear (ponto de vista físico), e não linear (ponto de vista geométrico).

Foi utilizado um modelo de elementos finitos no *software* ANSYS... (2012), no qual considerou a torre engastada na base com 7272 elementos de casca, com 4 nós e 6 graus de liberdade em cada nó. A nacele foi modelada com elementos finitos sólidos tetraédricos, com 10 nós e 3 graus de liberdade de translação por nó, considerando a nacele formada por uma massa uniforme.

Afim de avaliar a confiabilidade e a precisão dos resultados numéricos obtidos se utilizou um modelo de elementos finitos detalhado e outro em elementos de barra simplificado. Complementando o modelo com elementos finitos de casca, simulou-se a torre em conjunto com sua fundação. A sapata foi modelada com 11766 elementos sólidos tetraédricos, com 20 nós e 3 graus de liberdade de translação em cada nó. E além disto, para a avaliação da interação solo-estrutura, a reação elástica do solo foi modelada com 2145 elementos de mola com rigidez axial, colocados na base da sapata.

3.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foram apresentados de forma a complementar, alguns trabalhos relevantes, para a realização deste trabalho, sobre o projeto e a análise destas torres. No capítulo seguinte, está descrita a metodologia utilizada para a realização do projeto da torre tubular de aço para aerogerador.

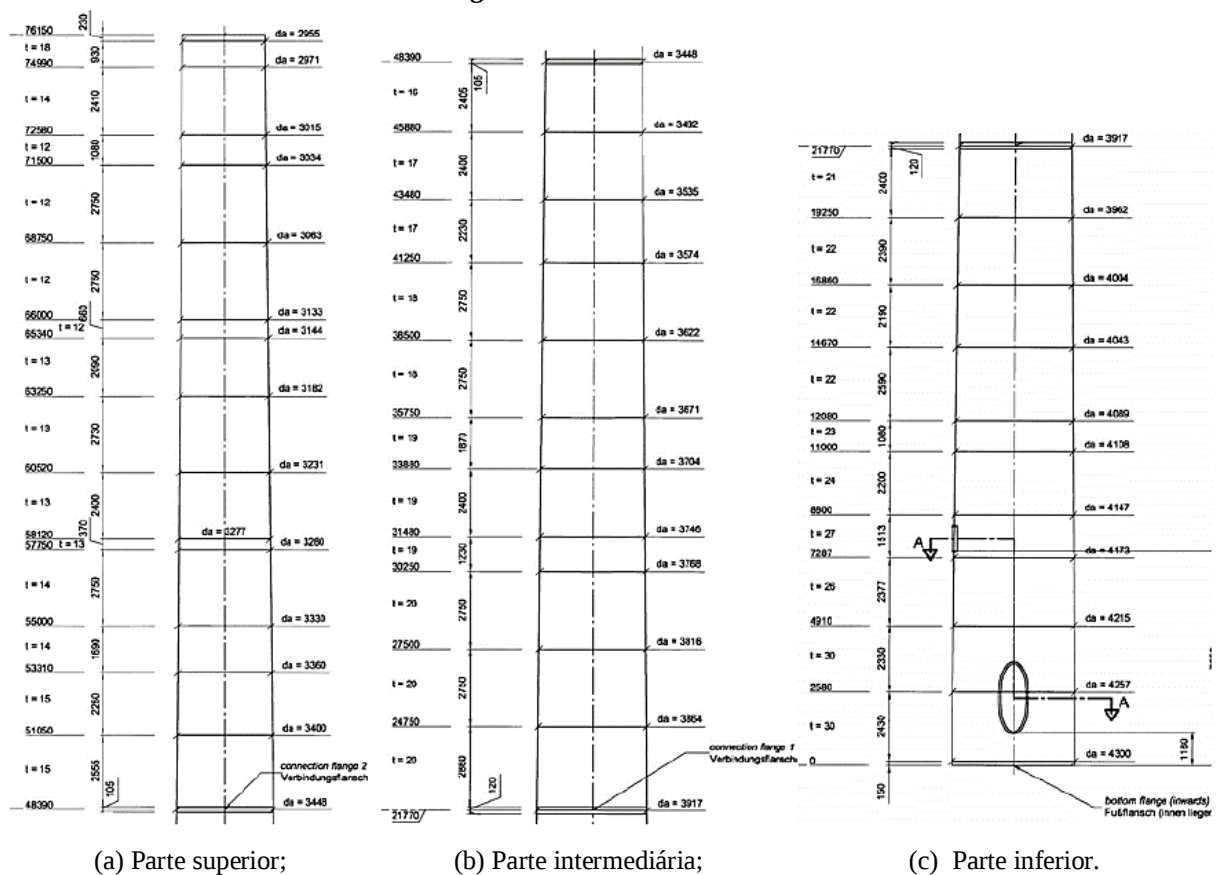
4 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentados os critérios estabelecidos para o início do projeto, como a definição da torre modelo para ser utilizada como base para a concepção estrutural, a definição do sistema estrutural, componentes que fazem parte da estrutura, escolha do material, assim como a determinação das ações que atuam na torre e suas respectivas combinações.

4.1 DESCRIÇÃO DA TORRE

Foi adotado para o presente trabalho uma torre tubular de aço modelo MM92 com uma altura cerca de 80 m, que consiste em três seções montadas com duas conexões intermediárias de flange-L, a configuração da torre pode ser verificada na Figura 37. Sua seção transversal consiste num círculo vazado. O diâmetro externo da torre varia linearmente com a altura, tendo assim, um diâmetro inicial na base e um diâmetro final no topo distintos.

Figura 37 - Geometria da torre.



Fonte: Veljkovic et al. (2015).

A torre é compatível a um aerogerador no padrão SWT-2.3-93 (SIEMENS, 2018), de características especificadas na Tabela 14.

Tabela 14 - Dados padrões do aerogerador.

Tipo de parâmetro	
Classe segundo IEC (<i>Internation Electrotechnical Commission</i>)	IIA
Potência nominal (MW)	2,3
Diâmetro do rotor (m)	93,0
Número de pás	3,0
Área varrida pelo rotor (m ²)	6793
Altura do cubo do rotor (m)	80,0 – 101,0 (usou-se 82,0)
Regulação de potência	Ângulo de passo regulado
Peso da nacele (tf)	82
Peso do rotor (tf)	60

Fonte: Siemens (2018).

4.2 PARÂMETROS DE PROJETO

4.2.1 MATERIAS UTILIZADOS

O material mais utilizado nas construções metálicas são os aços laminados a quentes, sendo uma característica as baixas percentagens de carbono. Os aços são classificados com base nos valores nominais das tensões de escoamento e das tensões de ruptura a tração que são definidos nas normas. Os valores das tensões para os aços correntes são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Valores nominais da tensão de escoamento e da tensão de ruptura dos aços.

Classe de aço	Espessura nominal t (mm)			
	t ≤ 40 mm		40 mm ≤ t ≤ 80 mm	
	F _y (N/mm ²)	F _u (N/mm ²)	F _y (N/mm ²)	F _u (N/mm ²)
S235	235	360	215	340
S275	275	430	255	410
S355	355	510	335	370
S420	420	540	390	520

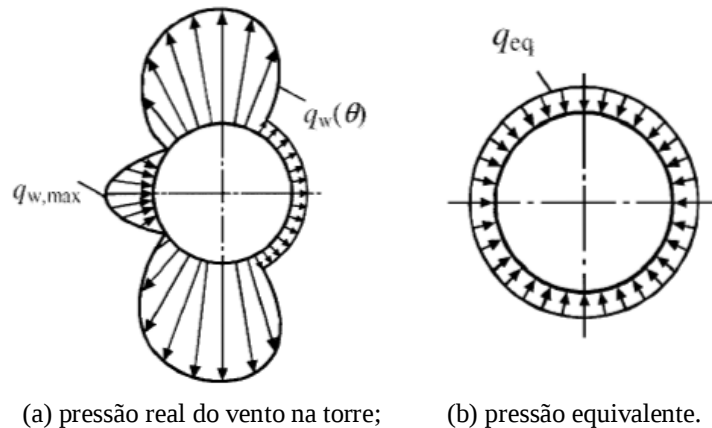
Fonte: EN 1993-1-1 (2010)

Portanto, segundo as especificações da EN 10025-2 (2004), a torre MM92 utilizada no projeto é composta por um material metálico de aço S355J2.

4.2.2 TIPOS DE CARREGAMENTO E COMBINAÇÕES

A torre de projeto possui solicitações com cargas pontuais (forças e momentos) que são aplicadas no seu topo originário da nacele e das pás, para a transmissão de esforços em condições eólicas normais e extremas.

Figura 38 - Pressão do vento na casca da torre.



Fonte: EN 1993-1-6 (2007)

Os fatores de segurança parciais combinados para as cargas, materiais e consequência da falha, não devem ser inferiores aos padrões especificados pela norma IEC 61400-1 (2019) (Tabela 16).

Tabela 16 - Fatores parciais nas ações.

Tipo de carregamento	Cargas desfavoráveis			Cargas favoráveis
	Situação de projeto			Todas as situações de projeto
	Normal e Extremo (N)	Anormal (A)	Transporte e montagem (T)	
Aerodinâmico	1.35	1.1	1.5	0.9
Operacional	1.35	1.1	1.5	0.9
Gravidade	1.1/1.35*	1.1	1.25	0.9
Outras forças inerciais	1.25	1.1	1.3	0.9
Influência do calor	1.35	1.1	-	-

* no caso de massas não determinadas por meio de pesagem.

Fonte: IEC 61400-1 (2019).

O carregamento que o vento exerce nas pás do rotor durante escoamentos constantes e simétricos (Figura 38), são determinadas pela velocidade efetiva do vento, havendo uma variação da raiz até a ponta da lâmina e pela geometria das pás do rotor. As ocorrências de carga são determinadas por meio de combinações de modos operacionais ou outras situações de projeto, levando em consideração as condições externas, resultando em três casos principais de carga de projeto, que diz respeito ao funcionamento normal e condições de vento normais ou extremas, às situações de falha e condições apropriadas de vento, e aos transporte, instalação e manutenção e condições apropriadas de vento.

As condições de carga são definidas para duas situações, normal e extrema. As condições de vento normal, ocorrem com frequência durante o ano, porém as condições de vento extrema, no qual são incluídos efeitos de cisalhamento de vento, bem como as velocidades de vento de pico devido a tempestades e mudanças rápidas na velocidade e direção do vento, ocorrem em um intervalo de tempo muito grande, tomando como regra um período de 50 anos.

A combinação das situações de projeto com os fatores de segurança pertinentes é determinada pela IEC 61400-1 (2019) (Tabela 17),

Tabela 17 - Casos de carga de projeto e tipo de análise.

Caso	Situação	Tipo de análise	Fator de segurança
1	Produção de energia	U ou F	N
2	Produção de energia mais ocorrência de falha	U ou F	N ou A
3	Partida	U ou F	N
4	Desligamento normal	U ou F	N
5	Desligamento de emergência	U ou F	N
6	Estacionamento (parado ou em marcha lenta)	U ou F	N ou A
7	Condições estacionadas e de falha	U	N ou A
8	Transporte, montagem, manutenção e reparo	U	N ou A ou T

Fonte: IEC 61400-1 (2019).

em que: U é referente a análise de estado limite máximo (Último); F refere-se a análises de estado limite de Fadiga; N e A referente ao fator de segurança Normal e Anormal respectivamente; e T ao fator de segurança quanto ao Transporte e montagem.

O documento completo do padrão internacional IEC 61400-1 (2019) trata dos casos de carga de projeto e todos os tipos de análise, no qual inclui informações sobre as especificações da turbina eólica, condições ambientais, sistemas de coordenadas, detalhes da simulação de carga e condições limites, além de fornecer as tabelas completas das cargas de todos os componentes relevantes que compõe a estrutura, como pás do rotor da estrutura de suporte e as peças de maquinarias, e as cargas extremas normalmente são fornecidas com e sem fatores de segurança.

As avaliações extremas das cargas atuantes na torre, devem ter seus resultados incluindo os fatores de segurança parciais (Tabela 25), sendo definidas para as posições investigadas (por exemplo seções da lâmina, eixo do rotor, sistema da guinada, torre etc.). As cargas atuantes (Forças e Momentos) para seções transversais na parte inferior e superior da torre e para seções transversais intermediárias, são apresentadas nas Tabela 18 à Tabela 23, no qual são definidos valores extremos (máximo e mínimo) do componente de carga correspondente, levando em consideração a velocidade (Tabela 24) e direção do vento pertencentes à situação de carga extrema.

Tabela 18 - Forças máximas e mínimas na direção X da torre.

Fx (kN)	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	725,2	727,8	731,4	724,7	697,9
		MÍN	-873,2	-878,1	-885,8	-865,9	-808,3
	2	MÁX	177,6	171,9	154,3	114,1	-1,9
		MÍN	-217,4	-211,9	-195,2	-157,9	-102,5
	3	MÁX	188,3	175,6	136,9	55,7	-37,4
		MÍN	56,9	50,1	31,1	0,8	-37,7
	4	MÁX	177,6	171,9	154,3	-865,8	-808,3
		MÍN	0,1	0	0,2	0,1	0
	5	MÁX	-217,4	-211,9	-196,9	-157,9	75,3
		MÍN	177,6	171,9	159,3	114,1	37,9
	6	MÁX	722,2	725	730,3	724,7	-155,7
		MÍN	-873,2	-878,1	-885,8	-865,9	-115,1
	7	MÁX	462,4	462,2	457,2	424,4	369,7
		MÍN	-262	-269,5	-291,2	-332,3	-356,2
	8	MÁX	-873,2	-878,1	-885,8	-865,9	-115,1
		MÍN	17,1	30,5	25,6	31,3	139,9

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

Tabela 19 - Forças máximas e mínimas na direção Y da torre.

Fy (kN)	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	37,6	12,1	9,8	39,9	18,4
		MÍN	27,6	28,1	26,7	5,2	-9,2
	2	MÁX	958,3	950,8	919	811,4	691,2
		MÍN	-933	-926	-898,8	-812,2	-682,9
	3	MÁX	-495,9	-495,5	-485,9	-436,5	-383,1
		MÍN	-249,6	-248,5	-243,9	-239	-221,5
	4	MÁX	958,3	950,8	919	16,9	-9,2
		MÍN	-0,1	0	0	-0,1	0,1
	5	MÁX	-933	-926	-896,6	812,2	6,2
		MÍN	958,3	950,8	888,7	811,4	264,4
	6	MÁX	64,7	64	58,5	39,9	-151,3
		MÍN	27,6	28,1	26,7	5,2	103,5
	7	MÁX	-178,8	-180,2	-182,6	-177,2	-158
		MÍN	85,9	85,9	851	77	72,7
	8	MÁX	27,6	28,1	26,7	5,2	103,5
		MÍN	4,8	63,3	-2,9	2,5	-29,1

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

Tabela 20 - Forças máximas e mínimas na direção Z da torre.

Fz (kN)	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	-3266,2	-2964,4	-2541,6	-1941,9	-1549,7
		MÍN	-3174,7	-2873,3	-2450,5	-1850,1	-1457,3
	2	MÁX	-2495,2	-2249,6	-1905	-1416,1	-1295,7
		MÍN	-2602,6	-2357	-2012,4	-1522,2	-1202,2
	3	MÁX	-2220,2	-1974,6	-1630	-1140,8	-820,8
		MÍN	-3507,7	-3172,8	-2703	-2035,9	-1599,5
	4	MÁX	-2495,2	-2249,6	-1905	-1848,5	-1457,3
		MÍN	-3205,9	-2838	-2475,7	-1872,4	-1094,4
	5	MÁX	-2602,6	-2357	-2011,4	-1522,2	-1488,3
		MÍN	-2495,2	-2249,6	-1907,4	-1416,1	-1042,9
	6	MÁX	-3266,6	-2965,2	-2542,3	-1941,9	-1364,4
		MÍN	-3174,7	-2873,3	-2450,5	-1850,1	-1471,7
	7	MÁX	-2695,1	-2449,5	-2105	-1615,8	-1295,8
		MÍN	-3010,3	-2708,8	-2286	-1685,6	-1292,8
	8	MÁX	-3174,7	-2873,3	-2450,5	-1850,1	-1471,7
		MÍN	-2629,3	-2895,3	-2464,3	-1880,5	-1034,4

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

Tabela 21 - Momentos máximos e mínimos na direção X da torre.

Mx (kN.m)	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	-743,6	151,3	312,3	1021,8	1629,5
		MÍN	521,1	715,3	1121	1603,6	1480,7
	2	MÁX	-64869	-58192	-44624	-22097	-1296,7
		MÍN	64537,7	58036,2	44805	21954,4	1216,9
	3	MÁX	35316,9	31849,8	24721,7	12349,4	1089,3
		MÍN	18529,1	16787	13220,2	6806,5	408,2
	4	MÁX	-64868	-58192	-44624	1933,7	1480,7
		MÍN	18,5	-440	2648,9	-63,6	109,4
	5	MÁX	64537,7	58036,2	44808,8	21954,4	3549,5
		MÍN	-64369	-58192	-44716	-22097	-2963,7
	6	MÁX	-1668,7	-1218,1	119,5	1021,8	408
		MÍN	521,1	715,3	1121	1603,6	206,7
	7	MÁX	15718,7	14464	11833,8	7001	2334
		MÍN	-6287,4	-5686,9	-4446,9	2273,4	-240,2
	8	MÁX	521,1	715,3	1121	1603,6	206,7
		MÍN	-3,4	-1	-5,6	-0,7	-0,1

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

Tabela 22 - Momentos máximos e mínimos na direção Y da torre.

My (kN.m)	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	54973,6	50056,4	39485,5	20308,9	639,8
		MÍN	-67796	-61675	-48892	-25436	-2248,3
	2	MÁX	10167,4	8944,2	6577,1	2858	1257,9
		MÍN	-14580	-13077	-10125	-5436,2	-1803,8
	3	MÁX	6203,4	4928,1	2652,1	95,8	-177,3
		MÍN	-234,7	-610,3	-1199,7	-1580,4	-1098,5
	4	MÁX	10167,4	8944,2	6577,1	-25350	-2248,3
		MÍN	-962,5	-2069,7	-1057,8	-970,2	-347,2
	5	MÁX	-14580	-13077	-10167	-5436,2	-89,7
		MÍN	10167,4	8944,2	6560,5	2858	182
	6	MÁX	55329,4	50270,9	39733,3	20308,9	6130,9
		MÍN	-67796	-61675	-48892	-25436	-7054,7
	7	MÁX	32538,1	26305,1	22639,4	10818,9	-179,8
		MÍN	-25288	-23431	-19377	-11053	-1481,9
	8	MÁX	-67796	-61675	-48892	-25436	-7054,7
		MÍN	-0,3	2,7	-2,8	-0,7	0

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

Tabela 23 - Momentos máximos e mínimos na direção Z da torre.

M _z (kN.m)	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	1125,3	1368,3	1369,1	1137	1248
		MÍN	-1363,1	-1364,5	-1367,7	-1373,5	-1378,9
	2	MÁX	-1043,1	-1043,2	-1048,3	-1162	-2451
		MÍN	1339,3	1340,3	1337	1340,2	1334,4
	3	MÁX	24573	2458,2	2466	2490,7	2506,9
		MÍN	590,7	591,1	592,5	596	599,3
	4	MÁX	-1043,1	-1043,2	-1048,3	-1406,5	-1378,9
		MÍN	-70	-521,6	-96,2	14,5	50,4
	5	MÁX	1339,3	1340,3	1357,6	1340,2	-103,1
		MÍN	-1043,1	-1043,2	-1116,2	-1162	-289,4
	6	MÁX	1130,3	1131,7	1134,4	1137	-817,1
		MÍN	-1363,1	-1364,5	-1367,7	-1373,5	-2115,1
	7	MÁX	5556,6	5557,8	5559,3	5558,8	5562,5
		MÍN	-6476,2	-6476,3	-6477,3	-6480	-6480,8
	8	MÁX	-1363,1	-1364,5	-1367,7	-1373,5	-2115,1
		MÍN	-132,5	-360,8	67,1	-12,1	-636

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

Tabela 24 - Velocidade na altura do *Hub* da torre.

V _{Hub} (m/s)	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	16,5	16,4	16,4	16,5	16,5
		MÍN	9	9	9	9	9
	2	MÁX	55,8	55,8	55,8	57,5	47,8
		MÍN	56,4	56,4	56,4	56,9	56,9
	3	MÁX	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8
		MÍN	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	4	MÁX	55,8	55,8	55,8	9	9
		MÍN	0,8	21,9	11	8	31
	5	MÁX	56,4	56,4	56,9	56,9	11
		MÍN	55,8	55,8	56,9	57,5	40,5
	6	MÁX	16,5	16,5	16,5	16,5	35,9
		MÍN	9	9	9	9	26
	7	MÁX	24	24	24	24	24
		MÍN	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
	8	MÁX	9	9	9	9	26
		MÍN	14	9	11	2,6	40,3

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

Tabela 25 - Fatores de segurança parciais aplicados aos esforços da torre.

Fator de segurança	Linhas	PONTO (m)	0	6,99	14,47	26,62	27,56
	1	MÁX	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
		MÍN	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	2	MÁX	1,1	1,1	1,1	1,1	1,35
		MÍN	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	3	MÁX	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		MÍN	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	4	MÁX	1,1	1,1	1,1	1,35	1,35
		MÍN	1,35	1,35	1,35	1,35	1,1
	5	MÁX	1,1	1,1	1,1	1,1	1,35
		MÍN	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	6	MÁX	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
		MÍN	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	7	MÁX	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		MÍN	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	8	MÁX	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
		MÍN	1,1	1,35	1,35	1,35	1,1

Fonte: Adaptado de Veljkovic et al. (2015).

4.3 FLUXOGRAMAS DE CÁLCULO

Nas Figura 39 à Figura 43 apresentam-se os fluxograma com todos os procedimentos para a verificação do projeto da casca cilíndrica sujeita a compressão axial, cisalhamento, compressão circunferencial, compressão meridional e pressão interna, e a força de flambagem, respectivamente, segundo as especificações da norma Europeia EN 1993-1-6 (2007).

Figura 39 - Fluxograma de Projeto para compressão axial.

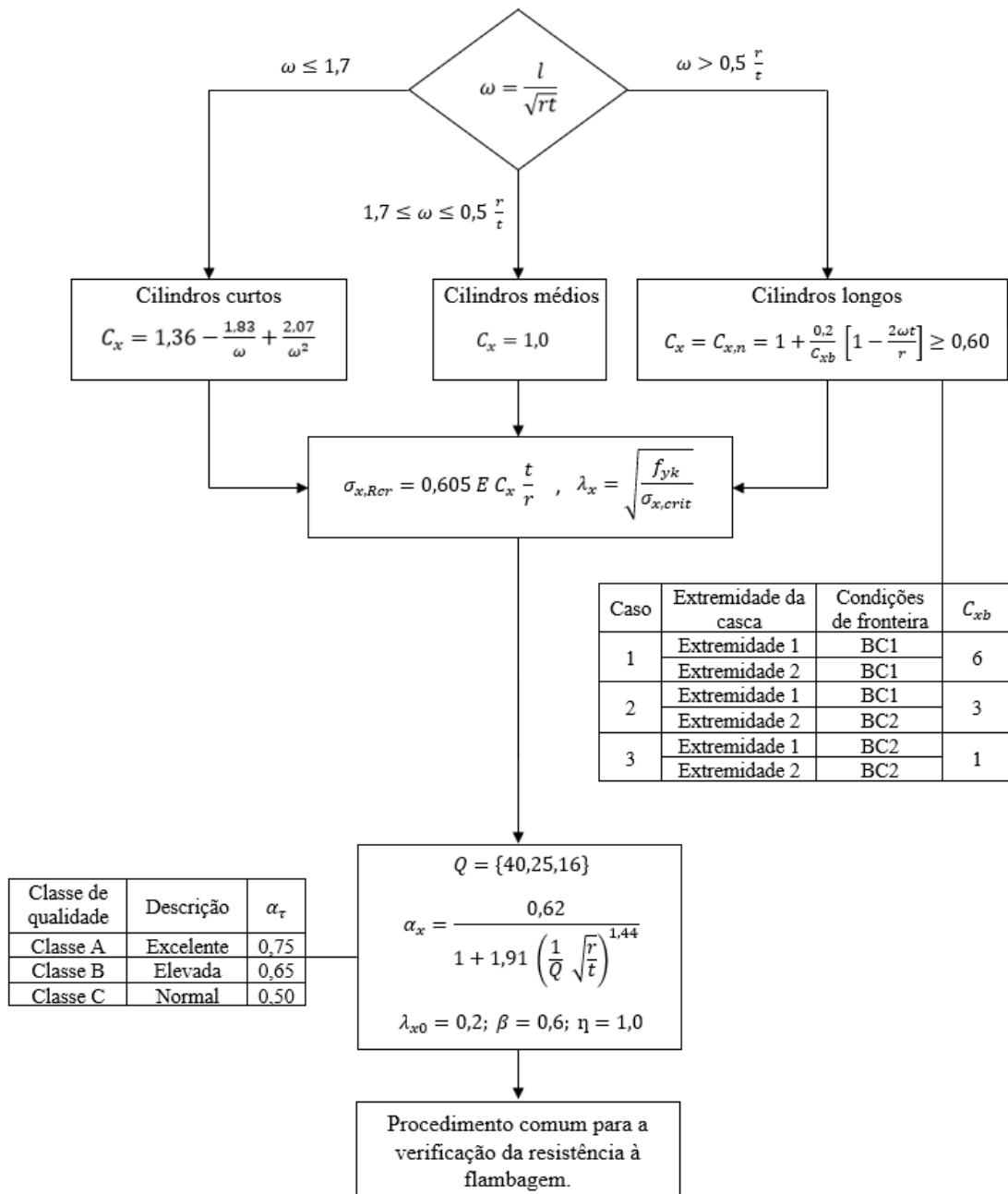
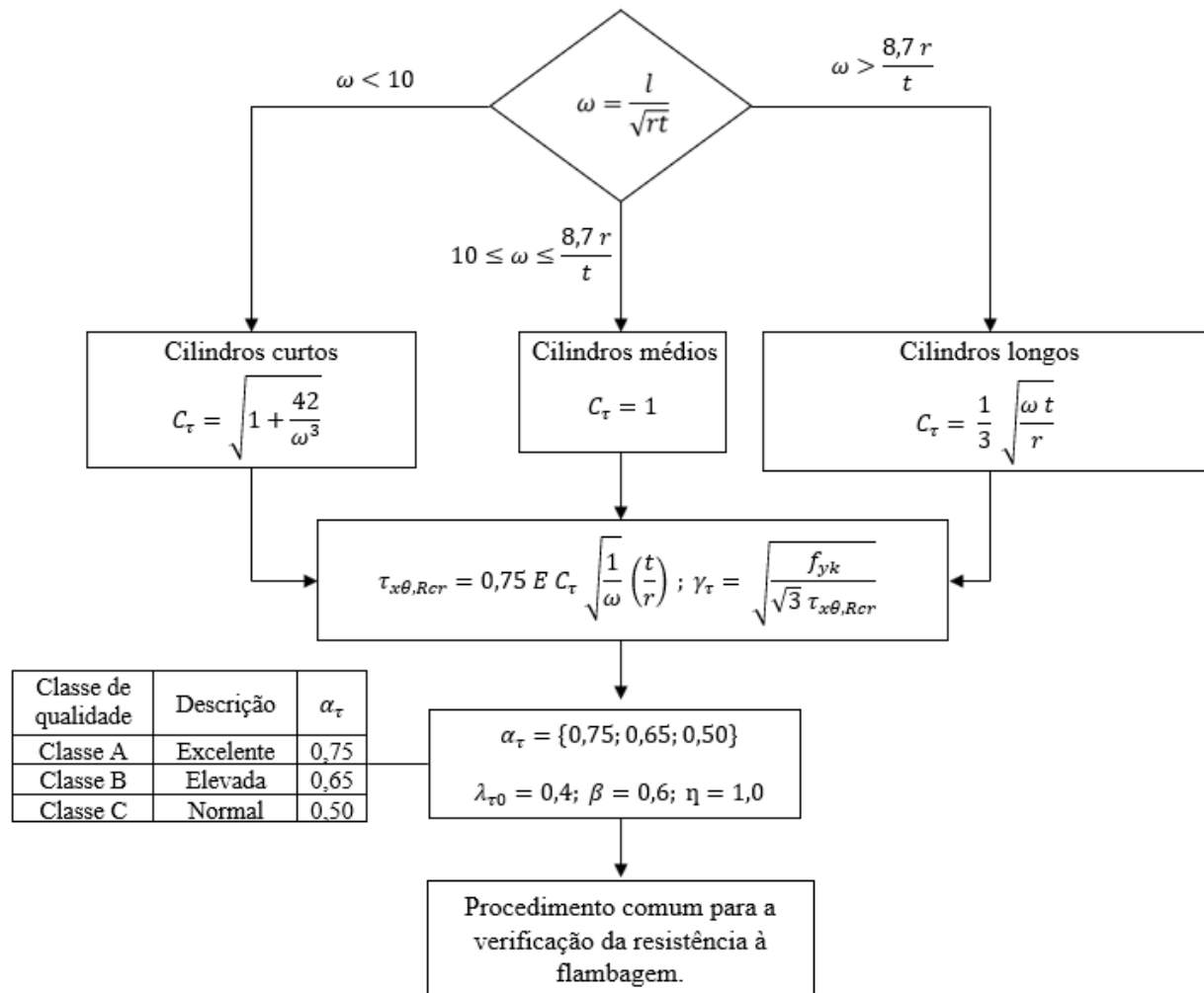
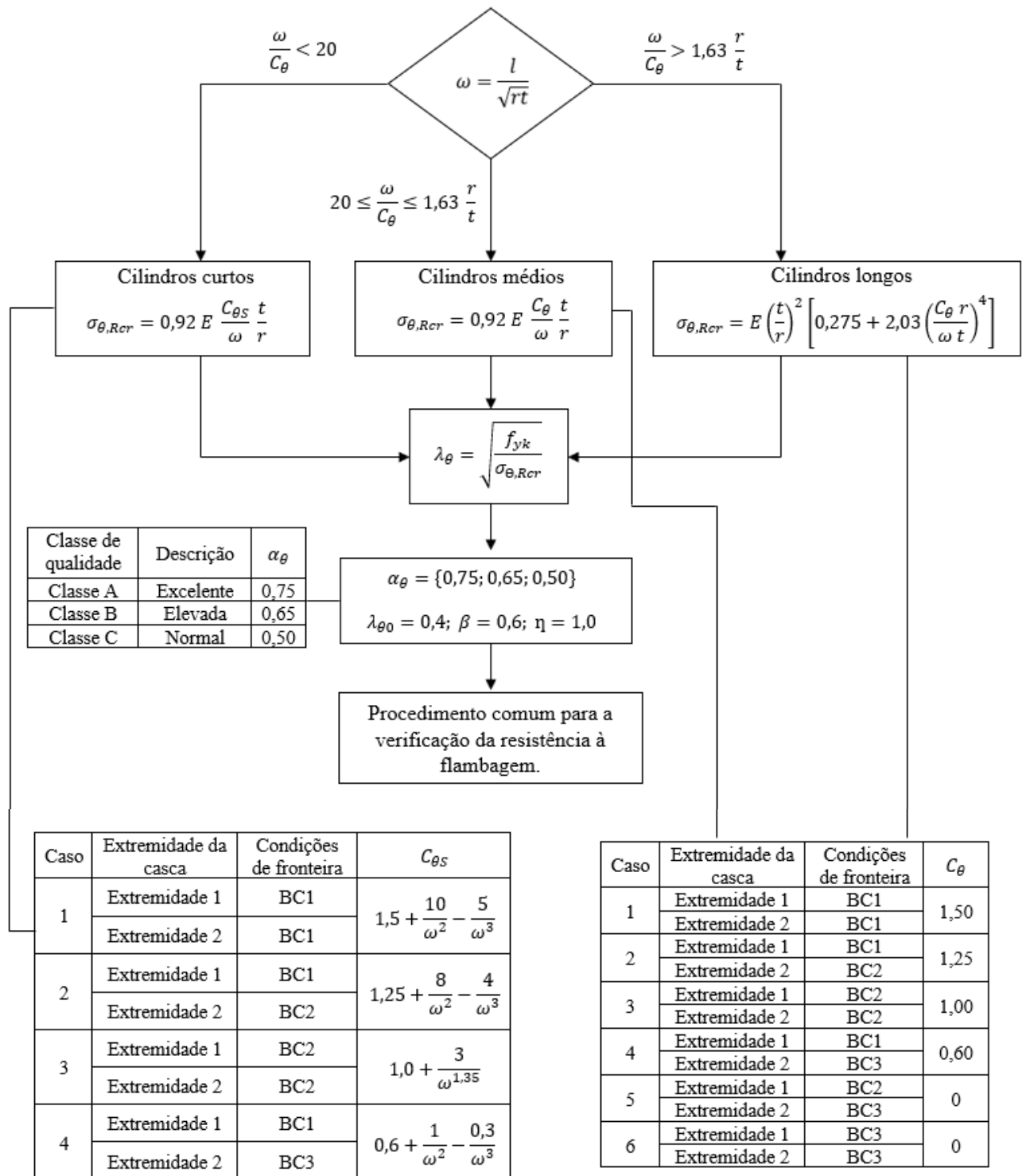


Figura 40 - Fluxograma de Projeto sujeito ao cisalhamento.

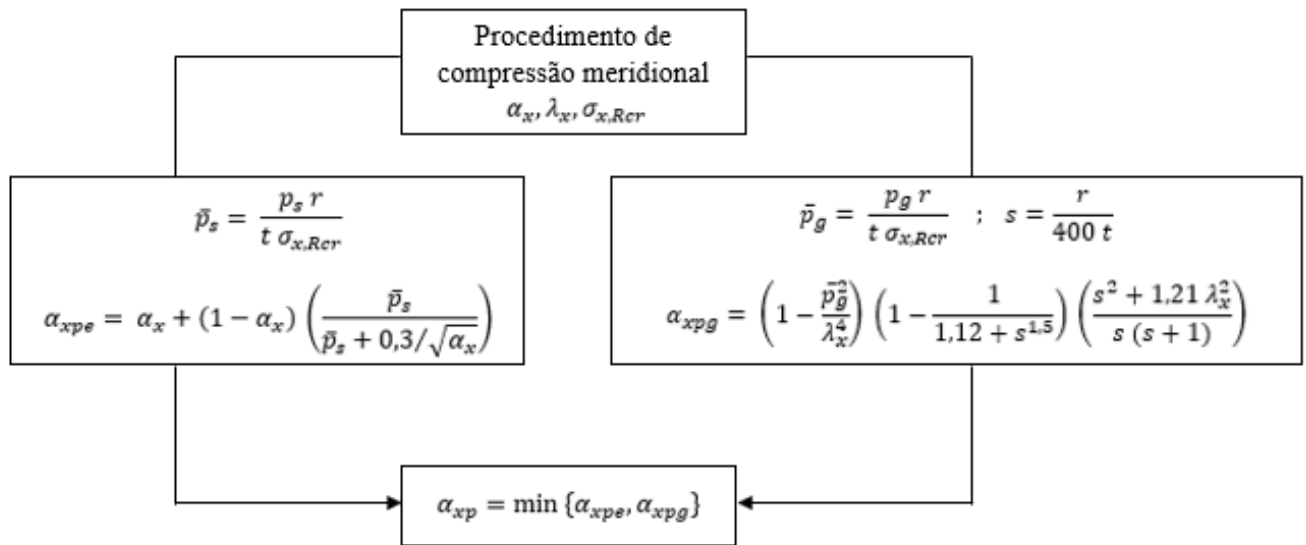
Fonte: Autor (2019).

Figura 41 - Fluxograma de Projeto sujeito à compressão circunferencial.



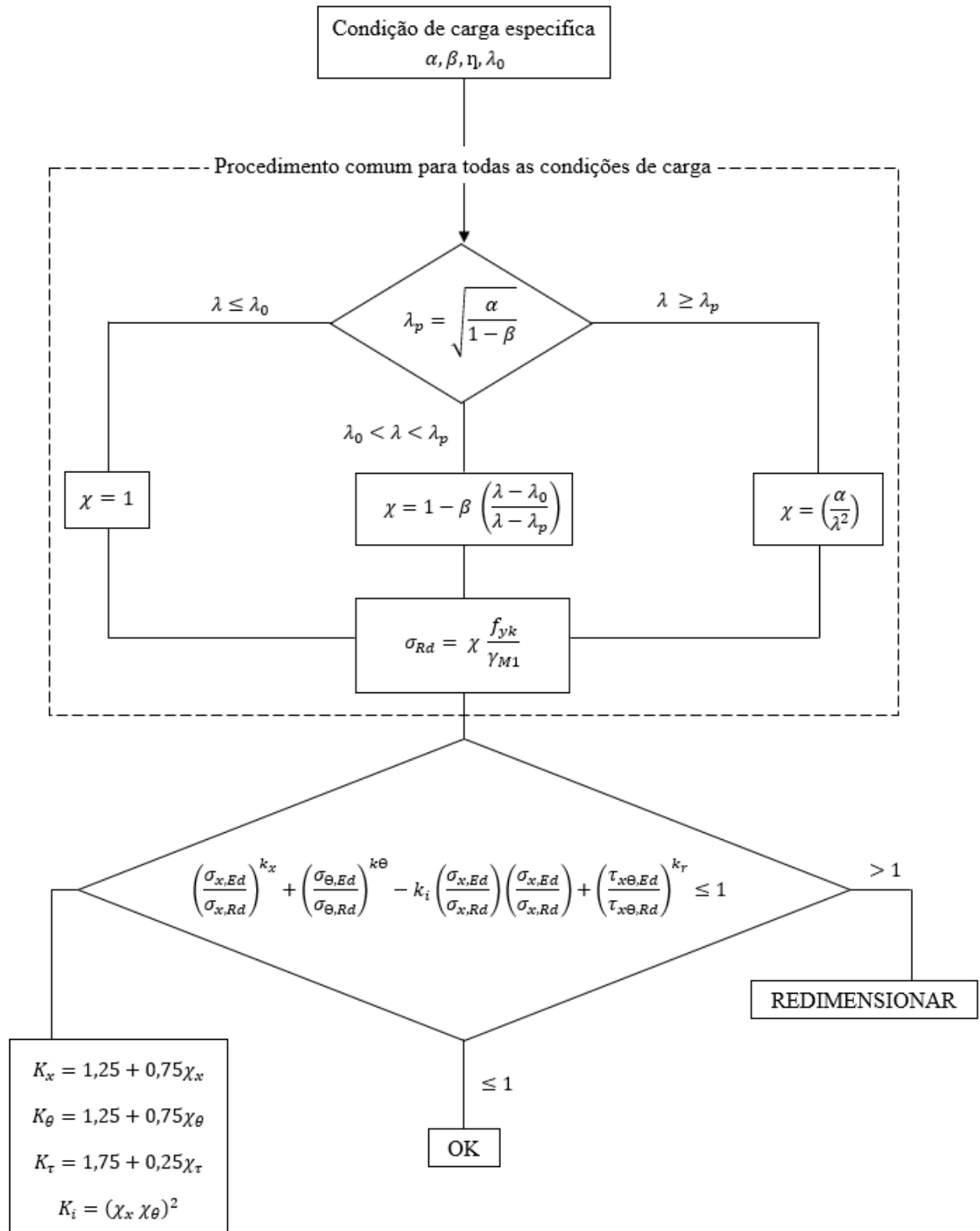
Fonte: Autor (2019).

Figura 42 - Fluxograma de Projeto sujeito a compressão meridional e pressão interna



Fonte: Autor (2019).

Figura 43 - Procedimento para a verificação da força de flambagem.



Fonte: Autor (2019).

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, são mostrados os resultados obtidos neste trabalho bem como as discussões associadas a cada um dos resultados. Assim, inicia-se pela definição de como será levada em consideração a estrutura da torre, para posteriormente determinar os comprimentos, espessuras e raios efetivos da torre, tomando como base os comprimentos determinados por Veljkovic et al. (2015), bem como os parâmetros de esbeltez associados. Adiante, mostra-se o resultado da ação da velocidade do vento atuante em alturas já calculadas. A partir de todos esses parâmetros, iniciam-se as análises comparando as tensões solicitantes (atuantes) na direção Meridional, Circunferencial (Tangencial) e Cisalhamento, com as tensões resistentes nas mesmas direções. Posteriormente, apresentam-se as respostas das Interações realizadas de acordo com as recomendações da norma EN 1993-1-6 (2007), devendo-se atender ao critério de dimensionamento. E por fim, é realizado um esboço dos resultados de acordo com todas as considerações feitas durante o projeto.

5.1 DEFINIÇÃO DAS SEÇÕES DA TORRE

Uma das principais características observadas nas estruturas das torres é a sua altura, e devido a isso o seu transporte e montagem se tornam dificultosos. O modelo escolhido para esse projeto foi o MM92 que possui uma altura de 76,20 m, e um formato tronco-cônico vazado formado por três segmentos para facilitar o transporte e montagem. Para efeito de cálculo, esses segmentos que possuem alturas determinadas, foram considerados como sendo quatro torres de comprimentos iguais aos dos segmentos, porém, a seção localizada na base teve seu comprimento dividido em dois segmentos, resultando em um total de quatro torres no formato tronco-cônico vazado de comprimentos conhecidos.

Os comprimentos determinados para cada segmento de torre conforme Eq. (55), estão diretamente associados com os valores dos esforços atuantes em alturas conhecidas, definidos por Veljkovic et al. (2015), em que os casos de cargas são previstas no padrão internacional IEC 61400-1 (2019) a partir da combinação de modos operacionais ou situações externas que estão ligadas ao funcionamento e condições normais de projeto ou extremas apropriadas, situações de falha e condições adequada de vento e transporte, instalação e manutenção.

$$l_{x_1} := \begin{pmatrix} 0 \\ 6.99 \\ 14.47 + 6.99 \\ 14.47 + 6.99 + 26.62 \\ 14.47 + 6.99 + 26.62 + 27.56 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 6.99 \\ 21.46 \\ 48.08 \\ 75.64 \end{pmatrix} \quad (55)$$

O vetor acima mostra as alturas da torre em metros, no qual existem informações de todos os esforços atuantes, e a partir dessas alturas, foram definidos os comprimentos de cada segmento da torre para que fossem realizadas as verificações de projeto.

5.2 DETERMINAÇÃO DOS COMPRIMENTOS, ESPESSURAS E RAIOS EFETIVOS

Tomando-se como base o modelo de detalhamento de torre definido por Veljkovic et al. (2015), observa-se que em cada um dos segmentos da torre, existem comprimentos que estão relacionados com as espessuras e os raios, no qual este último varia linearmente ao longo da altura. Como a variação do raio ao longo da altura é pequena, foi considerado para efeito de projeto, uma aproximação no formato da estrutura, passando a ser formado por segmentos cilíndricos com comprimentos, espessuras e raios efetivos.

Para efeito de cálculo, foram definidos comprimentos, raios e espessuras para todas as seções presentes em cada um dos segmentos de torre, para que o resultado da interação atendesse as restrições normativas.

A partir disso, a estrutura da torre passa a ser formada por segmentos de cilindros que consistem em mais de três seções diferentes, já que para cada um dos segmentos de torre existem raios e espessuras alterando-se ao longo da altura. Portanto, esse segmento necessita ser substituído por um novo, porém formado por cilindros equivalentes, comportando três seções a, b, e c, em que estas seções vão definir o comprimento e espessura efetivos do segmento da torre, conforme as Equações (56) e (57).

$$l = \begin{pmatrix} 7.281 \\ 18.087 \\ 24.648 \\ 25.519 \end{pmatrix} \text{ m} \quad (56)$$

$$t = \begin{pmatrix} 0.029 \\ 0.027 \\ 0.025 \\ 0.019 \end{pmatrix} \text{ m} \quad (57)$$

Já para os raios efetivos (Eq. (58)), estes podem ser calculados levando em consideração que o raio médio varia linearmente ao longo da altura da torre.

$$r = \begin{pmatrix} 2127.96 \\ 1986.449 \\ 1793.577 \\ 1595.574 \end{pmatrix} \text{ mm} \quad (58)$$

5.3 PARÂMETRO DE ESBELTEZ

O parâmetro de esbeltez é calculado para cada direção da torre (meridional, circunferencial e cisalhamento), para se determinar a característica da torre quanto a sua esbeltez, podendo variar entre baixa, média ou alta.

$$\lambda_{xo} := 0.2 \quad \lambda_x = \begin{pmatrix} 0.456 \\ 0.519 \\ 0.589 \\ 0.641 \end{pmatrix} \quad \lambda_{px} = \begin{pmatrix} 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 1.031 \end{pmatrix} \quad (59)$$

$$\lambda_{\theta o} := 0.4 \quad \lambda_{\theta} = \begin{pmatrix} 1.995 \\ 3.259 \\ 4.005 \\ 5.041 \end{pmatrix} \quad \lambda_{p\theta} = 1.275 \quad (60)$$

$$\lambda_{\tau o} := 0.4 \quad \lambda_{\tau} = \begin{pmatrix} 0.951 \\ 1.216 \\ 1.348 \\ 1.556 \end{pmatrix} \quad \lambda_{p\tau} = 1.275 \quad (61)$$

Esse parâmetro define a condição de colapso de cada elemento estrutural e determina o fator de redução para a flambagem que está intimamente relacionado com o resultado da tensão característica, no qual determina a tensão resistente para cada direção estudada, que vai ser tomada como base para comparação entre esta e a tensão solicitante.

5.4 AÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO AO LONGO DA TORRE

A ação do vento é o principal percursor dos esforços ocorrentes ao longo da torre, no qual está diretamente ligada as tensões causadas nas três direções (meridional, circunferencial

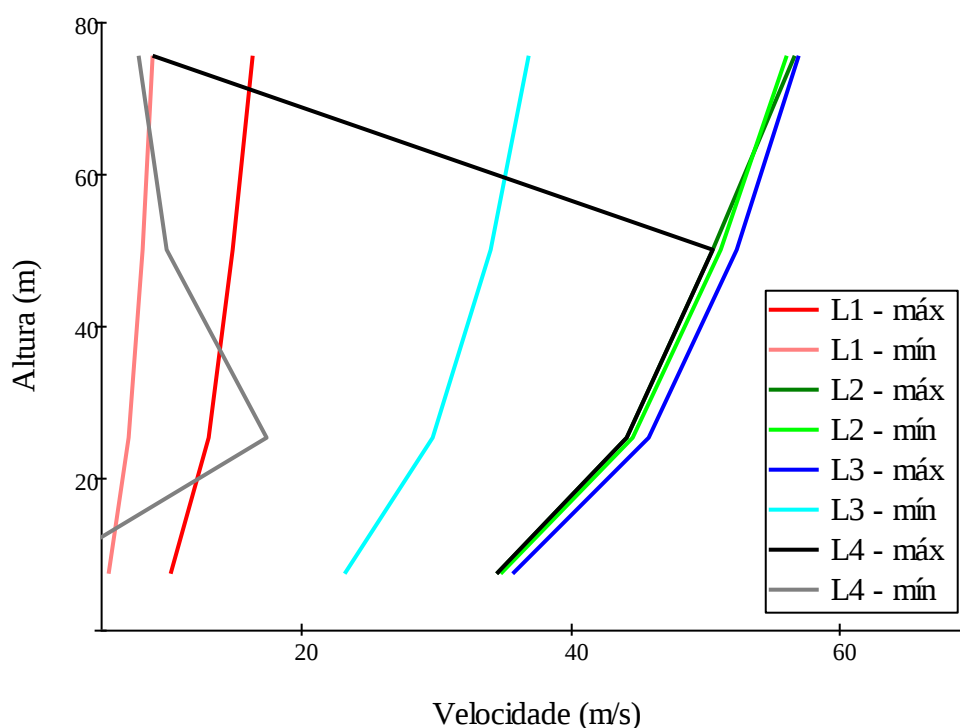
e cisalhamento). Para efeito de cálculo, foi levado em consideração a velocidade média em um tempo de 10 minutos de ação do vento em função da altura acima do solo (ABNT NBR 6123:1988), tomando como base a altura do *Hub* do gerador, que foi considerado de 82,0 m.

A Figura 44 e Figura 45 mostra como a velocidade do vento se comporta ao longo da altura da torre. As figuras foram divididas em duas para melhorar a qualidade da visualização das linhas de tendência, no qual, o eixo das ordenadas representa as alturas no qual foram obtidos os valores de velocidade, e o eixo das abscissas os valores das velocidades correspondentes.

Na Figura 44 observa-se o comportamento da velocidade do vento com os valores correspondentes até a linha 4 da Tabela 24, e na Figura 45 o comportamento do vento para as linha de 5 à 8 da mesma tabela.

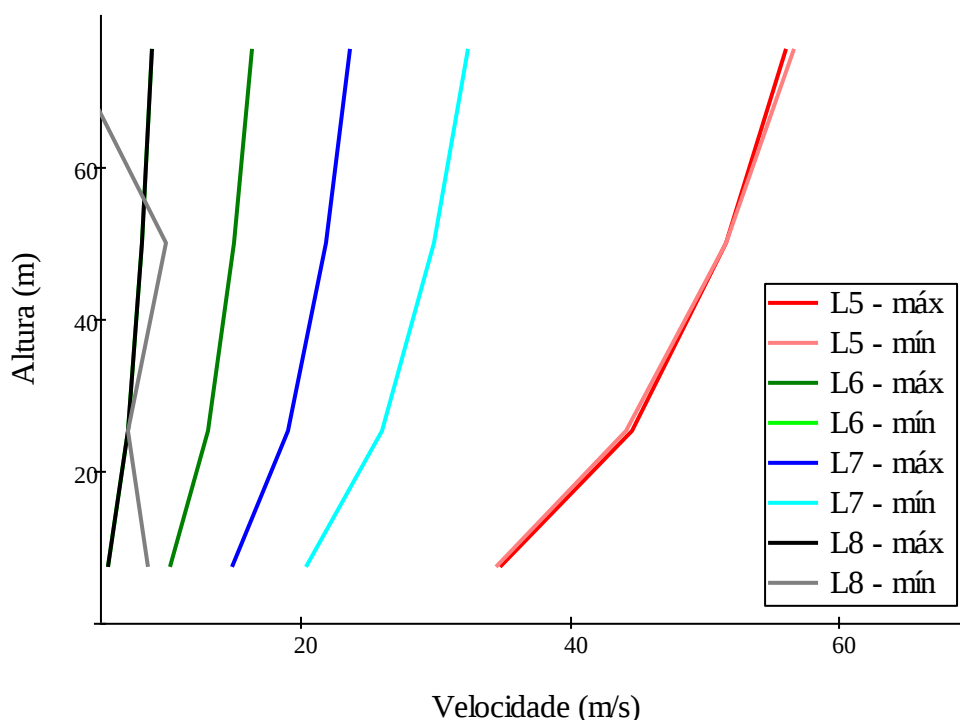
A tendência das linhas nas figuras confirma que a velocidade do vento é diretamente proporcional à altura da torre, ou seja, quanto maior a altura da torre, maior será a velocidade do vento. Porém é observado que as velocidades nas linhas 3 (máx), 4 (mín) e 8 (mín), estiveram fora do padrão de proporcionalidade ao longo da altura da torre.

Figura 44 - Comportamento da Velocidade do vento ao longo da torre (1).



Fonte: Autor (2019).

Figura 45 - Comportamento da Velocidade do vento ao longo da torre (2).



Fonte: Autor (2019).

5.5 ANÁLISE DAS TENSÕES NAS TRÊS DIREÇÕES AO LONGO DA TORRE

As tensões meridional, circunferencial e de cisalhamento, é um dos resultados mais importantes nas análises do projeto de dimensionamento de uma torre, pois são essas tensões que vão definir a integridade e o bom desempenho da estrutura da torre.

Estando atrelada ao colapso do elemento, no cálculo dessas tensões foram considerados algumas condições possíveis de carregamento para garantir o perfeito funcionamento da torre, levando em consideração os esforços causados por pressões internas (causados muitas vezes pela abertura de porta) e pressões de vento variável orientada radialmente de acordo com as recomendações das normas (ABNT NBR 6123,1988; IEC 61400-1, 2019; EN 1991-1-4, 2005) e ao longo da altura da torre, sendo utilizado uma velocidade básica de vento igual a 30 m/s, sendo o valor máximo para o estado de Pernambuco

Em cada direção existem resultados para as tensões resistentes, que é a tensão no qual a torre suporta naquela direção, considerando as condições extremas em dada altura e velocidade de vento, além de serem obtidos resultados referentes as tensões solicitantes, no qual esses são os esforços que atuam na torre. Para efeito de análise, foram considerados os maiores esforços

solicitantes para verificação entre tensão resistente e atuante, nesse caso, considerando valores dos esforços das linhas 3, 4 e 8 (pares de máximos e mínimos).

5.5.1 TENSÃO MERIDIONAL

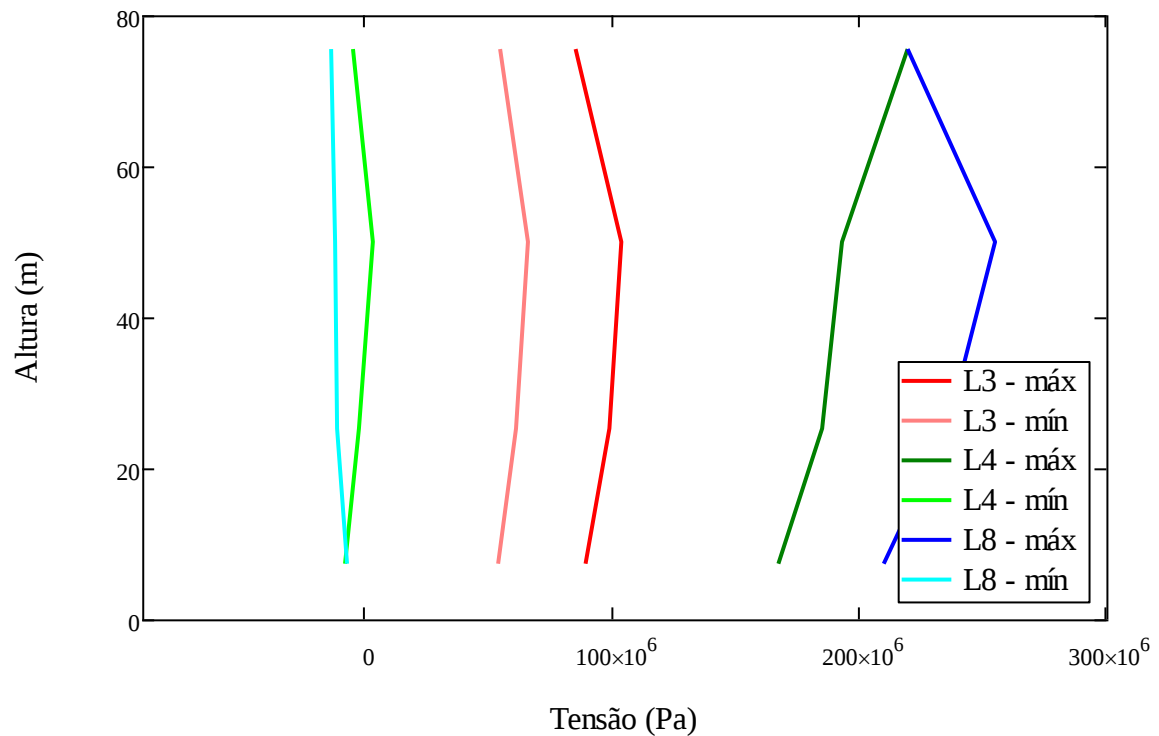
A tensão meridional é calculada para verificação da encurvatura de uma casca sujeita a um esforço axial de compressão. Para determinação da resistência da casca à encurvatura (Eq. (63)) é necessário que sejam calculados um conjunto de parâmetros além da carga crítica de encurvatura (Equação (62)).

$$\sigma_{xRk} = \begin{pmatrix} 290.963 \\ 275.11 \\ 257.513 \\ 242.011 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (62)$$

$$\sigma_{xRd} = \begin{pmatrix} 264.512 \\ 250.1 \\ 234.103 \\ 220.01 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (63)$$

Fonte: Autor (2019).

Figura 46 - Gráfico das tensões meridionais solicitantes.



Fonte: Autor (2019).

Como a seção da casca está submetida a um estado de tensão meridional linear com valor máximo $\sigma_{x,E}$ (Figura 46), esta foi decomposta nas parcelas de compressão uniforme $\sigma_{x,EN}$ causada pelo esforço axial F_z e na flexão global $\sigma_{x,EM}$ causada pelo esforço M_r (valor resultante entre M_x e M_y).

Observa-se que a tensão meridional se comporta de maneira relativamente constante ao longo da altura da torre, devido aos esforços atuantes se comportarem de maneira consideravelmente proporcional as espessuras e raios em cada altura. Essa tensão depende da força axial (F_z) e do momento transversal (M_r), no qual tem valores mais altos para regiões da base e menores para o topo, porém quando se aumentam ou diminuem os esforços, proporcionalmente os raios e espessuras têm seus valores aumentados ou diminuídos para manter-se a constância.

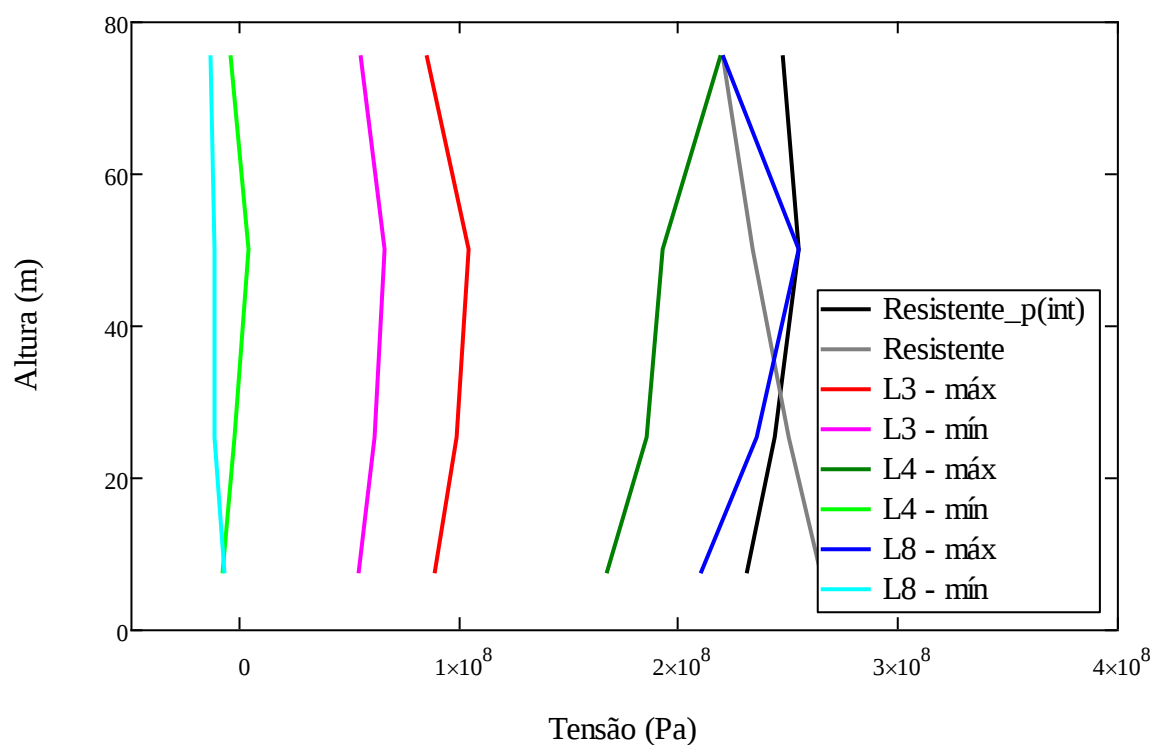
A pressão interna é um fator determinante na análise entre a tensão meridional atuante e resistente da torre. Para consideração desse valor, foram calculados novas tensões críticas de encurvatura (Eq. (64)) e consequentemente a resistência da casca à encurvatura (Eq. (65)).

$$\sigma_{p \times Rk} = \begin{pmatrix} 253.983 \\ 268.404 \\ 280.458 \\ 272.738 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (64)$$

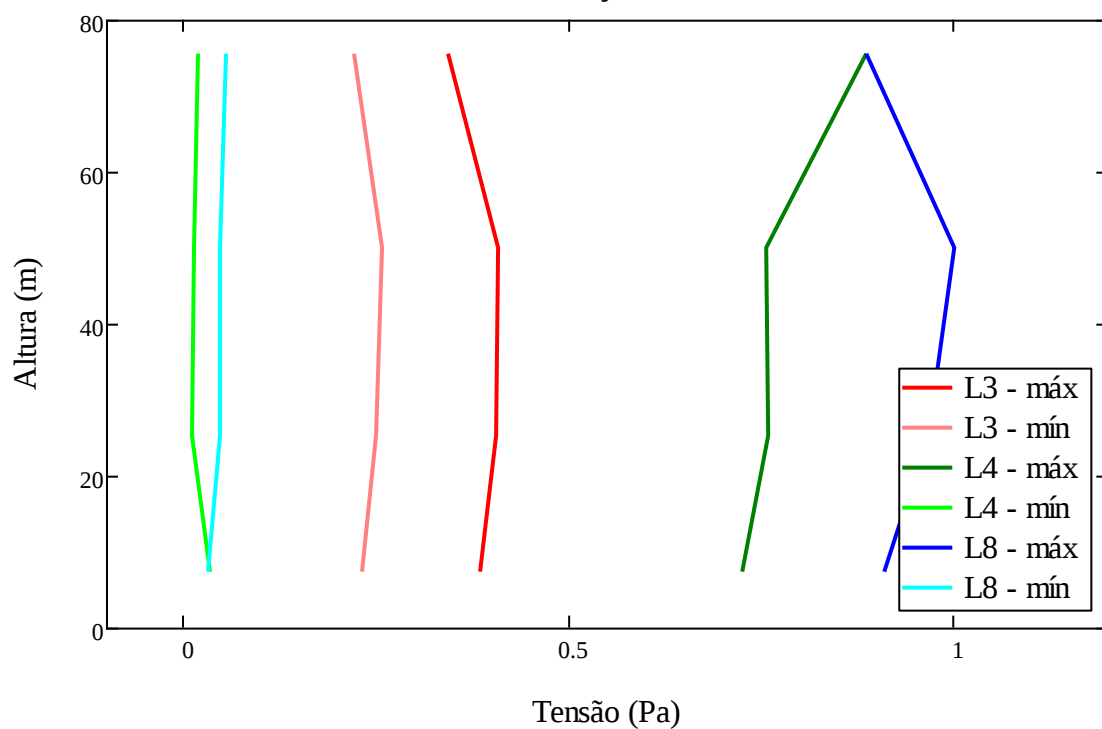
$$\sigma_{p \times Rd} = \begin{pmatrix} 230.894 \\ 244.003 \\ 254.962 \\ 247.944 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (65)$$

Foram comparadas as tensões meridionais atuantes na torre com as tensões meridionais resistentes tomando como base na não influência da pressão interna e na influência da pressão interna (Figura 48).

Verifica-se então, que a parcela da pressão interna afeta diretamente na tensão meridional resistente da torre, pois sem a consideração da pressão interna (Resistente) os esforços da tensão meridional atuante ultrapassariam o limite de resistência após 35 m de altura, aproximadamente. Assim, foi analisado que as tensões resistentes considerando a parcela da pressão interna tiveram seus valores reduzidos nos dois primeiros segmentos da torre, já para os dois últimos segmentos as tensões aumentaram, garantindo então a estabilidade na seção que antes não era estável.

Figura 47 - Tensões meridionais resistentes e solicitantes.

Fonte: Autor (2019).

Figura 48 - Relação entre tensões meridional solicitantes e resistente.

Fonte: Autor (2019).

Na Figura 48 verifica-se a relação entre as tensões meridionais solicitantes e resistentes, e são observadas relações relativamente baixas, exceto a Linha 8 (máx) que teve sua tensão

meridional solicitante quase igual a tensão resistente, já considerando as piores situações. Mas, não deixou de atender as restrições normativas, no qual é solicitado que a tensão solicitante seja inferior a tensão resistente.

Podem ser observados os resultados das interações para todas as linhas de esforços máximos e mínimos, e para todas as alturas, em que a Eq. (66) não leva em consideração a pressão interna, e a Eq. (67) torna a pressão interna como influência no cálculo.

	0	1	2	3	
0	0.67642672	0.76350087	0.84546346	0.64446216	
1	0.84565003	0.95315855	1.06231046	0.82717071	
2	0.67368556	0.74773583	0.80464376	0.59466691	
3	0.67788099	0.75447115	0.81814874	0.60135622	
4	0.35848553	0.39969021	0.43325012	0.31996422	
5	0.21728177	0.24621844	0.27106129	0.19547041	
6	0.67367923	0.74773583	0.80464376	0.82502524	
$Tx_Utilização_x =$	7	0.03059055	0.0108454	0.01113935	0.02839045
	8	0.67788099	0.75447115	0.81840903	0.60135622
	9	0.66841174	0.74773583	0.80625375	0.59466691
	10	0.68134754	0.76719704	0.85107733	0.64446216
	11	0.84565003	0.95315855	1.06231046	0.82717071
	12	0.3562427	0.36438612	0.43749854	0.32233832
	13	0.30089183	0.34740526	0.40375418	0.33741453
	14	0.84565003	0.95315855	1.06231046	0.82717071
	15	0.02883635	0.04597551	0.05354041	0.06252896

(66)

	0	1	2	3
0	0.72676	0.77486	0.7962	0.6942
1	0.90894	0.96741	0.99939	0.8872
2	0.72431	0.75895	0.75657	0.63677
3	0.72879	0.76578	0.76935	0.64437
4	0.38513	0.40563	0.40804	0.34445
5	0.23231	0.24967	0.25827	0.2205
6	0.7243	0.75895	0.75657	0.88491
7	0.03421	0.01124	0.01384	0.01895
8	0.72879	0.76578	0.76959	0.64437
9	0.71863	0.75895	0.75808	0.63677
10	0.73206	0.77862	0.80146	0.6942
11	0.90894	0.96741	0.99939	0.8872
12	0.38256	0.36976	0.41256	0.34927
13	0.32266	0.35247	0.3817	0.36743
14	0.90894	0.96741	0.99939	0.8872
15	0.03189	0.04691	0.04682	0.05506

Tx_Utilização_{px} =

(67)

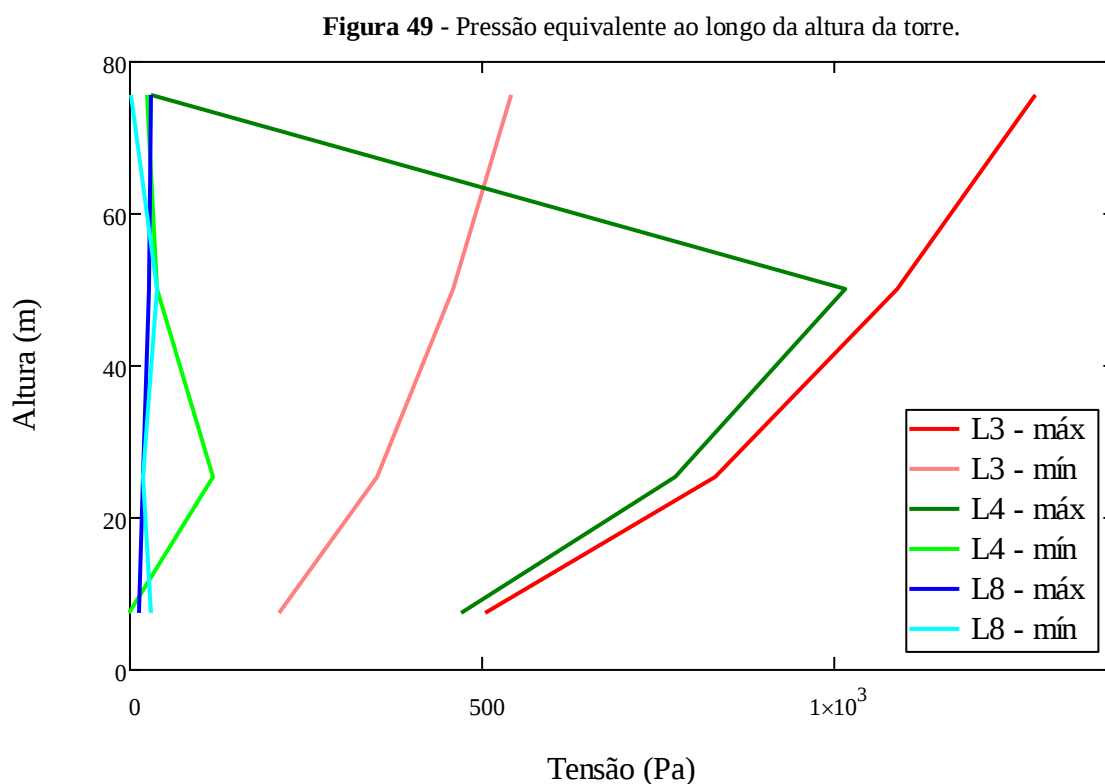
5.5.2 TENSÃO CIRCUNFERENCIAL

A tensão circunferencial é resultante da pressão exercida na casca da torre, no qual está submetida aos esforços do vento ao longo do perímetro da torre. Essa tensão é distribuída uniformemente em toda a espessura da parede, quando a espessura é pequena se comparada com o raio. Foram determinados a princípio, a tensão circunferencial característica da torre (Eq. (68)(68)) e em seguida a tensão circunferencial de resistência da casca (Eq. (69)).

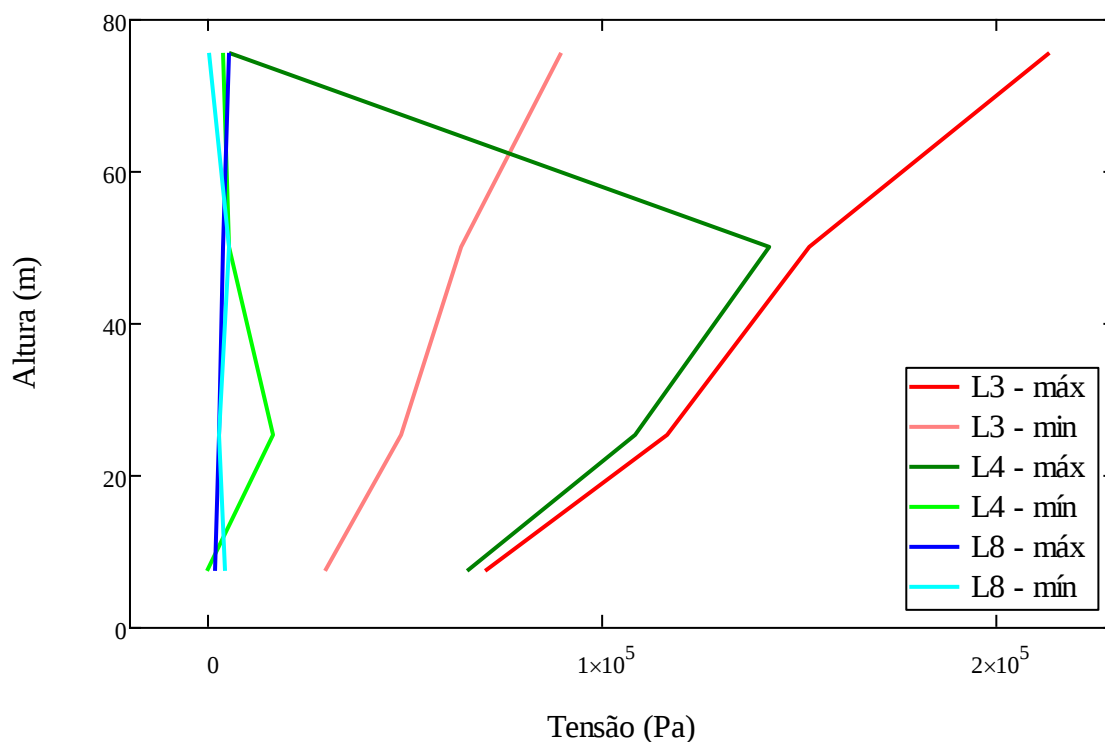
$$\sigma_{\theta.Rk} = \begin{pmatrix} 58.002 \\ 21.73 \\ 14.382 \\ 9.08 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (68)$$

$$\sigma_{\theta.Rd} = \begin{pmatrix} 52.729 \\ 19.755 \\ 13.075 \\ 8.255 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (69)$$

Essas tensões circunferenciais na situação real são variáveis ao longo da altura da torre, e como esta é resultante da pressão externa e interna do vento, obtém-se então as pressões de vento equivalente ao longo da altura (Figura 49) e a tensão solicitante considerando a parcela da pressão externa e interna. (Figura 50).



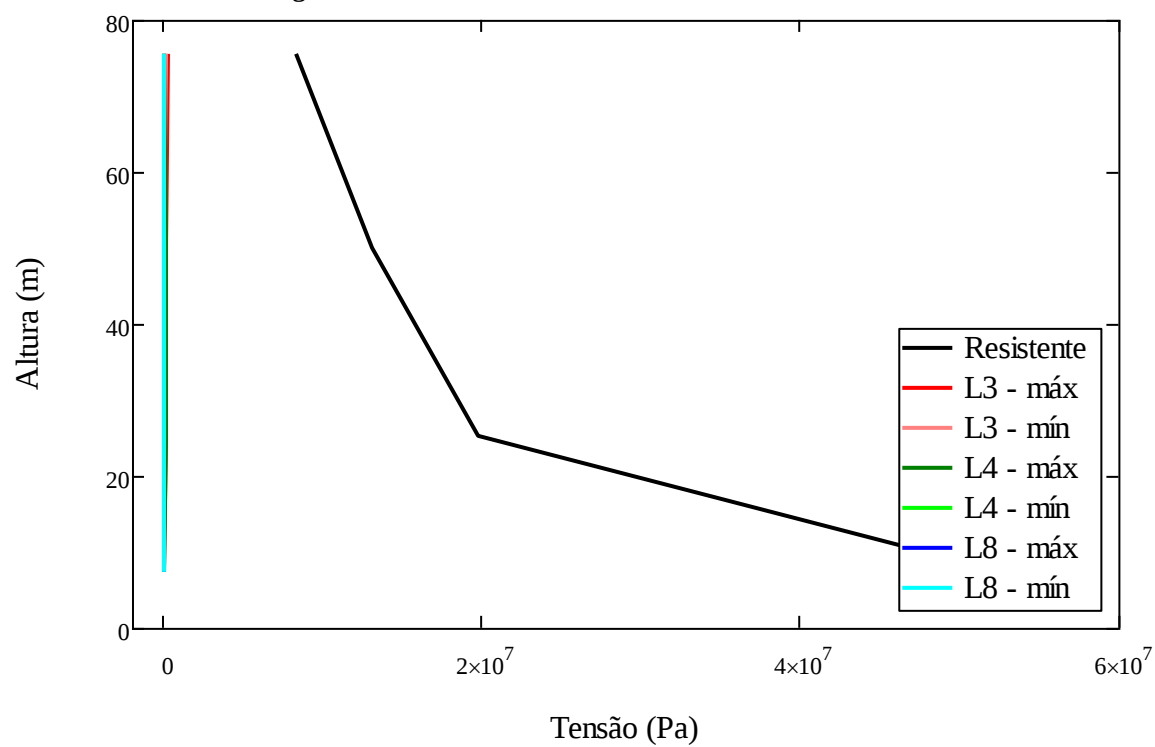
Fonte: Autor (2019).

Figura 50 - Tensões circunferenciais solicitantes.

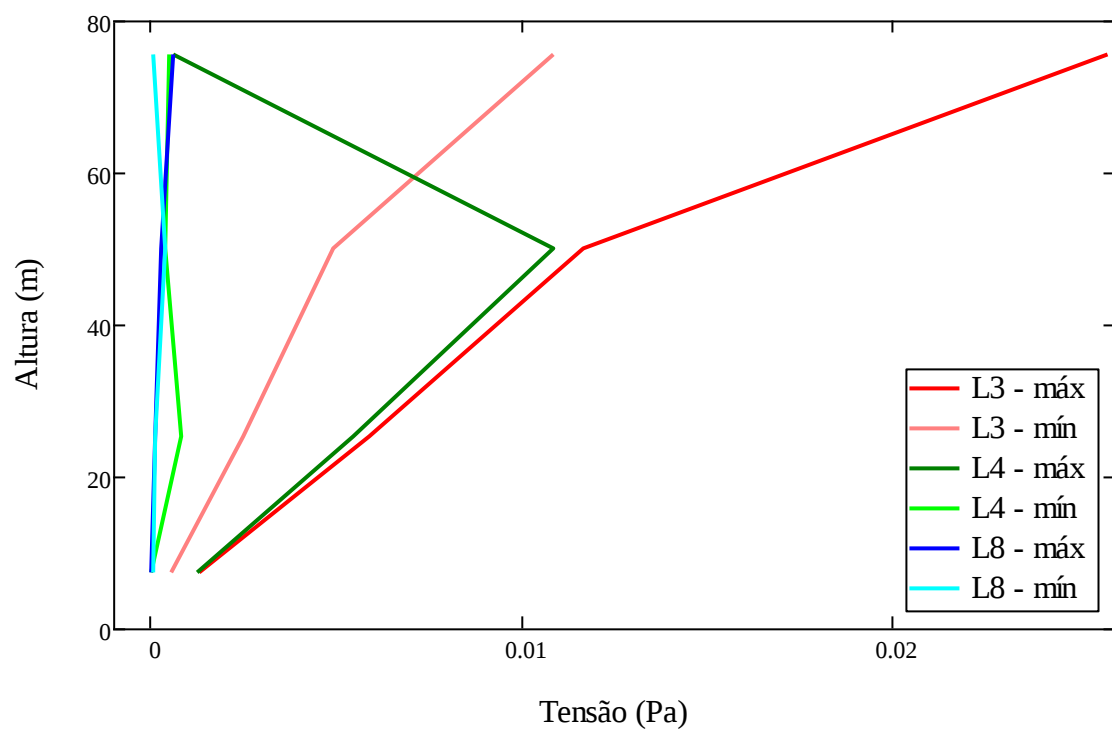
Fonte: Autor (2019).

Acrescentando a parcela referente a pressão interna ao longo de toda a altura da torre, pode-se calcular a tensão circunferencial, e realizar a análise comparando-se os valores solicitantes com a tensão resistente (Figura 51), no qual possui valores muito maiores que os solicitantes. Observa-se então, que mesmo com a parcela da pressão interna sendo considerada, os valores de tensões que atuam sobre a torre são muito baixos quando comparados com a tensão que a torre resiste, e essas solicitações se comportam de maneira similar a pressão equivalente ao longo da altura da torre.

As relações entre as tensões circunferenciais solicitantes e a resistente, são observadas na Figura 52, no qual é verificado que as tensões atuantes na torre são quase insignificativas se comparadas com as tensões resistivas da torre. A verificação de interação para todas as linhas de esforços pode ser observada abaixo.

Figura 51 - Tensão circunferencial resistente e solicitantes.

Fonte: Autor (2019).

Figura 52 - Relação entre tensões circunferencial solicitantes e resistente.

Fonte: Autor (2019).

$$T_{x_Utilização_{\theta}} = \begin{array}{c|cccc} & 0 & 1 & 2 & 3 \\ \hline 0 & 0.000109 & 0.000474 & 0.00094 & 0.002103 \\ 1 & 0.000032 & 0.000143 & 0.000283 & 0.000626 \\ 2 & 0.001245 & 0.005485 & 0.010881 & 0.025542 \\ 3 & 0.001272 & 0.005604 & 0.011116 & 0.025012 \\ 4 & 0.001336 & 0.005885 & 0.011675 & 0.02581 \\ 5 & 0.000562 & 0.002477 & 0.004914 & 0.010864 \\ 6 & 0.001245 & 0.005485 & 0.010881 & 0.000626 \\ 7 & 0 & 0.000845 & 0.000423 & 0.000494 \\ 8 & 0.001272 & 0.005604 & 0.011314 & 0.025012 \\ 9 & 0.001245 & 0.005485 & 0.011314 & 0.025542 \\ 10 & 0.000109 & 0.00048 & 0.000951 & 0.002103 \\ 11 & 0.000032 & 0.000143 & 0.000283 & 0.000626 \\ 12 & 0.00023 & 0.001015 & 0.002013 & 0.00445 \\ 13 & 0.000433 & 0.001907 & 0.003783 & 0.008362 \\ 14 & 0.000032 & 0.000143 & 0.000283 & 0.000626 \\ 15 & 0.000078 & 0.000143 & 0.000423 & 0.000052 \end{array} \quad (70)$$

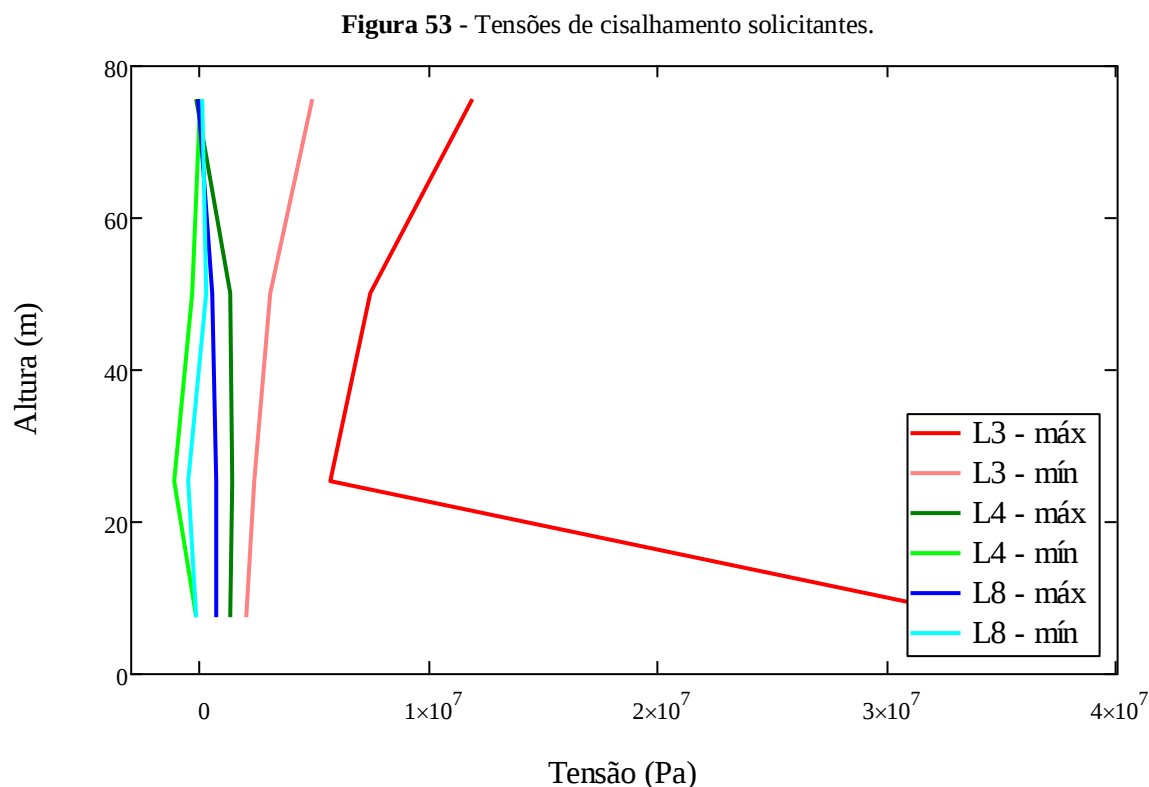
5.5.3 TENSÃO DE CISALHAMENTO

A tensão de cisalhamento ou cisalhante, está relacionada com o estado limite de encurvatura ao longo de toda a seção da torre, no qual são desenvolvidos deslocamentos normais à superfície causados pelos esforços nessa mesma direção (normal a superfície). Para determinar a resistência da casca cilíndrica (Eq. (72)) é necessário, assim como nas outras tensões, calcular a tensão crítica (Eq. (71)).

$$\tau_{x\theta.Rk} = \begin{pmatrix} 132.529 \\ 93.797 \\ 76.157 \\ 57.189 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (71)$$

$$\tau_{x\theta.Rd} = \begin{pmatrix} 120.481 \\ 85.27 \\ 69.234 \\ 51.99 \end{pmatrix} \cdot \text{MPa} \quad (72)$$

A seção da casca é submetida a um estado de tensão cisalhante com valores máximos $\tau_{x\theta,E}$ (Figura 53), e esta é decomposta em uma tensão causada pelo esforço F_r (resultante entre F_x e F_y) e em outra tensão causado pelo momento ao entorno do eixo axial M_z .



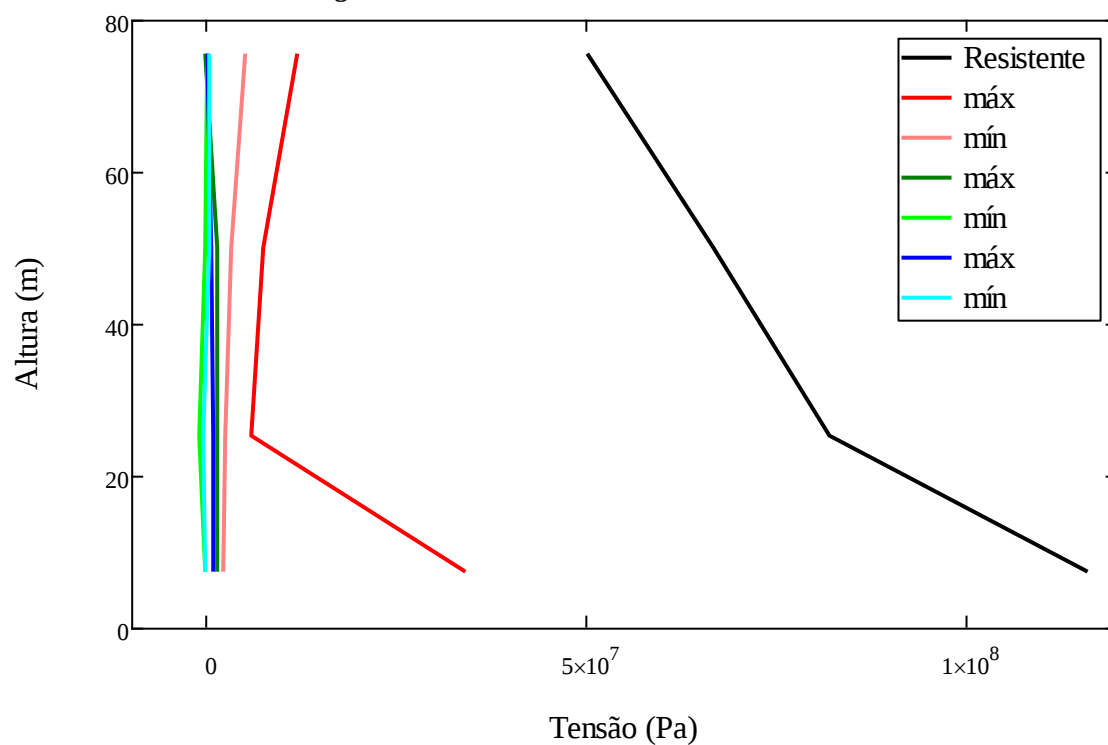
Fonte: Autor (2019).

Observa-se que a tensão cisalhante tem seu comportamento praticamente constante ao longo da altura da torre devido aos esforços M_z e F_r , no qual M_z é o momento aplicado sobre o eixo longitudinal, e F_r a força transversal resultante.

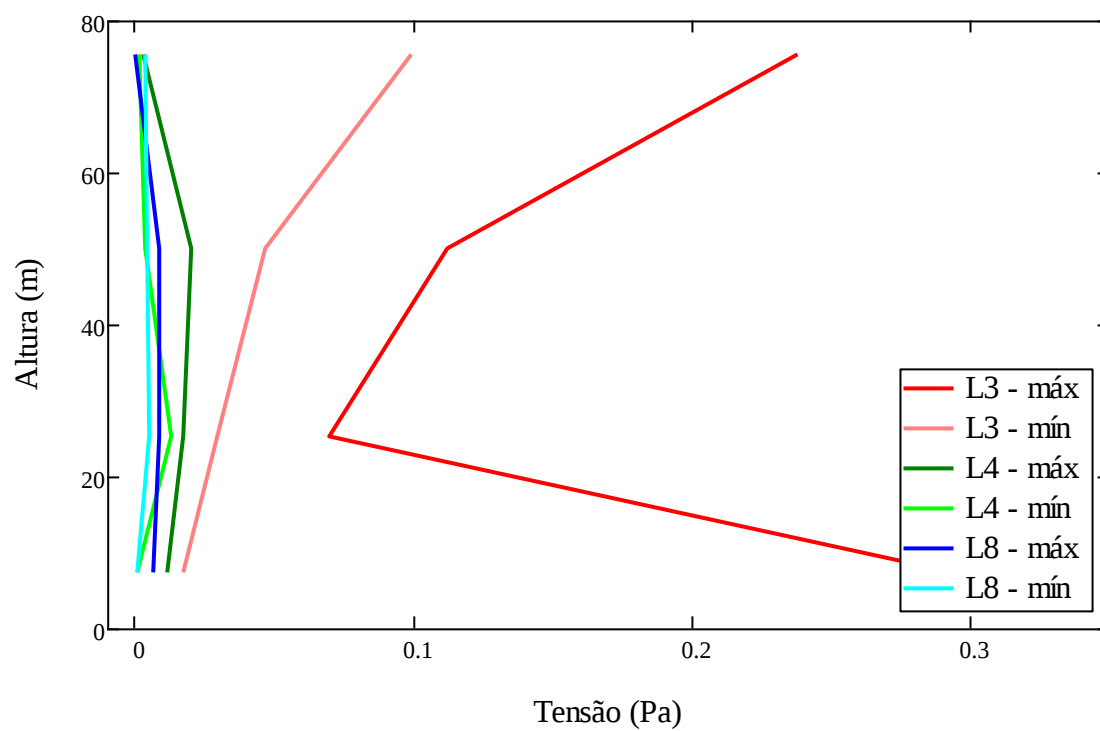
Na base da torre (considerando os valores da linha 3 - máx) devido ao esforço causado pelo momento ser muito maior se comparado com as outras linhas, foi causado um maior esforço nessa direção.

Para efeito de projeto, comparou-se os valores referentes as tensões cisalhantes que atuam na torre com a resistência da mesma (Figura 50). Nessa análise, pode-se observar que as tensões de cisalhamento resistentes da torre chegam a ser aproximadamente quatro vezes maiores que os esforços que estão atuando na torre, ou seja, as tensões atuantes na torre são quase desprezíveis.

A relação entre as tensões de cisalhamento solicitantes e resistentes, são observadas na Figura 52, em que é verificado na relação, que as tensões atuantes na torre é tem uma parcela muito pequena da tensão resistente da torre, nessa condição, a torre suporta os esforços solicitados. O resultado da interação para o cisalhamento pode ser analisado pela Equação (73).

Figura 51 - Tensão cisalhante resistente e solicitantes.

Fonte: Autor (2019).

Figura 52 - Relação entre tensões de cisalhamento solicitantes e resistente.

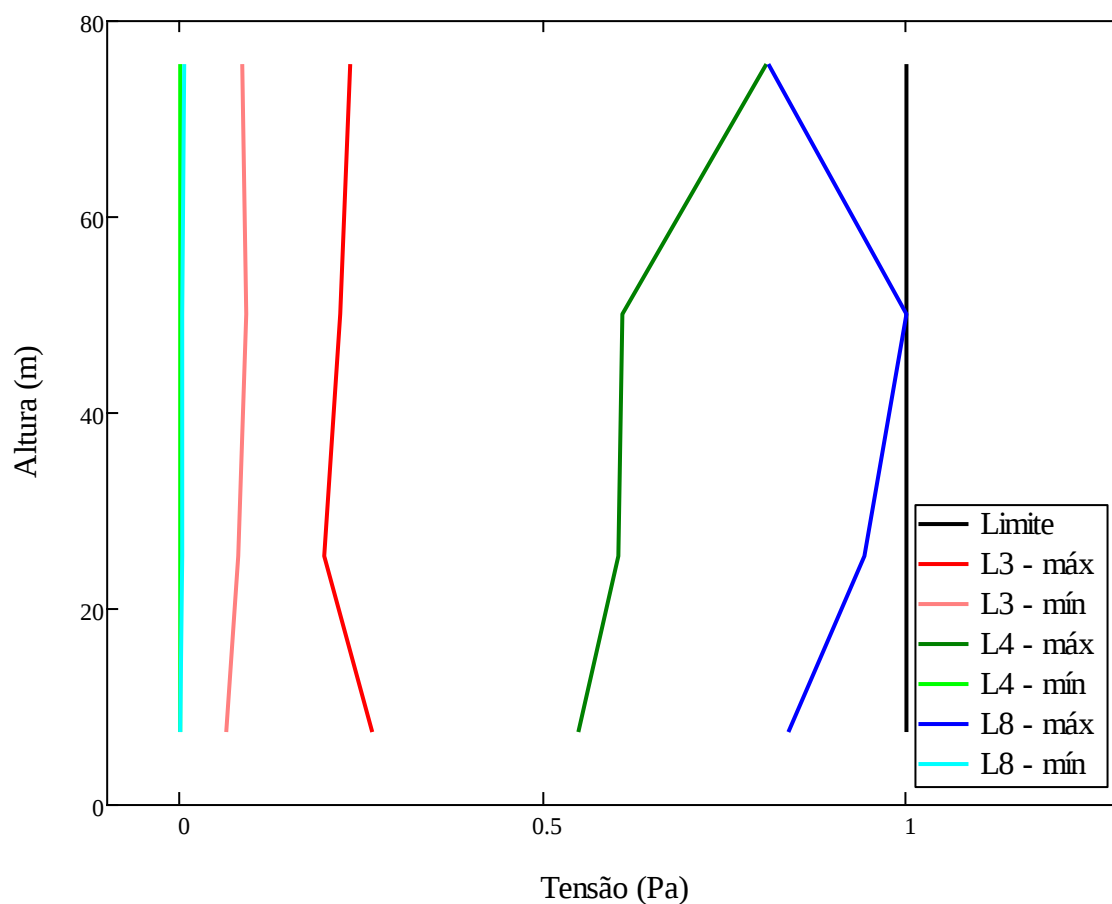
Fonte: Autor (2019).

$$T_{X_Utilização_{x0}} = \begin{array}{c|cccc} & 0 & 1 & 2 & 3 \\ \hline 0 & 0.03595 & 0.06597 & 0.10524 & 0.20156 \\ 1 & 0.00653 & 0.00868 & 0.00831 & 0.00002 \\ 2 & 0.0112 & 0.01654 & 0.01963 & 0.0099 \\ 3 & 0.03705 & 0.06161 & 0.09549 & 0.19038 \\ 4 & 0.28295 & 0.06699 & 0.108 & 0.22885 \\ 5 & 0.017 & 0.02852 & 0.0451 & 0.09543 \\ 6 & 0.0112 & 0.01654 & 0.01963 & 0.00288 \\ 7 & 0.00094 & 0.01227 & 0.00377 & 0.0013 \\ 8 & 0.03705 & 0.06161 & 0.09605 & 0.19038 \\ 9 & 0.0112 & 0.01654 & 0.01579 & 0.0099 \\ 10 & 0.03599 & 0.0604 & 0.09608 & 0.20156 \\ 11 & 0.00653 & 0.00868 & 0.00831 & 0.00002 \\ 12 & 0.07273 & 0.12528 & 0.20655 & 0.4513 \\ 13 & 0.07965 & 0.13921 & 0.19201 & 0.52308 \\ 14 & 0.00653 & 0.00868 & 0.00831 & 0.00002 \\ 15 & 0.00105 & 0.00523 & 0.00445 & 0.00332 \end{array} \quad (73)$$

5.6 VERIFICAÇÃO DE INTERAÇÃO

Após serem realizadas todas as verificações das tensões meridional, circunferencial e de cisalhamento, obteve-se o resultado da interação descrita pela normal EN 1993-1-6 (2007) (Eq. (49)), no qual, deve-se comparar o valor interado com o valor limite=1 (Figura 54).

Depois de ter analisado os resultados obtidos na interação, conclui-se que a parcela da tensão meridional é preponderante nos resultados obtidos, devido aos elevados valores correspondentes. Portanto, mesmo que cada uma das verificações que foram realizadas sobre as tensões na casca da torre satisfaça, se entre as elas existir alguma parcela de tensão com seu valor fora do padrão, deve-se realizar a verificação de interação para o estado combinado da tensão.

Figura 54 - Verificação de interação para o estado combinado de tensão.

Fonte: Autor (2019).

Os valores de interação para todas as linhas de esforços são observados na Equação (74). Verifica-se que as linhas 1, 11 e 14 da Equação (74) são as que possuem maiores valores de interação, ou seja, mais próximo de 1, justificando esse resultado comparando-se os esforços correspondentes a essas linhas com as demais, pois, são nessas linhas que os maiores esforços axiais (F_z) e momentos fletores totais (M_r) estão presentes, dessa forma tornando a parcela da tensão meridional, no qual possui maior influência na interação, com valores elevados.

Interação =

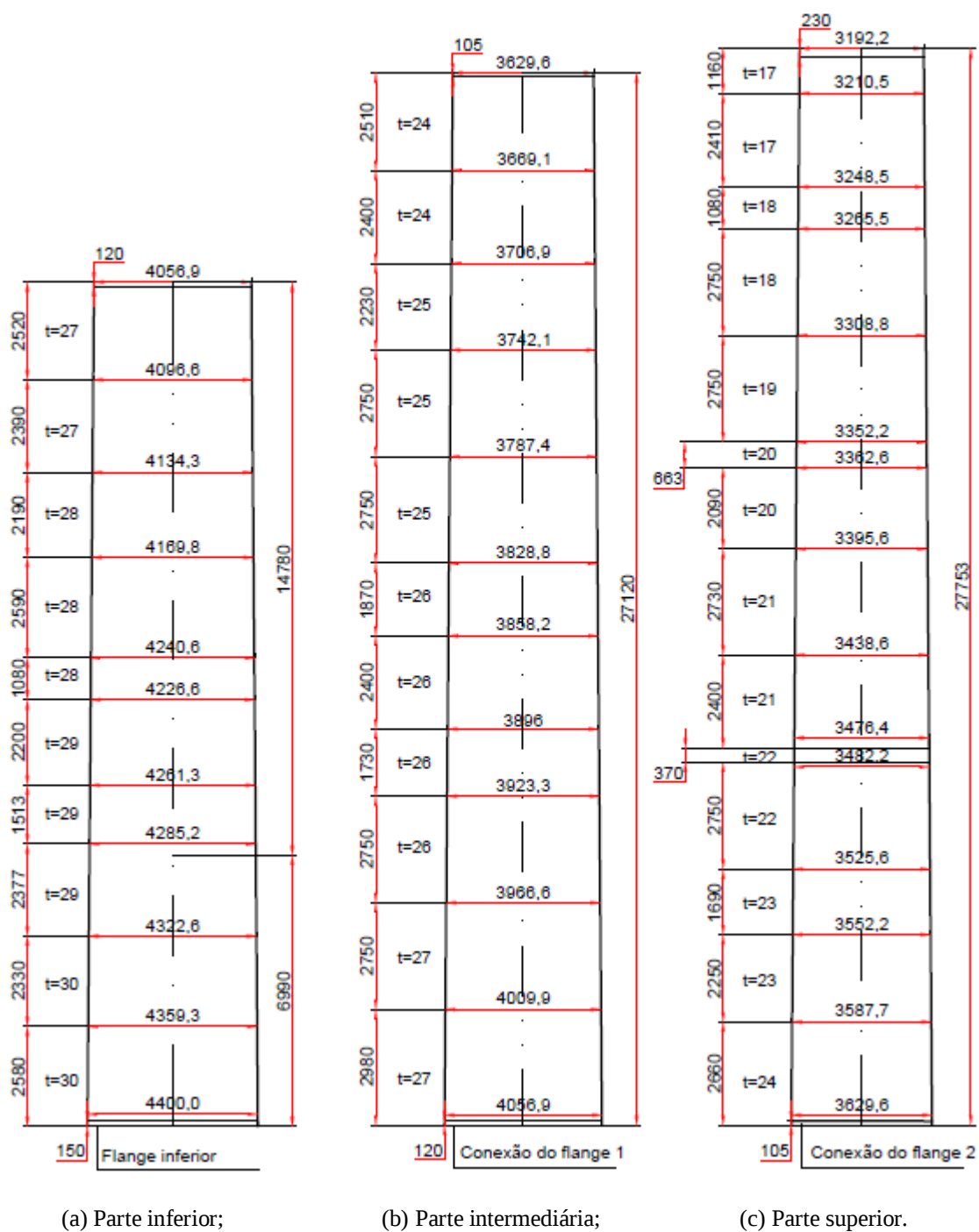
	0	1	2	3
0	0.5532636564	0.633239715	0.6804340032	0.5806404399
1	0.8369873795	0.9412873845	0.9990860945	0.8100152742
2	0.5482970396	0.6051061738	0.610027024	0.4613462442
3	0.5563202453	0.6202417088	0.6411825981	0.5194953589
4	0.259070082	0.199439023	0.2202801207	0.2312475793
5	0.0662096813	0.080544417	0.0926052381	0.0869620468
6	0.5482874285	0.6051061738	0.610027024	0.8063736066
7	0.0018489052	0.0006521828	0.000545492	0.0009944851
8	0.5563202453	0.6202417088	0.6417519041	0.5194953589
9	0.5403156308	0.6051061738	0.6121205411	0.4613462442
10	0.5607850119	0.6378469683	0.6858854374	0.5806404399
11	0.8369873795	0.9412873845	0.9990860945	0.8100152742
12	0.1734558905	0.1828426844	0.2595655149	0.3934158706
13	0.1294051164	0.1739727476	0.2265065704	0.481801178
14	0.8369873795	0.9412873845	0.9990860945	0.8100152742
15	0.0016255043	0.003755182	0.0042127147	0.0060917485

(74)

5.7 ESBOÇO DA TORRE

Os cálculos são realizados para uma torre, que consiste em três seções montadas com duas conexões intermediárias de flange.

Figura 55 - Esboço da Torre.



Fonte: Autor (2019).

5.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

No presente capítulo foram apresentados os resultados referentes as considerações para os comprimentos, espessuras e raios efetivos no novo modelo de torre, tratando do parâmetro de esbeltez como sendo um fator de grande relevância no projeto, além dos valores das velocidades de vento que seriam utilizados posteriormente no cálculo das tensões. Calculou-se as tensões meridional, circunferencial e de cisalhamento, fazendo uma comparação e uma relação entre o valor da tensão atuante com a tensão resistente, no qual foi verificado a condição de segurança da torre e quanto de significância a parcela atuante tem quando comparada com a resistente. E por fim a análise de interação determinada pela norma Europeia EN 1993-1-6 (2007), tendo que ser comparada com um valor limite, em que é verificado se o projeto atende as limitações dessa norma. No capítulo a seguir serão apresentadas as considerações finais desse trabalho assim como as sugestões para trabalhos futuros.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste último capítulo apresenta-se uma síntese das principais conclusões e considerações feitas acerca deste estudo, além de dispor de algumas perspectivas (sugestões) para trabalhos futuros a serem desenvolvidos na mesma linha do tema deste trabalho.

6.1 SÍNTESE DO TRABALHO E CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo o projeto de uma torre tubular de aço, com altura de 80 m, com diâmetro e espessura das chapas variáveis ao longo da altura, que serve de suporte a um aerogerador, tomando como base cinco estratégias bem definidas:

- i. Análise das tensões Meridional;
- ii. Análise das tensões Circunferencial;
- iii. Análise das tensões de Cisalhamento;
- iv. Análise de Interação.

Inicialmente realizou-se uma revisão bibliográfica sobre todas as características dos Aerogeradores de Eixo Horizontal, sendo descritos todos os tipos existentes, apontando todas as vantagens e desvantagens, além de caracterizar as principais partes que os compõem. Em seguida, abordaram-se alguns dos principais fatores que influenciam no regime do vento, estando diretamente ligada com a eficiência e a quantidade de energia eólica que é gerada. Todos os estudos foram realizados por meio de um algoritmo desenvolvido pelo próprio autor no *software* MATHCAD 2015.

Com o objetivo de simular os esforços ocasionados devido à ação do vento sobre a estrutura, foi implementado um modelo de carregamento representativo das ações do vento, no qual está diretamente relacionado com a altura do cubo.

As espessuras das paredes de cada segmento de torre que variam ao longo da altura, foram empregadas como variáveis de projeto, pois estas estão diretamente relacionadas com as tensões desenvolvidas em cada seção. Ainda como funções de restrições, foram consideradas as exigências normativas empregadas pela Eurocode 3 aos valores máximos de tensões Meridional, Circunferencial e de Cisalhamento, além das condições de interação. Estabeleceu-se todos os critérios utilizados para dimensionamento do projeto e verificação, além de terem sido definidas todas as cargas extremas (máximas e mínimas) atuantes nas seções transversais, considerando a velocidade do vento atuante.

Foram verificados que os esforços gerados devido as ações do vento, não gerou tensões de flambagem maiores que as tensões resistentes, atendendo as restrições normativas, fato que a princípio não garante, de certa forma, a segurança estrutural da torre. Isso mostra que o modelo da torre de aço resiste ao pior cenário de forças e momentos tridimensionais por elas sofridas nas situações consideradas.

Para a análise de interação, observou-se que a parcela da tensão Meridional é preponderante no resultado, devido ao fato de estar intimamente ligada aos esforços axiais (direção Z) exercidas ao longo da torre, considerando então os esforços causados pelo peso próprio da estrutura, peso de equipamentos, carga eólica decorrente do funcionamento do gerador e do desaprumo da torre.

Quanto aos resultados obtidos pelo *software* MATHCAD 2015, pode-se concluir que foram obtidos resultados satisfatórios nas análises, no qual, observa-se nas respostas obtidas uma coerência proporcional entre si.

Conclui-se, então, que todos os resultados deste trabalho contribuem ao interesse prático na atualidade, uma vez que é perceptível a ampliação da implantação de novas torres AEH para a geração de energia elétrica não só no estado de Pernambuco, mas em todo o território nacional, fornecendo dados e metodologias confiáveis para a obtenção de parâmetros indispensáveis para os projetos dessas torres.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Trabalhos futuros podem agregar conhecimentos para o desenvolvimento e ampliação das análises realizadas neste trabalho, de forma a completa-las e modelar casos mais específicos. Dessa forma, a seguir são apresentadas algumas sugestões para a elaboração, continuidade e desenvolvimento de trabalhos futuros sobre o tema aqui tratado.

- i. Acrescentar novas considerações acerca das ações exercidas na torre, como carregamento dinâmico e carregamentos provenientes do funcionamento do conjunto rotor/nacele;
- ii. Utilizar funções objetivo como alternativas, considerando o custo dos materiais, de fabricação, de mão de obra ou até mesmo de uma modelagem;
- iii. Incluir novas variáveis de projeto, como o comprimento dos segmentos de torre, ou até mesmo os raios para cada um dos segmentos;
- iv. Realizar análise e projeto considerando a fadiga da estrutura;

- v. Realizar o projeto executivo mais completo das torres, incluindo os detalhes quanto as ligações soldadas e parafusadas, além das aberturas de portas.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica. **Associação Brasileira de Energia Eólica**, 2018. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 21 abr. 2019.
- ABEEólica. **Associação Brasileira de Energia Eólica**, 2019. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 21 abr. 2019.
- ABRAMOWSKI, J.; POSORSKI, R. **Wind energy in developing countries**. DEWI Magazine, n. 16, p.46-53, February, 2000.
- ACKERMANN, T. An overview of wind energy-status 2002. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 6, n. 1-2, p. 67-127. 2002.
- Agencia Nacional de Energia Eletrica (ANEEL). **Banco de Informacoes de Geracao (BIG): Capacidade de Geracao do Estado PERNAMBUCO**. ANEEL, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 20 abr. 2019.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração (BIG): Capacidade de Geração do Estado PERNAMBUCO**. ANEEL, 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 23 abr. 2019.
- AGENCY, I. E. **Techology Roadmap: Wind Energy**. [S.1.]: International Energy Agency, OECD, 2013.
- AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. **Altas do Potencial Eólico Brasileiro**. CRESEB, Brasília, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm>. Acesso em: 25 abr. 2019.
- ARIENTI, W. L. Do estado keynesiano ao schumpeteriano. **Revista de Economia Política**, v. 23, n. 4, p. 97-113, out./dez. 2003.
- ASIBOR, A. I.; GARCIA, J. R.; RAMOS, M. C.; SILVA, E. C. M.; ARAUJO, A. M. Wind turbine performance and loading calculations using aero elastic modelling. In: International Congress of Mechanical Engineering, 23, 2015, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: ABCM, 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS – NORMA BRASILEIRA. **NBR 6123:1998**: Forças devidas ao vento em edificações. Rio de Janeiro, 1988. 66p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS – NORMA BRASILEIRA. **NBR 8800:2008**: Projetos de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios. Rio de Janeiro, 2008. 237p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS – NORMA BRASILEIRA. **NBR 8681:2004**: Ações e segurança nas estruturas - Procedimento. Rio de Janeiro, 2004. 15p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **NBR 6118:2014**: Projeto de estruturas de concreto: Procedimento. Rio de Janeiro, 2014. 238p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 61400-1:2008:** Aerogeradores Parte 1: Requisitos de Projeto. Rio de Janeiro, 2008. 82p.

ATLAS EÓLICO E SOLAR DE PERNAMBUCO. **Capítulo III - O Estado de Pernambuco e Capítulo VII - O Potencial Eólico de Pernambuco.** ATLAS..., 2017. Disponível em: <<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/>>. Acesso em: 23 mar. 2019.

AVILA, S. M. SHZU, M. A. M. PEREIRA, W. M. MORAIS, M. V. G. PRADO Z. J. G. Numerical modeling of the dynamic behavior of a wind turbine tower. In: International Conference on Vibration Problems, 11., 2013, Lisbon. **Anais...** Lisbon: ICOVP, 2013.

BAZEOS, N.; HATZIGEORGIOU, G. D.; HONDROS, I. D.; KARAMANEAS, H.; KARABALIS, D. L.; BESKOS, D. E. Static, seismic and stability analyses of a prototype wind turbine steel tower. **Engineering Structures**, v. 24, n. 8, p. 1015-1025, 2002.

BETEZ. **MIEMEC Integradora VIII**, c2013. Disponível em: <<https://microeolica.weebly.com/limite-de-betz.html>>. Acesso em : 14 maio 2019.

BÍBLIA, N. T. Mateus. In: BÍBLIA. **Sagrada Bíblia Católica:** Antigo e Novo Testamentos. Tradução: José Simão. São Paulo: Sociedade Bíblica de Aparecida, 2008.

BRASIL. **Plano decenal de expansão de energia 2019.** Brasília, DF: MME/EPE, 2010.

BRUGHUIS, F. J. Advanced Tower Solutions for Large Wind Turbines and Extreme Tower Heights. Mecal Applied Mechanics BV. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE & EXHIBITION-EWEC, 16-19, 6., 2003, Madri. **Anais...** Madri: 2003.

BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Handbook of wind energy.** Inglaterra: John Wiley & Sons, 2001. 617 p. ISBN 0-471-48997-2.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. CRESEB, 2001. **Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 23 maio 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. CRESEB. **FAQ Eólica. 34 – O CEPEL tem instalado sistemas eólicos no Brasil.** [S.l.]. c2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231>. Acesso em 19 maio 2018.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. DWIA. By Soren Krohn. **Guided Tour on Wind Energy.** 1999. Disponível em: <<http://xn--drmsrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/manu/towerm.htm>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. DWIA. By Soren Krohn. **Wind Turbine Towers.** 2003. Disponível em: <<http://xn--drmsrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wtrb/tower.htm>>. Acesso em: 09 maio 2019.

DIBt. **Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.** Reihe B, Heft 8, Berlin, 2012.

DUMBY, H. J. M. **Aspectos de dimensionamento de torres eólicas tubulares em aço.** 80 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil na Especialidade de Mecânica Estrutural.) – Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Ciência e Tecnologia, Universidade de Coimbra, Coimbra, 2014.

EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 10025-2:** Hot rolled products of structural steels – Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels. Brussels, 2004.

EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 1991-1-4:** Eurocode 1: Actions on structures – Part 1-4: General actions – Wind actions. Brussels, 2005.

EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 1993-1-1.** Eurocódigo 3: Projecto de estruturas de aço. Parte 1-1: Regras gerais e regras para edifícios. Brussels, 2010.

EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 1993-1-6:** Eurocode 3: Design of steel structures – Part 1-6: Strength and Stability of Shell Structures. Brussels, 2007.

EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 1993-3-2:** Eurocode 3: Design of steel structures – Part 3-2: Towers, masts and chimneys – Chimneys. Brussels, 2006.

EWEA. **Powering Europe: wind energy and the electricity grid.** Brussels: EWEA, 2010

FEIJÓ, P. B. **Otimização de torres de aço para geradores eólicos.** 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil – Área de Concentração: Estruturas) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceara, Fortaleza, 2010.

FERNANDES, J. **Análise estrutural da torre de um gerador eólico.** Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - Dissertação de Mestrado, Portugal, 2013.

G1. Caruaru e região. TV Asa Branca. **Primeiro parque híbrido de energia renovável do país e inaugurado em PE.** 2015. Disponível em: <<http://g1.globo.com/pe/caruaruregiao/noticia/2015/09/primeiro-parque-hibrido-de-energia-renovavel-do-pais-e-inauguradoem-pe.html>>. Acesso em: 20 mar. 2019.

GmbH. Germanischer Lloyd WindEnergie (GL Wind). **Guideline for the Certification of Wind Turbines,** Hamburg, Germany, 2010.

GWEC. **Global Wind Energy Council – GWEC. Global statistic.** Brussels, 2015. Disponível em <<http://gwec.net/global-figures/graphs/>>. Acesso em: 22 mar. 2019.

GWEC. **Global Wind Energy Council – GWEC. Global statistic.** Brussels, 2018. Disponível em <<https://gwec.net>>. Acesso em: 23 mar. 2019.

HANSEN, M. O. L.; SORENSEN, J. N.; VOUTSINAS, S.; SORENSEN, N.; MADSEN, H. A. State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity. **Progress in Aerospace Sciences**, v. 42, n. 4, p. 285–330, 2006.

HAU, E. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2 ed. Munich (Germany): Springer, 2006. 783 p.

HENRIQUES, J. **Projecto de Torres Eólicas Reticuladas de Grande Altura**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2012.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – INTERNATIONAL STANDARD. **IEC 61400-1: Wind Turbines - Part 1: Design Requirements**. 4 ed. Genebra (Suíça), 2019.

JUAREZ, A. A.; ARAUJO, A. M.; ROHATGI, J. S.; OLIVEIRA FILHO, O. D. Q. Development of the wind power in Brazil: political, social and technical issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 828–834, 2014.

LAVASSAS, I.; NIKOLAIDIS, G.; ZERVAS, P.; EFTHIMIOU, E.; DOUDOUMIS, I. N.; BANIOPOULOS, C. C. Analysis and design of the prototype of a steel 1-MW Wind turbine tower. **Engineering Structures**, v. 25, p. 1097-1106, 2003.

LIMA, D. M. **Análise da estabilidade elástica, análise dinâmica e controle de vibração em torres tubulares de aço para aerogeradores de eixo horizontal**. 320 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia e Geociência, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2018.

LIMA, D. M.; LÓPEZ-YÁNEZ, P. A.; SILVA, J. W. Análise da estabilidade elástica em torres tubulares de aço para aerogeradores de eixo horizontal. **Revista da estrutura de aço**, v. 7, n. 2, p. 100-119, 2018.

LIMA, J. B. C. A. **Contribuições para otimização estrutural de torres tubulares de aço para turbinas eólicas**. 149 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil – Área de Concentração: Estruturas) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceara, Fortaleza, 2011.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. **O aproveitamento da energia eólica**. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 30, n. 1, p.1304-1 a 1304-13, 2008.

NEGM. H.M; MAALAWI K.Y. Structural Design Optimization of Wind Turbine Towers. **Computers and Structures**, v. 74, p. 649 – 666, 2000.

NICHOLSON, J. C. **Design of wind turbine tower and foundation systems : optimization approach**. [s.l.] The University of Iowa, 2011.

OLIVEIRA, L. F. M. P. **Análise do comportamento dinâmico de torres de geradores eólicos**. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012.

PIRES, T. F. D. **Comportamento e capacidade resistente de colunas de aço SEHS**. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2012.

PORTAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Conversão: efeitos do vento**, c2018.

Disponível em:

<http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=58&ID_area=3&ID_sub_area=6>. Acesso em: 14 maio 2019.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Vertical Axis Wind Turbine: The History of the DOE Program**, c2006. Disponível em:

<http://www.sandia.gov/Renewable_Energy/wind_energy/topical.htm>. Acesso em 15 maio 2018.

SCHUBEL, P. J.; CROSSLEY, R. J. Wind Turbine Blade Design. **Energies**, v. 5, p. 3425-3449, 2012.

SIEMENS. **Siemens D3 platform – 3.0-MW and 3.2 – MW direct drive wind turbines:**

Reduced complexity, increased profitability. Erlangen, Germany, 2014. Disponível em:

<https://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/platform20brochures/D3%20Onshore%20brochure_ENGLISH_Apr2014_WEB.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2019

SIEMENS. **Siemens D3 platform – MW direct drive wind turbines:** Reduced complexity, increased profitability. Erlangen, Germany, 2018. Disponível em:

<https://www.thewindpower.net/turbine_en_22_siemens_swt-2.3-93.php>. Acesso em: 11 jun. 2019.

SILVA, P. **Sistema para tratamento de dados, armazenamento e disseminação de dados de vento**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

SIMÕES, A., D, RUI. **Manual de dimensionamento de estruturas metálicas**. Multicomp, Lda.- Mem Martins, 2007.

SIRQUEIRA, A. S. **Comportamento estrutural de torres de aço para suporte de turbinas eólicas**. 112f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Tecnologia e Ciências, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

STAVRIDOU, N.; EFTHYMIOU, E.; BANIOTOPOULOS, C. C. **Verification of Anchoring in Foundations of Wind Turbine**. 2015. DNV. Guidelines for Design of Wind Turbines. p. 1–277, 2002.

SWANSON ANALYSIS SYSTEMS Inc. **ANSYS Mechanical User's Guide**. Release 14.5. Canonsburg (Pennsylvania, USA): South pointe, 275 Technology Drive, PA 15317, 2012.

UYS, P. E.; et al. Optimization of a steel tower for a wind turbine structure. **Engineering Structures**, v. 29, p. 1337-1342, 2007.

VELJKOVIC, M., HEISTERMANN, C., PAVLOVIC, M., FELDMANN, M., PAK, D., RICHTER, C., REBELO, C., PINTO, P., MATOS, R., BANIOTOPOULOS, C., GKANTOU, M., DEHAN, V., NÜSSE, G. **High-strenght tower in steel for wind turbines (HISTWIN_Plus)**. European Commission. Workshop 17-18. Istanbul, Turkey, 2015.

VERITAS. D. N. **Guidelines for Design of Wind Turbines**. Copenhagen, 2002.

VILARFORMOSO. Fórum Vilarformoso. **Vilarformoso**, 2010. Disponível em: <<http://www.vilarformoso.com.br/SMF/index.php/topic.1777.15.html>>. Acesso em: 09 maio 2019.

WOEBBEKING, M. **Wind Turbine Certification and Type Certification**. Germanischer Lloyd Wind Energie GmbH, 2010.

YOSHIDA, P. E. Wind Turbine Tower Optimization Method Using Genetic Algorithm. **Wind Engineering**, v. 30, n. 6, p. 453-470, 2006.