



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL: ESTRUTURAS E
CONSTRUÇÃO CIVIL

JOÃO BAPTISTA CARDOSO ATHAYDE LIMA

CONTRIBUIÇÕES PARA OTIMIZAÇÃO ESTRUTURAL DE TORRES
TUBULARES DE AÇO PARA TURBINAS EÓLICAS

FORTALEZA

2011

JOÃO BAPTISTA CARDOSO ATHAYDE LIMA

CONTRIBUIÇÕES PARA OTIMIZAÇÃO ESTRUTURAL DE TORRES TUBULARES DE
AÇO PARA TURBINAS EÓLICAS

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau de mestre em ciências em Engenharia Civil.

Área de Concentração: Estruturas.

Orientador: Prof. D.Sc. Antônio Macário Cartaxo de Melo

Coorientador: Prof. D.Sc. Evandro Parente Júnior

FORTALEZA

2011

JOÃO BAPTISTA CARDOSO ATHAYDE LIMA

**CONTRIBUIÇÕES PARA OTIMIZAÇÃO ESTRUTURAL DE TORRES
TUBULARES DE AÇO PARA TURBINAS EÓLICAS.**

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau de mestre em ciências em Engenharia Civil. Área de Concentração: Estruturas.

Aprovada em 22/08/2011

BANCA EXAMINADORA:



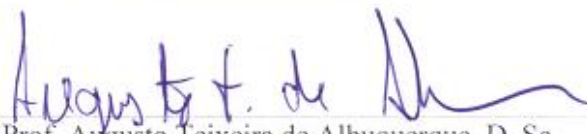
Prof. Antônio Macário Cartaxo de Melo (Orientador), D. Sc.
Universidade Federal do Ceará – UFC



Prof. Evandro Parente Junior (Co-orientador), D. Sc.
Universidade Federal do Ceará – UFC



Prof. Luiz Eloy Vaz, Dr.-Ing.
Universidade Federal Fluminense – UFF



Prof. Augusto Teixeira de Albuquerque, D. Sc.
Universidade Federal do Ceará – UFC

Aos meus pais,

Merodack Athayde Lima pela grandeza de sua simplicidade e pela sabedoria da vivência humilde. Embora sem a oportunidade dos estudos escolares de nível superior, foi um homem de visão além de seu tempo, contrário ao desperdício e à exploração desregulada do meio ambiente. Agradeço-lhe *in memoriam* pelos exemplos que me deixou e pelas atitudes de decência; e

Cosma Magalhães Cardoso Lima, da qual herdei o prazer pelos bancos acadêmicos, pela eterna alegria de viver e o permanente desejo de ensinar e apreender, ainda cultivados e praticados aos radiantes 88 anos de idade.

Reconheço seus esforços mútuos dispensados a mim e aos meus irmãos, na certeza de que as conquistas dependeriam de nossas vontades.

AGRADECIMENTOS

À DEUS pela criação dos mundos com lógica e razão e por me dar as muitas oportunidades de que sempre precisei para o alcance de melhores evoluções.

À minha querida e amada esposa Tércia, pela eterna e jovem espontaneidade que tanto animam nossos espíritos. Sem suas paciência e compreensão, não teria sido possível lograr este feito. Pela imensidão dos sentidos, todavia, não me é possível quantificar este agradecimento. Aos nossos dois filhos, Rafael e Álan, pelos estímulos e responsabilidades assumidas em idades tão jovens, facilitando sobremaneira mais esta caminhada.

A todos os meus professores doutores do Curso de Mestrado, Augusto Albuquerque, Áurea Holanda, Barros Neto e Tereza Denyse, pelos conhecimentos repassados. Ao meu orientador, Prof. Dr. Antônio Macário Cartaxo de Melo e coorientador Prof. Dr. Evandro Parente Júnior, pelas dedicações admiráveis, incomensuráveis saberes e difícil missão que ousaram abraçar frente às minhas dificuldades. Que seus exemplos de devotamento à pesquisa acadêmica, exercício de nobreza e dignidade sutis, continuem entusiasmando e arrastando todos os jovens pesquisadores que com eles convivam.

Aos colegas de graduação em engenharia civil com quem dividi conhecimentos nos laboratórios, àqueles que me precederam e convivi. Aos que ainda trilham os Mestrados de Estruturas e em Construção Civil, deixo minha gratidão e sincera amizade. Exalto as generosidades recebidas do M. Sc. Fábio Anderson F. Teófilo, sempre disponível a auxiliarme, da colega de mestrado Aldecira Gadelha Diógenes pelas resoluções conjuntas das listas de exercícios e, em especial, do dedicado mestrando Rafael Fernandes da Silva, com quem pude contar de forma irrestrita e imensa colaboração durante o processo de programação necessária, tal seu domínio em MATLAB e AG.

Aos servidores e estagiários das secretarias da Pós-Graduação e do DEECC, pelo suporte diário de que necessitei. Aos auxiliares e terceirizados (invisíveis) responsáveis pelas higienizações dos ambientes de estudo. Dedico um obrigado particular ao servidor Francisco das Chagas Nunes Oliveira, Chiquinho, pela compreensão de minha permanência horas a fio no recinto do laboratório da Pós-graduação.

Pela amizade dos professores Aldo Oliveira (M.Sc.), Joaquim Mota (D.Sc.), Magnólia Mota (D.Sc) e apoios do Eng^o José Diógenes M. Ribeiro e Eng^a Suzanne Accioly.

“A força não provém da capacidade física e sim de uma vontade indomável.”

“Aprenda como se você fosse viver para sempre. Viva como se você fosse morrer amanhã.”

(Mahatma Gandhi)

RESUMO

As grandes questões do mundo globalizado têm passado, necessariamente, pelos temas ligados à sustentabilidade, energia limpa, exploração do meio ambiente de forma ecologicamente correta e inovação tecnológica para manter o planeta saudável. Nesse contexto, a energia eólica vem se destacando, principalmente na região Nordeste do Brasil, pelo grande potencial dos ventos e as características de renovabilidade e complementaridade com a energia das hidrelétricas. As torres, que representam parcela significativa do custo do sistema, tendem a crescer buscando ventos com maiores velocidade e permitindo a utilização de turbinas eólicas de maior capacidade de geração, acentuando-se a sua importância como elemento estrutural do sistema. O objetivo geral deste trabalho é formular um modelo de otimização de torres tubulares de aço, composta de segmentos em tronco de cone. Busca-se a solução de peso mínimo, tendo como variáveis de projeto os diâmetros externos e as espessuras de chapa características de cada segmento. Restrições relativas à resistência, à estabilidade e rigidez são impostas com base em normas brasileiras. Restrições relativas à frequência natural, a limitações de transporte e geométricas são também requeridas. O conjunto nacele/rotor é modelado como uma massa rígida fixada no topo da torre, sem rotação, e o carregamento atuante na estrutura inclui os pesos da torre e do conjunto rotor/nacele, o efeito estático da ação do vento sobre a torre e as pás do rotor. A concepção de análise adota modelo de viga engastada na base e livre no topo e emprega uma formulação não linear geométrica pelo Método de Elementos finitos usando um programa em C++. O modelo de otimização foi implementado no MATLAB e, devido à natureza discreta das variáveis de projeto e às descontinuidades de funções de restrição e de suas derivadas, utilizam-se algoritmos genéticos na solução. Buscas na vizinhança das soluções discretas são realizadas usando um algoritmo baseado em informação de gradiente (*fmincon* do MATLAB). Aplicações para várias alturas de torre são feitas, incluindo comparações com uma torre cilíndrica para validação do modelo. Os resultados são analisados frente aos de outros modelos da literatura. Os conceitos de projeto de torre rígida e flexível são discutidos relaxando-se as restrições de rigidez e de frequência. Soluções obtidas são analisadas usando elementos de casca do programa de análise ABAQUS para verificação de tensões e deslocamentos.

Palavras-chave: Projeto ótimo, Torre tubular, Otimização estrutural, Estrutura de aço, Algoritmos genéticos.

ABSTRACT

The main subjects of the globalized world have passed necessarily by issues related to sustainability, clean energy, environment exploration in an ecologically correct way, and technology innovation to maintain a healthy planet. In this context, the wind has been highlighting, especially in the Northeast of Brazil, because of the large wind potential and the characteristics of renewability and complementarily with hydropower energy. The towers represent significant portion of the cost of the system, tends to grow seeking greatest wind speeds and allowing the use of wind turbines with bigger production capacity, emphasizing its importance as a structural element of the system. The main objective of this work is to formulate an optimization model of tubular steel towers, composed of segments in truncated cone. The aim is a minimum weight solution, having outer diameters and plate thicknesses characteristics of each segment as design variables. Constraints related to strength, stability and stiffness are imposed based on Brazilian codes. Constraints related to natural frequency, the limitations of transport and geometry are also required. The nacelle/rotor conjunct is modeled as a rigid mass attached to the top of the tower, without rotation, and the loading acting on the structure includes the weights of the tower and the nacelle/rotor conjunct, the static wind effect on the tower and on rotor blades. The analysis model adopts cantilever beam and employs a formulation for geometric nonlinear finite element method using a C++ program. The optimization model was implemented in MATLAB and due to the discrete nature of the design variables and the discontinuities of the constraint functions and their gradients we use genetic algorithms in the solution. Searches in the neighborhood of the discrete solutions are performed using a gradient based algorithm (*fmincon* in MATLAB). Applications to several tower heights are made, including comparisons with a cylindrical tower to validate the model. The results are analyzed against others models in the literature. The concepts of rigid and flexible tower project are discussed relaxing their stiffness and frequency constraints. Solutions obtained are analyzed using shell elements of ABAQUS analysis program to check tensions and displacements.

Keywords: Optimal design, tubular tower, structural optimization, steel structure, genetic algorithms.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Atlas do Potencial Eólico do Brasil – Velocidade do vento.....	17
Figura 2 – Atlas do Potencial Eólico do Nordeste – Velocidade de vento.	18
Figura 3 – Velocidade média do vento na altura de 50 m.....	19
Figura 4 – Efeitos de relevo e rugosidade na velocidade do vento.	20
Figura 5 – Corte A – Efeitos de relevo e rugosidade na velocidade do vento.	20
Figura 6 – Corte B – Efeitos de relevo e rugosidade na velocidade do vento	21
Figura 7 – Atlas Estimativo Eólico por Regiões do Brasil – Potência instalável (GW) e Energia anual capaz de ser produzida (TWh).	21
Figura 8 – Complementaridade na geração de energia elétrica na Região Nordeste, entre usinas hidrelétrica e eólica.	26
Figura 9 – Fluxo de potência eólica – Médias dos períodos úmido + seco a 50 m de altura...	27
Figura 10 – Desvantagens pontuais da energia eólica.	29
Figura 11 – Níveis de ruído emitidos pela própria turbina e pelo vento.....	30
Figura 12 – Aerogeradores de eixo horizontal e vertical.	46
Figura 13 – Evolução dos aerogeradores nas três últimas décadas.	47
Figura 14 – Relação “potência da turbina” versus “dimensão do rotor”.	48
Figura 15 – Vista do interior da nacele de um aerogerador utilizando um gerador multipo- los.....	49
Figura 16 – Vista do interior da parte frontal de uma nacele E-70 / 2,0 MW, cubo do rotor, utilizando um gerador multipolos, Usina de Osório (RS).....	49
Figura 17 – Perfil da curva logarítmica da “velocidade do vento” versus “altura para uma rugosidade z_0 ”	52
Figura 18 – Partes principais de um aerogerador em funcionamento.....	53
Figura 19 – Torres do tipo treliça e tipo estaiada.	54
Figura 20 – Torre de concreto armado pré-fabricada com proteção de patente, altura de 100 m e diâmetro da base superior a 7 m. Parque eólico de Peñablanca, Toledo (Espanha).....	55
Figura 21 – Conformação do anel a partir da chapa, flanges e suas ligações com parafusos. .	56
Figura 22 – Torre de aço tipo casca. Algumas etapas (a) a (d) da fabricação.....	57
Figura 23 – Modelos de análise e de EF adotado para a torre.....	59
Figura 24 – Gráficos das curvas do Fator S_2 e da Pressão do Vento q (N/m ²).	62
Figura 25 – Determinação do diâmetro d de uma posição qualquer de um segmento k	63

Figura 26 – Carga distribuída (q_l) devido ao vento, por metro linear (N/m)	65
Figura 27 – Redução da velocidade do vento x distância horizontal.....	67
Figura 28 – Redução da velocidade do vento ao redor da nacele.....	68
Figura 29 – Modelo da torre de aço de troncos de cone para otimização.....	93
Figura 30 – Cromossomo com duas variáveis do tipo inteira.	99
Figura 31 – Seleção pelo método da roleta.	101
Figura 32 – Seleção por torneio.....	101
Figura 33 – Cruzamento entre dois indivíduos selecionados.	102
Figura 34 – Exemplo da aplicação de mutação em um indivíduo (codificação binária).	102
Figura 35 – Algoritmo Genético básico.	103
Figura 36 – Organograma de funcionamento do AG.....	104
Figura 37 – Gráfico da aparência evolucionária “função objetivo” versus “nº de gerações”. 116	
Figura 38 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-45.....	122
Figura 39 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-60 com li- mite $L/400$	125
Figura 40 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-60 sem o li- mite $L/400$	126
Figura 41 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-78.....	130
Figura 42 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-91.....	133
Figura 43 – Gráfico da linha de tendência das soluções TTC obtidas para o peso em função da altura.	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Usinas em operação no Estado do Ceará até jul.2011.	25
Tabela 2 – Parâmetros Meteorológicos referentes à <i>Classe II</i>	61
Tabela 3 – Coeficiente de Arrasto, Ca	62
Tabela 4 – Variações e sentidos crescentes dos valores de z , S_2 , q , d e q_l para torre em troncos de cone.	64
Tabela 5 – Coeficientes de Ponderação.	71
Tabela 6 – Valores dos fatores de combinação (ψ_0) e de redução (ψ_1 e ψ_2).	72
Tabela 7 – Valores dos coeficientes de ponderação das resistências dos materiais γ_m	74
Tabela 8 – Diferenças entre projeto convencional e projeto via otimização.	87
Tabela 9 – Projeto tomado como referência.	108
Tabela 10 – Parâmetros considerados nos cálculos.	108
Tabela 11 – Comparativo dos resultados.	109
Tabela 12 – Parâmetros do aço de uso estrutural (chapas).	110
Tabela 13 – Parâmetros utilizados nas geometrias das torres.	111
Tabela 14 – Parâmetros relativos a esforços, carregamentos e frequência limite.	111
Tabela 15 – Parâmetros utilizados no AG.	112
Tabela 16 – Parâmetros utilizados no FAST.	112
Tabela 17 – Parâmetros utilizados no cálculo da carga de vento.	113
Tabela 18 – EF utilizados no ABAQUS (obtenção de u e tensão <i>von Mises</i>).	113
Tabela 19 – TCIL-45 com carga de vento somente sobre a torre.	114
Tabela 20 – TTC-45 (sem frequência) com carga de vento somente sobre a torre.	118
Tabela 21 – TTC-45 com vento sobre torre e pás.	120
Tabela 22 – TTC-60 com vento sobre torre e pás.	123
Tabela 23 – TTC-78 com vento sobre torre e pás.	128
Tabela 24 – TTC-91 com vento sobre torre e pás.	131

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABAQUS	Marca registrada do <i>software</i> da <i>Dassault Systèmes</i> para análises linear e não linear por elementos finitos.
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas.
AG	Algoritmo Genético.
AGCont	Algoritmo Genético processado com variáveis contínuas.
AGDisc	Algoritmo Genético processado com variáveis discretas.
ALGA	Algoritmo Genético Lagrangeano Aumentado.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i> , atual <i>ASTM International</i> .
BSL	<i>Building Standard Law of Japan</i> .
BWEA	<i>British Wind Energy Association</i> .
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.
CER	Certificado de Reduções de Emissão (<i>Certified Emission Reductions</i>).
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Elétrica Sérgio de Salvo Brito.
D.Sc.	Doutor em Ciências.
DEECC	Departamento de Engenharia Estrutural e Construção Civil da UFC.
DIN	<i>Deutsche Norm</i> .
DWIA	<i>Danish Wind Industry Association</i> .
EAK	Norma de sismo Grega.
EF	Elementos Finitos.
ELS	Estado limite de serviço.
ELU	Estado limite último.
EUROCODE	<i>European codes</i> .
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i> .
<i>fmincon</i>	<i>Find minimum of constrained nonlinear multivariable function</i> .
FAST	<i>Finite element Analysis System ou Finite element Analysis Tool</i> .
GEO-NET	GEO-NET (Empresa alemã de consultoria de projetos na área do meio ambiente).
GEO-PARK	<i>Software</i> de otimização da GEO-NET.
GL	<i>Germanischer Lloyd</i> .
GW	Gigawatt.

IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
MATLAB	Marca registrada <i>Martworks de Language of Technical Computing.</i>
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da ONU.
MEF	Método de Elementos Finitos.
MW	Megawatt.
NBR	Denominação de norma brasileira da ABNT.
NRM	Método de <i>Newton-Raphson</i> Modificado.
NRP	Método de <i>Newton-Raphson</i> Padrão.
ONS	Operador Nacional do Sistema de Energia Elétrica Brasileiro.
ONU	Organização das Nações Unidas.
PCH	Pequena Central Elétrica.
PPL	Problema de Programação Linear.
PPM	Problema de Programação Matemática.
PPNL	Problema de Programação Não Linear.
PPQ	Problema de Programação Quadrática.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica do Governo Brasileiro.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
TWh	Terawatt por hora.
UFC	Universidade Federal do Ceará.
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro.
UNESCO	<i>United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization.</i>
WWEA	<i>World Wind Energy Association.</i>
WWF-BRASIL	<i>World Wildlife Fund ou World Wide Fund For Nature do Brasil.</i>

Obs.: ENERCON, FUJI-HEAVY, GE, HURKS, MECAL, NORDTANK e WINDPOWER
são fabricantes de turbinas eólicas.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa e Importância do Tema	15
1.2	Objetivos	33
1.3	Estrutura do Trabalho	34
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	35
2.1	Análise de Torres	35
2.2	Histórico de Modelos de Otimização	39
3.	TURBINAS EÓLICAS	46
3.1	Tipos e Componentes	46
3.2	Torres	53
4.	ANÁLISE E VERIFICAÇÕES	59
4.1	Ações	60
4.1.1	Ação do Vento sobre a Torre	60
4.1.2	Ação do Vento sobre as Pás do Rotor	66
4.1.3	Peso Próprio da Torre e do Aerogerador	69
4.1.4	Coefficientes de Ponderação das Ações	70
4.2	Análise Não Linear	75
4.2.1	Análise Não Linear pelo MEF	76
4.3	Análise de Vibração Livre	78
4.4	Verificações	81
5.	OTIMIZAÇÃO ESTRUTURAL	87
6.	MODELO DE OTIMIZAÇÃO	92
6.1	Modelo de Otimização da Torre	92
6.2	Função Objetivo e Variáveis de Projeto	92
6.3	Restrições	94
7.	ALGORITMOS GENÉTICOS	98
7.1	Fundamentação	98
7.2	Implementação	105
8.	APLICAÇÕES	110
8.1	Configuração Cilíndrica	113
8.2	Configuração de Troncos de Cone	116
8.2.1	Modelo TTC-45	117

8.2.2	Modelo TTC-60	122
8.2.3	Modelo TTC-78	126
8.2.4	Modelo TTC-91	130
9.	CONCLUSÕES	135
9.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	139
	REFERÊNCIAS	141
	ANEXOS	149

1. INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa e Importância do Tema

Em 1989, entrou em vigor o Protocolo de Montreal (Canadá) e os governantes mundiais, pela primeira vez, se viram obrigados a firmar compromissos de cooperação para proteção do meio ambiente, com o fim de evitar a deterioração da camada de ozônio. A meta vem sendo cumprida pelos países desenvolvidos, responsáveis por 89% das substâncias nocivas lançadas na atmosfera a níveis de 1990. Todavia, ainda existe preocupação em relação aos países em desenvolvimento, pois para o quadriênio 2008 - 2012 os países deverão reduzir suas emissões totais desses gases em pelo menos 5% abaixo dos níveis de 1990. O êxito dependerá da diminuição de gases poluentes, assim como de mudanças de posturas no setor de energia em decorrência do uso abundante do carvão, petróleo e gás natural, causadores de prejuízos ao meio ambiente pela queima de combustíveis, processamentos das indústrias de transformação e de construção e pelas emissões de gases no setor de transportes (PORTAL SÃO FRANCISCO, 1987).

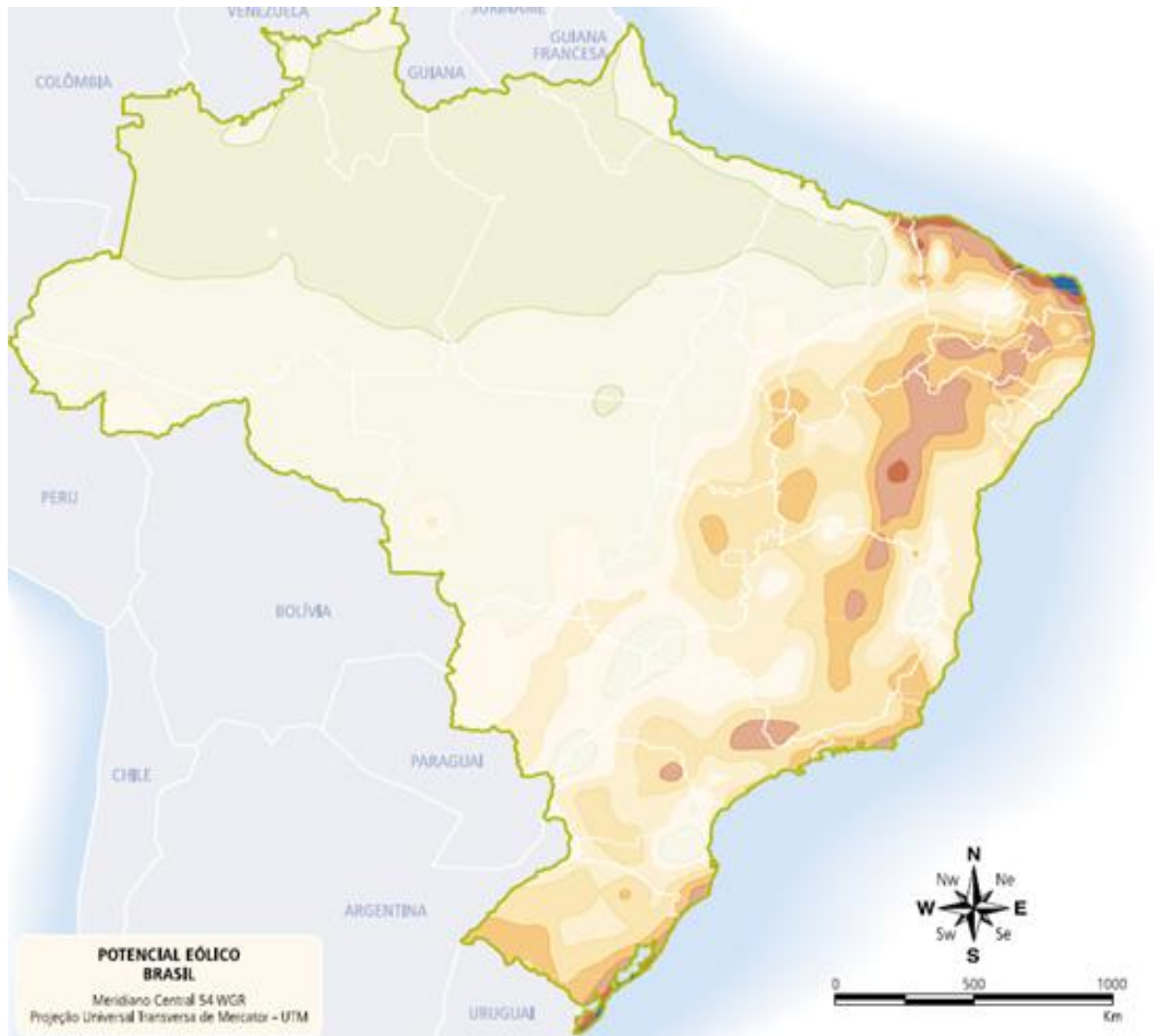
Em 2005, teve início a vigência do Protocolo de Kyoto (Japão). Em linhas gerais, o Protocolo de Kyoto estabeleceu metas em relação ao aquecimento global do planeta, tendo como objetivo a redução de emissões de gases poluentes causadores do efeito estufa para os países industrializados (FOLHA.com *apud* FRANCE Presse, 2005). Para os países em desenvolvimento, como o Brasil, não há metas específicas a cumprir (FOLHA.com *apud* BBC Brasil, 2005) e, segundo o Ministério da Ciência e Tecnologia, estimativa aponta que nosso país é responsável pela contribuição entre 1% e 3% dos gases acumulados na atmosfera (CUCOLO, 2004).

Nesse cenário, o setor de produção de energia é um dos mais importantes, uma vez que o Protocolo de Kyoto (ONU, 1992) estabeleceu para todos os países signatários o dever de promover o desenvolvimento de forma sustentável, colaborando, entre outras coisas, com a pesquisa, a promoção, o desenvolvimento e o aumento do uso de formas novas e renováveis de energia, de tecnologias de sequestro de dióxido de carbono (CO_2) e de tecnologias ambientalmente seguras, desde que sejam avançadas e inovadoras.

Diante dessa nova visão de futuro e considerando os possíveis efeitos dos impactos ambientais, a produção de energia forçosamente se encaminha para aquelas consideradas como de fontes renováveis, inesgotáveis, pois se renovam continuamente na natureza, tais como: a energia solar, a energia eólica, a energia hidráulica, a energia dos

oceanos pelas marés, a energia geotérmica dos gêiseres, a biomassa da cana-de-açúcar e do milho, os biocombustíveis e biogás, e o Hidrogênio como vetor energético. Contrastando, temos as energias de fontes não renováveis, como as provenientes dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), maior fonte de produção energética na atualidade, e, a energia atômica, que, apesar de ser um recurso novo e tecnologicamente acerrar-se de enorme aparato de segurança, já coleciona dois grandes desastres mundiais, dentre os três acidentes ocorridos nas usinas nucleares de *Three Mile Island* (1979 nos EUA), de *Chernobyl* (abril/1986 na Ucrânia) e o mais recente em *Fukushima Daiichi* (março/2011 no Japão). Por outro lado, relatório da Eletronuclear (2009) informa que a França, por exemplo, tem, na energia nuclear, 70% de sua matriz energética, além de representar importante papel de sua balança comercial. Os EUA com 20% e a Alemanha com 28% são outros importantes países que dela se utilizam.

A energia eólica vem ganhando espaço no cenário mundial e se desenvolvendo intensamente nos últimos anos. Além de não poluir o meio ambiente, apresenta outras vantagens que não podem ser desperdiçadas. Uma delas é estar disponível em diversos lugares como resultado da movimentação do ar gerado pelas diferenças de temperatura entre o continente e as superfícies com água, entre as planícies com as montanhas e entre as regiões equatoriais com os polos do globo terrestre. Pela Figura 1, observa-se uma maior intensidade da velocidade do vento na região da Linha do Equador (litoral Nordeste), áreas onde a densidade está acima de 500 W/m² (também conhecido como fluxo de potência eólica), equivalente a uma velocidade mínima do vento de 7 m/s, a partir da qual a energia eólica é considerada aproveitável (CRESESB, 2001).



Velocidade média do vento (m/s)
50 m acima do nível da superfície





		Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morro	Montanha
Classes de energia	4	 > 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
	3	 4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,0 - 7,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
	2	 3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	4,5 - 6,0	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
	1	 < 3,0	< 4,5	< 4,5	< 6,0	< 7,0

Figura 1 – Atlas do Potencial Eólico do Brasil – Velocidade do vento.
Fonte: Aneel (2003) *apud* Cresesb (2001).

Como este estudo acha-se voltado para implantações de torres eólicas na região Nordeste do Brasil, a Figura 2 destaca como a velocidade do vento está presente nos diversos Estados dessa região.

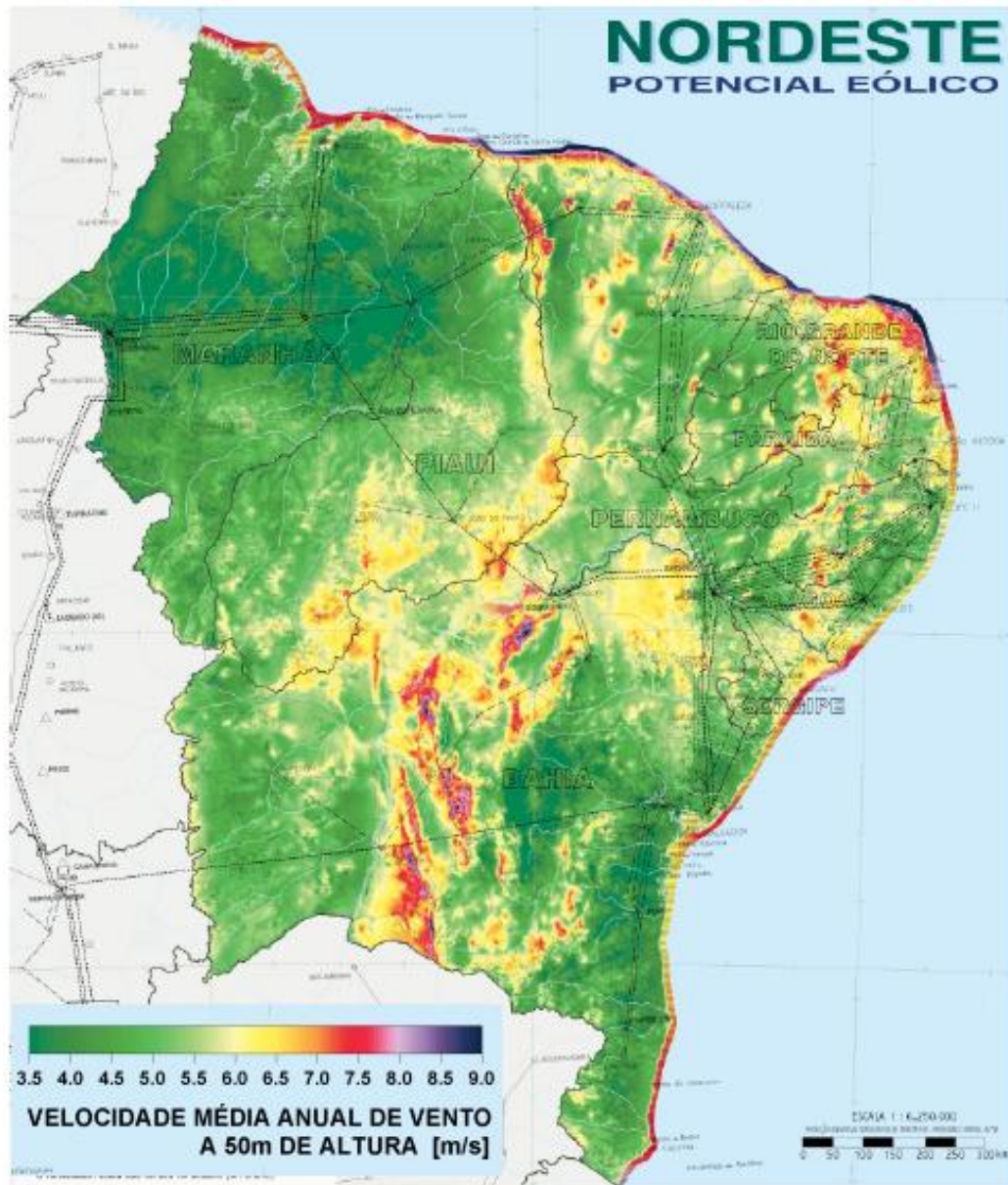


Figura 2 – Atlas do Potencial Eólico do Nordeste – Velocidade de vento.
Fonte: Cresesb, 2001.

Da mesma forma, já que as torres em estudo estão sendo estudadas para implantação no Estado do Ceará, torna-se relevante a compreensão de como a velocidade do vento se distribui nesse território. De fato, a apresentação do mapa limitado às fronteiras cearenses, Figura 3, traz a revelação que as velocidades aproveitáveis para a utilização da energia eólica, se estendem além de uma faixa do litoral, imaginada estreita, mas, também, à quase totalidade da fronteira oeste, com velocidade média do vento que se assemelha à da região litorânea.

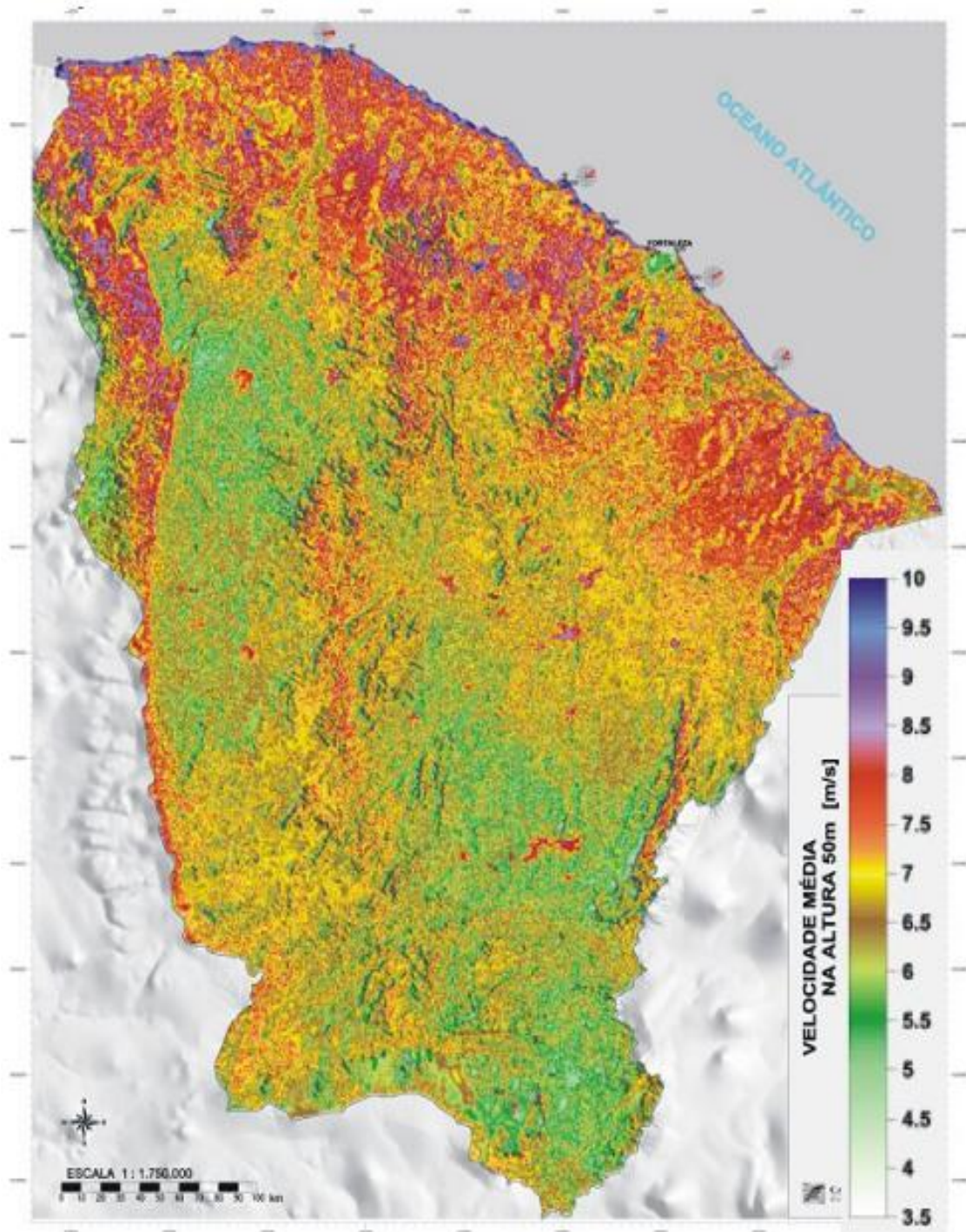


Figura 3 – Velocidade média do vento na altura de 50 m.
 Fonte: Cresesb / Cepel, 2001.

O potencial eólico visando à produção de energia elétrica pelos aerogeradores, não se restringe à magnitude da velocidade do vento. Outros fatores têm influências diretas, tais como: estações do ano, horário durante o dia, relevo e rugosidade do terreno, densidade do ar, espaçamentos entre as turbinas, a altura de operação do rotor e o tamanho de suas pás. Um resultado de estudos técnicos em 1999 em Aquiraz (CE), CRESESB (2001), mais

especificamente na Prainha, apresenta trecho da região com dois cortes verticais incluindo relevo e rugosidade, Figura 4, comprovando como estes afetam a velocidade do vento.

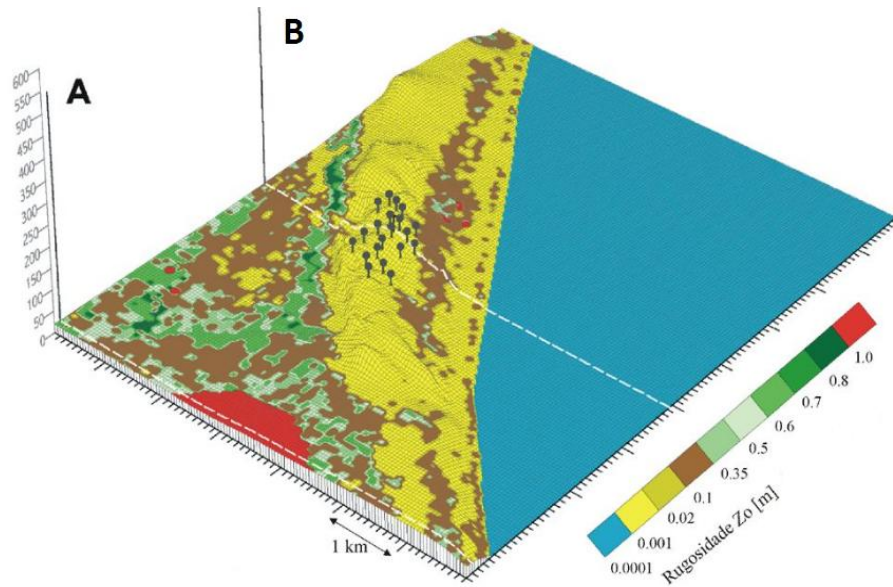


Figura 4 – Efeitos de relevo e rugosidade na velocidade do vento.
Fonte: Cresesb / Cepel, 2001.

No corte A, as condições são de relevo menos acentuado e rugosidade mais severa, Figura 5, mostrando que ocorre redução da velocidade do vento no entorno do local até 300 m de altura.

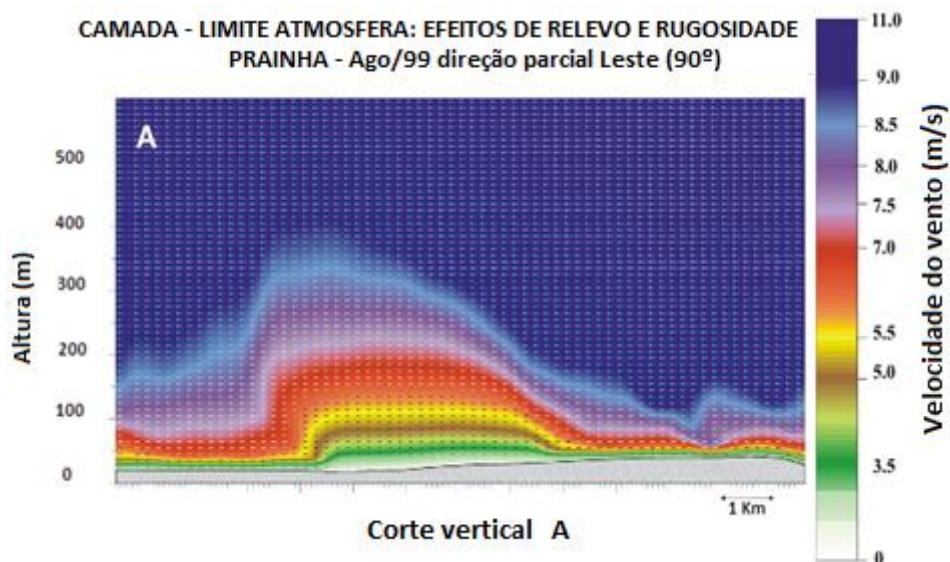


Figura 5 – Corte A – Efeitos de relevo e rugosidade na velocidade do vento.
Fonte: Cresesb / Cepel, 2001.

As condições para o corte B, Figura 6, são de um relevo mais acentuado e uma rugosidade mais abrandada, demonstrando que uma maior velocidade do vento na circunvizinhança do local, já é atingida a partir de 100 m de altura.

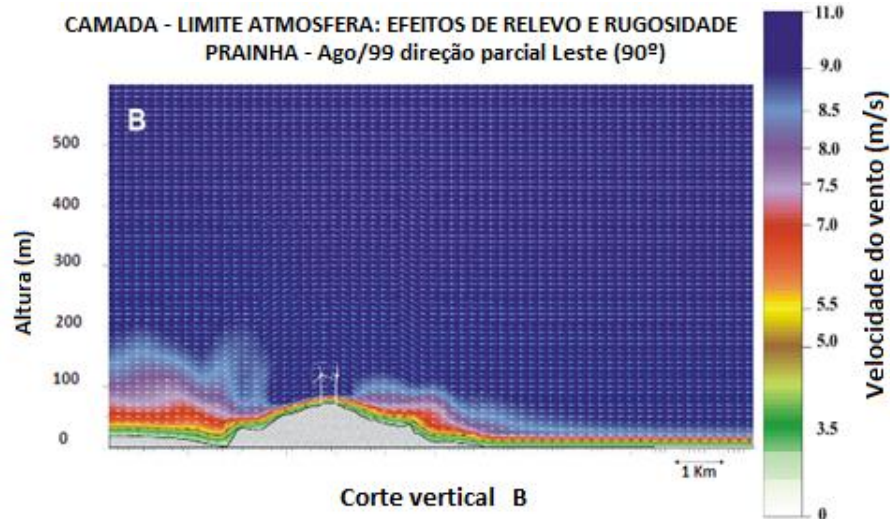


Figura 6 – Corte B – Efeitos de relevo e rugosidade na velocidade do vento .
Fonte: Cresesb / Cepel, 2001.

Dos estudos do CRESESB (2001) foram elaborados mapas do potencial eólico do território brasileiro, Figura 7, apresentando o Brasil segmentado em suas cinco regiões. Nele

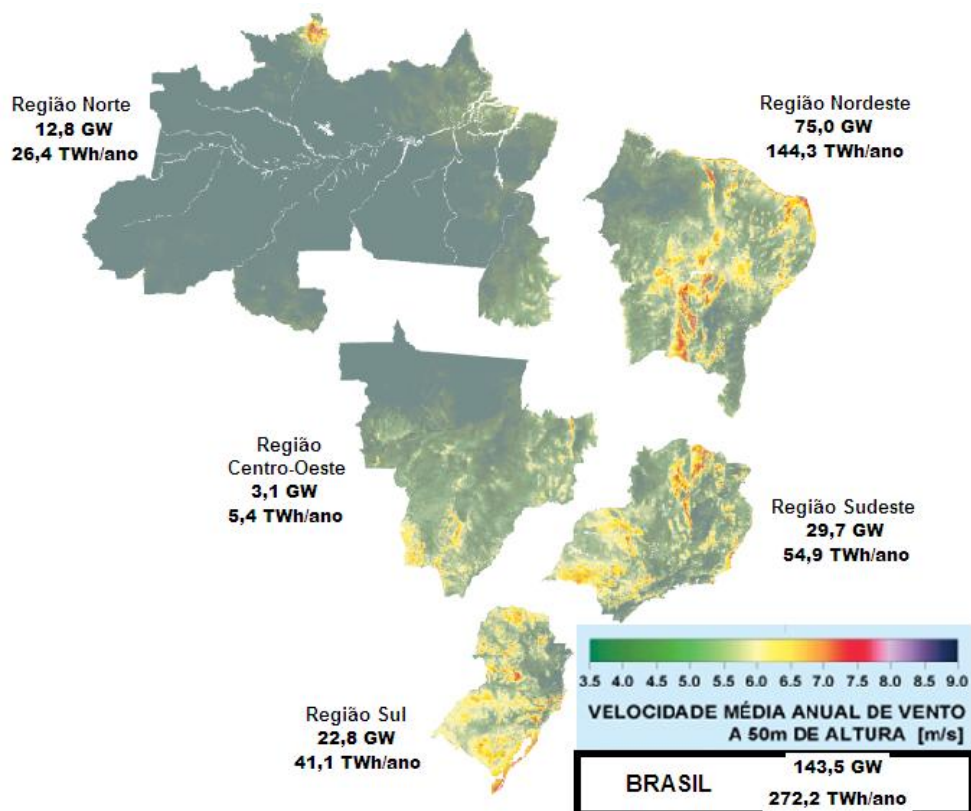


Figura 7 – Atlas Estimativo Eólico por Regiões do Brasil – Potência instalável (GW) e Energia anual capaz de ser produzida (TWh) – Fonte: Cresesb, 2001.

são apontadas as estimativas (conservadoras) da potência instalável (GW) e da energia anual capaz de ser produzida (TWh), o que permite deduzir que a Região Nordeste, destacadamente, se apresenta como a região mais favorecida.

Com base nesses parâmetros é que as turbinas são escolhidas e projetadas para extrair o máximo de suas capacidades. Nesse contexto, com relação ao vento, o rotor não deve girar demasiadamente devagar, pois se isso ocorrer, uma significativa parte do vento passará por entre as pás do rotor (causando perda de potência), e, contrariamente, se o rotor girar em excesso, as lâminas (pás) irão atuar como uma barreira em um plano ortogonal, oferecendo grande resistência à passagem do vento (com reflexo significativo no custo estrutural da torre).

Indiretamente, a produção de energia eólica em relação à produzida pelas hidrelétricas, traz em seu bojo os benefícios positivos com vistas a limitar a expansão das mesmas, tendo como consequência, elevada contribuição na preservação da biodiversidade. Se o foco do pensamento for a região amazônica, por exemplo, que detém cerca de 40% (104 GW) do potencial hidrelétrico brasileiro, o ganho será expressivo, principalmente por conta da elevada relação comparativa entre a área de reservatório necessária por MW instalado (área alagada), com aquela resultante da média nacional. Caso seja explorada a geração hidrelétrica dessa região seriam alagados 69.605 km^2 de floresta, uma área maior do que a da soma dos territórios dos Estados brasileiros do RJ, ES, AL, PB e RN (WWF-BRASIL, 2007). Qualquer que seja a fonte de informação, a divergência a esse respeito ficará limitada ao tamanho da área alagada, mas não ao fato quanto ao maior impacto provocado pela hidrelétrica no meio ambiente.

Outra vantagem da energia produzida pelo vento é o menor prazo de implantação de um parque eólico em comparação com uma usina hidrelétrica, o que favorece o fluxo de entrada de receitas pela venda da energia, além da possibilidade de aproveitamento simultâneo do solo quando este se preste para outro fim (por arrendamento de parte do terreno para agricultura ou pecuária).

Embora o custo da energia eólica no início de sua vida útil seja maior do que o de uma hidrelétrica, a sensível redução deste custo com o passar dos anos é inquestionável (inclusos os custos com manutenção), pela grande vantagem da gratuidade permanente de seu combustível (vento), até mesmo se comparado ao combustível também gratuito das hidrelétricas (água), uma vez que nenhum cuidado nos é permitido dispensar ao vento mediante ações diretas sobre este agente, sujeito que é às flutuações naturais. Segundo Silva *et al.* (2008):

In these days, the unitary cost of the wind energy is larger than the hydroelectric energy (about 50%), the ones which, however, they cause great impact in the environment. This cost can get lower if there are a good "critical mass" of investments of that type and the improvement of the designs of the structures, turning them more economical and efficient.

Resultados recentes de estudos de Willett *et al.* (2010) nos EUA, afirmam que a instalação de uma grande rede de turbinas eólicas interligadas, com 1.000 km de extensão ao longo da costa leste americana, além de facilitar um maior planejamento para distribuição da energia produzida, tornará a energia eólica muito mais confiável, pois evitará ocorrências de grandes flutuações na produção de eletricidade quando diante das mudanças climáticas incontrolláveis pelo homem. Também considera que o tamanho da rede é importante para possibilitar fuga das flutuações locais dos ventos, garantindo que em (pelo menos) algum ponto do sistema haverá ventos suficientes capazes de produzir energia através das turbinas. Desse modo, dificilmente as variações serão radicais, seja pela produção em excesso, seja pela falta muito grande de energia.

Outro fator conferidor de vantagem à energia eólica é o emprego de baixo subsídio por parte dos governos, uma vez que o interesse da iniciativa privada tornou-se crescente frente à certeza do rápido retorno do capital investido, além da fácil comercialização pela qualidade limpa. No mundo inteiro, qualquer tipo de produção de energia é subsidiado, e mesmo no caso das hidrelétricas, o subsídio acaba por ocorrer através de elevados financiamentos governamentais.

Em termos gerais, o relatório mundial de energia eólica 2009 da *World Wind Energy Association* (WWEA, 2009), informa que entre 1997 e 2009 o crescimento da potência instalada desse tipo de energia foi de 2.030,2%, com crescimento médio anual de 30%. Além disso, aponta em função das tendências de incentivos que vêm sendo adotadas por vários países e caso ocorram as melhorias continuadas e aceleradas em andamento, que a potência eólica mundial até o fim de 2020 atinja a perspectiva estimada de 1.900 GW.

Muitas outras informações relevantes constam do relatório da WWEA (2009) que aponta, por regiões, os declínios, estagnações e crescimentos das potências instaladas no mundo, como também a tendência mundial em dobrar a potência instalada a cada três anos.

Os dados também indicam os países do globo que mais instalaram usinas eólicas em 2009: a China instalou 36%, 13.000 MW da capacidade total, duplicando suas instalações pelo quarto ano consecutivo; seguida pelos EUA que construíram 25,9% e em terceiro lugar a Espanha com apenas 6,4%.

O quadro da geração mundial de capacidade eólica instalada ficou assim definido: em primeiro lugar aparecem os Estados Unidos com 22,1%, em segundo ficou a China com 16,3% do total e em terceiro a Alemanha com 16,2%.

Apesar de possuir uma capacidade instalada de 1.406 MW, muito aquém da necessária, a América Latina foi destaque pela maior alta do setor, com crescimento de 113,3% da energia eólica disponível, cuja importante expansão, após anos de estagnação, foi atribuída ao Brasil e México pelas implantações de 600 MW e 402 MW, respectivamente. O Brasil pode estabelecer-se como líder regional por ter uma indústria doméstica forte em parceria com empresas internacionais.

O mesmo relatório da WWEA (2009) registra crescimento mundial de 30,5% dos parques eólicos *offshore*, em razão da construção de 454,3 MW naquele ano, totalizando uma capacidade instalada de 1.956 MW, concentrados no Reino Unido, Dinamarca e Holanda.

Em linhas gerais, também se deduz de WWEA (2009), que todos os aerogeradores do globo em funcionamento, geram 340 TWh anualmente, equivalente à energia total anual consumida pela Itália (sétima economia do mundo) ou a 2% da energia consumida pelo planeta. Estatísticas sinalizam que a energia eólica pode garantir 10% das necessidades mundiais de eletricidade até 2020, proporcionar 1,7 milhões de novos empregos e contribuir com o meio ambiente em mais de 10 bilhões de toneladas, reduzindo significativamente a emissão global de dióxido de carbono na atmosfera.

Mundialmente, a avaliação do potencial eólico bruto realizado pela Organização Mundial de Metrologia, conforme WWEA (2009), indica que apenas 13% da superfície terrestre oferece condições em regime de velocidade de vento tecnicamente viável, o que equivale a uma capacidade de produção de energia eólica de 500.000 TWh/ano. Entretanto, devido a restrições socioambientais (regiões densamente povoadas, industrializadas e com restrições naturais, p.ex., montanhosas), estudos estimativos apontaram que apenas 53.000 TWh/ano são realmente aproveitáveis. Desse potencial eólico líquido total, a América do Norte detém 26%, a Europa Ocidental 9% e a América Latina 10%. Nesse contexto, o Brasil participa, portanto, com 272,2 TWh/ano de capacidade líquida possível para produção de energia eólica, representando um potencial instalável de 143,5 GW, conforme já exposto na Figura 7, equivalendo a 0,5% da capacidade mundial, 5,7% da América Latina e a 5,1% da Europa Ocidental.

Extrapolando os dados do relatório anual da WWEA (2009), sabe-se que o Brasil é um país para o qual o emprego deste tipo de energia se mostra bastante favorável, não só pelo seu imenso litoral, mas também pela constância dos ventos. A matriz elétrica brasileira

de centrais eólicas era de 605 MW em 2009 e em 2010 findou com 1.000 MW (1 GW) aproximadamente, pois entraram em funcionamento mais 600 MW originado do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) do Governo Federal. Uma das exigências deste programa é que as indústrias estrangeiras que se instalem no Brasil, ficam comprometidas em atingir índice de 90% de nacionalização para os equipamentos aqui produzidos. Regionalmente, os últimos governos estaduais têm se empenhado para que o Ceará se consolide como polo industrial de equipamentos eólicos. Hoje o Estado já exporta alguns componentes, como as pás para os aerogeradores.

Atualmente, o Ceará conta com um parque eólico de 17 usinas em operação, Tabela 1, tendo alcançado a liderança nacional no final de 2009 com 60% da capacidade ins-

Tabela 1 – Usinas em operação no Estado do Ceará até jul.2011.

USINA	POTÊNCIA (kW)	PROPRIETÁRIO (100%)	MUNICÍPIO
Eólica de Prainha	10.000	Wobben Wind Power Ind. Com. Ltda.	Aquiraz
Eólica de Taíba	5.000	Wobben Wind Power Ind. Com. Ltda.	São G. Amarante
Pq.Eól.de Beberibe	25.600	Eólica Beberibe S/A	Beberibe
Mucuripe	2.400	Wobben Wind Power Ind. Com. Ltda.	Fortaleza
Praia do Morgado	28.800	Central Eólica Praia do Morgado S/A	Acaraú
Volta do Rio	42.000	Central Eólica Volta do Rio S/A	Acaraú
Foz do Rio Choró	25.200	SIIF Cinco Ger. Comerc. Energ. S/A	Beberibe
Praia Formosa	104.400	Eól.Formosa Ger.Comerc.Energia S/A	Camocim
Eól.Canoa Quebrada	10.500	Rosa Ventos Ger.Comerc.Energia S/A	Aracati
Lagoa do Mato	3.230	Rosa Ventos Ger.Comerc.Energia S/A	Aracati
Eólica Icaraizinho	54.600	Eól.Icaraizinho Ger.Comerc.Energia S/A	Amontada
Eólica Paracuru	23.400	Eól. Paracuru Ger.Comerc.Energia S/A	Paracuru
Eól.Praias Parajuru	28.804	Central Eólica Praia de Parajuru S/A	Beberibe
Pq.Eólico Enacel	31.500	Bons Ventos Geradora de Energia S/A	Aracati
Canoa Quebrada	57.000	Bons Ventos Geradora de Energia S/A	Aracati
Taíba Albatroz	16.500	Bons Ventos Geradora de Energia S/A	São G. Amarante
Bons Ventos	50.000	Bons Ventos Geradora de Energia S/A	Aracati
CAPACIDADE TOTAL INSTALADA	518.934	<u>Abreviaturas aqui adotadas: Pq.(Parque); Ger.(Geração); Comerc.(Comercialização); Eól.(Eólica);</u>	

Fonte: Aneel, 2011.

talada nesse setor, com 448 MW. Até o momento (julho/2011) conta com 518,9 MW. Há expectativa que até o fim de 2012 serão construídos mais 21 parques eólicos.

Do total de usinas em operação no Estado do Ceará (37), gerando 1.212,48 MW de potência, a eólica representa 42,80%, as térmicas 56,77% e de pequena hidrelétrica somente 0,33%. A ANEEL (2011) registra que para os próximos anos está previsto um incremento de 2.839,95 MW na capacidade de geração do Estado, proveniente dos três empreendimentos atualmente em construção (um solar e duas pequenas hidrelétricas, com 1.085,27 MW), 36 novos projetos com sua outorga assinada (não especificadas, totalizando 1.034,68 MW) e a termelétrica a carvão mineral do Porto do Pecém com capacidade prevista de 720 MW com testes para o próximo mês (setembro) e início de operação até o fim de 2011 (JORNAL O POVO, 2009).

A par dessa nova fonte de energia limpa, o Operador Nacional do Sistema (ONS) de energia elétrica brasileiro, por meio da administração das redes de transmissão, vem priorizando a interligação do sistema de energia eólica na gestão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Havendo vento e as usinas gerando, mesmo que seja necessário diminuir a geração hidrelétrica, haverá atuação do SIN em regime de complementaridade no sentido de priorizar o aproveitamento da eólica. A Figura 8 mostra como é favorável essa complementaridade na Região Nordeste, pois é na baixa hídrica que ocorre a alta de ventos.

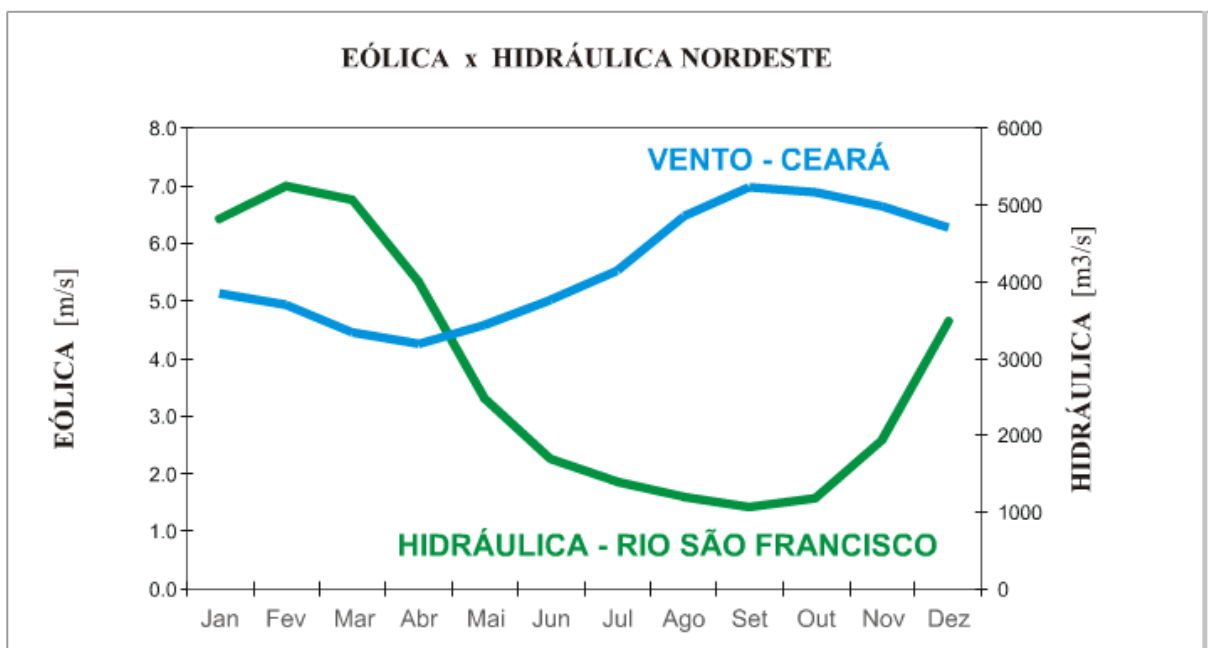


Figura 8 – Complementaridade na geração de energia elétrica na Região Nordeste, entre usinas hidrelétrica e eólica. Fonte: Cresesb / Cepel, 2001.

No Ceará, a Figura 9 vem confirmar que é justamente no período de menos chuvas, i.e, de baixo índice pluviométrico, chamado de período seco, que o vento se apresenta com maior potencial, possibilitando, assim, maior geração e melhor aproveitamento da energia produzida por esses recursos naturais e, conseqüentemente, proporcionando o acúmulo de água nos reservatórios das hidrelétricas. A mesma tendência ocorre nas demais regiões do país.

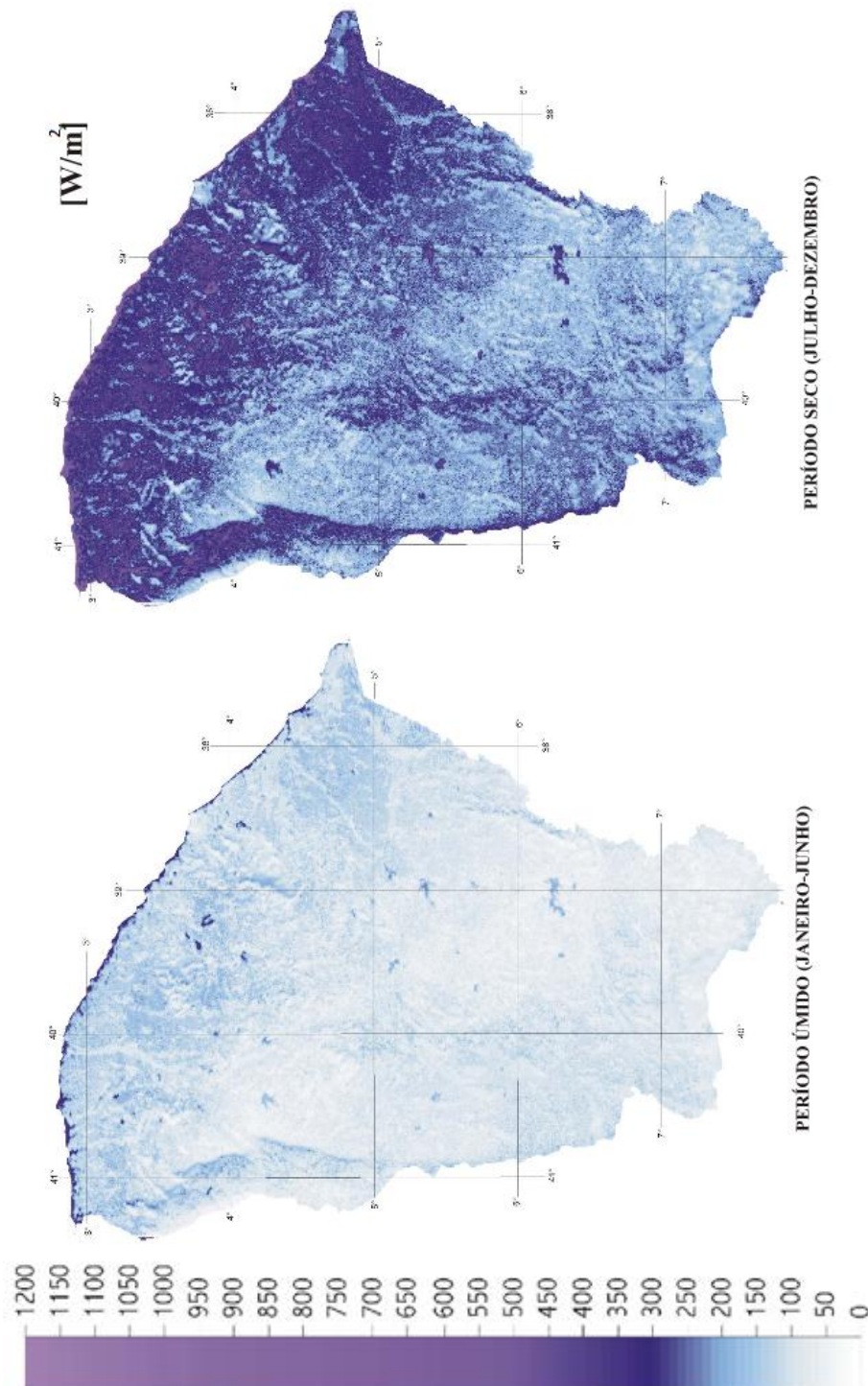


Figura 9 – Fluxo de potência eólica – Médias dos períodos úmido + seco a 50 m de altura.
Fonte: Cresesb / Cepel, 2001.

O ONS conta atualmente com um sistema que auxilia no gerenciamento do comportamento das usinas em operação, possibilitando alterações com antecedência em torno de 72 horas, quanto às variações de suas capacidades de geração. Permite também comandar despachos para atuações das usinas com 24 horas de antecedência e, admite ainda, pequenos ajustes em tempo real (ONS, 2010).

O governo brasileiro (ANEEL, 2009), com vistas a auferir contratação da energia eólica a preços mais competitivos, vem lançando leilões de energia no mercado. Em Dez/2009, foi realizado o primeiro Leilão de Energia de Reserva (contratos de compra e venda de energia que terão 20 anos de duração, com início do suprimento para 01/07/2012), licitando 339 empreendimentos habilitados, totalizando a potência de 10.005 MW, dos quais 108 projetos estão previstos para o Ceará, com potência total de 2.515 MW.

O preço estabelecido no leilão de reservas por fontes eólicas, com lance inicial de R\$ 189,00/MWh, alcançou, no final da licitação, o preço médio de apenas R\$ 148,39/MWh (deságio de 21%). Como em 2008 o valor do MWh era da ordem de R\$ 230,00, ficou demonstrado que existe expressiva tendência de baixa entre os concorrentes. Portanto, os valores médios (CCEE, 2010) do MWh estão cada vez mais competitivos e mais próximos do preço da energia elétrica gerada pelas hidrelétricas (de R\$ 100,00/MWh em 2009 e de R\$ 125,00/MWh em Ago/2010), ainda que o valor do MWh, por ser sazonal, sofra sensíveis variações no decorrer de um ano.

A CCEE (2010) promoveu em ago/2010, o segundo Leilão de Fontes Alternativas de Energias do PROINFA. O Ceará ficou com apenas quatro empreendimentos (150 MW) de um total de cinquenta leiloados (1.537 MW), tendo os preços médios do MW de eólica, pela primeira vez, ficado abaixo dos preços comercializados para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), isto é, em torno de R\$ 130,00 contra R\$ 140,00, respectivamente. Além disso, se repetiu o deságio em torno de 20%.

A confirmação de que os preços da energia eólica competirão fortemente com aqueles oriundos da energia produzida pelas hidrelétricas, vieram a se confirmar com os dois últimos leilões realizados pela CCEE, um ano após, neste mês de ago/2011 (ANEEL, 2011), pois o valor do preço médio da energia produzida pelos ventos ficou ao redor de R\$ 99,50/MWh, contra R\$ 100,40/MWh a 102,00/MWh do valor da energia gerada pelas hidrelétricas.

Ainda como incentivo ao uso de energias renováveis, decorrente da criação pela ONU do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) – regulamentação prevista no protocolo de Kyoto atestando se um projeto foi desenvolvido na modalidade sustentável – foi

criado o bônus, chamado de Certificado de Redução de Emissões (CER), representando as toneladas de carbono sequestradas ou não emitidas, que podem ser compradas em bolsa de valores pelas empresas poluidoras de países ricos ou diretamente das empresas empreendedoras. Essa modalidade de compra dá o direito de poluir aos adquirentes (países industrializados, poluidores) para que consigam cumprir suas metas de redução dos gases poluentes lançados na atmosfera, que entre 2008 e 2012 é de 5,2%, mas, em contrapartida, também incentiva as empresas empreendedoras autorizadas pela ONU, no desenvolvimento de projetos para redução de emissões de gases, além de permitir que os CER sejam utilizados nos países em desenvolvimento. Dessa forma, os países produtores de “energias verdes” podem vender seus créditos de carbono no mercado internacional de MDL.

Como desvantagens no emprego da energia eólica, os seguintes pontos costumam ser citados como causas: alteração da paisagem do local da instalação (considerada uma poluição visual), mortandade de pássaros (se as usinas forem colocadas em rotas migratórias), dificuldade de armazenamento, diferença entre a capacidade instalada e a efetivamente gerada e a emissão de nível de ruído de baixa frequência, que pode ser causadora de algum incômodo e de interferências nos sinais de transmissão de TV locais. A par disso, os dois exemplos da Figura 10 apresentam a instalação de uma turbina em rota migratória de pássaros, como também um parque que causa poluição visual (conhecido como fazenda eólica), devido não só ao agrupamento, mas também pelo uso de diferentes tipos de estruturas de torres (tronco de cone e treliçada).



Figura 10 – Desvantagens pontuais da energia eólica.
Fonte: FLICKR-by Bill Brown e Aaronmurray80, 2008.

Em relação ao nível de ruído, medições indicam que se o parque eólico for adequadamente projetado, o ruído do aerogerador se confunde com o provocado pelo próprio vento (ANEEL, fev. 2009), Figura 11.

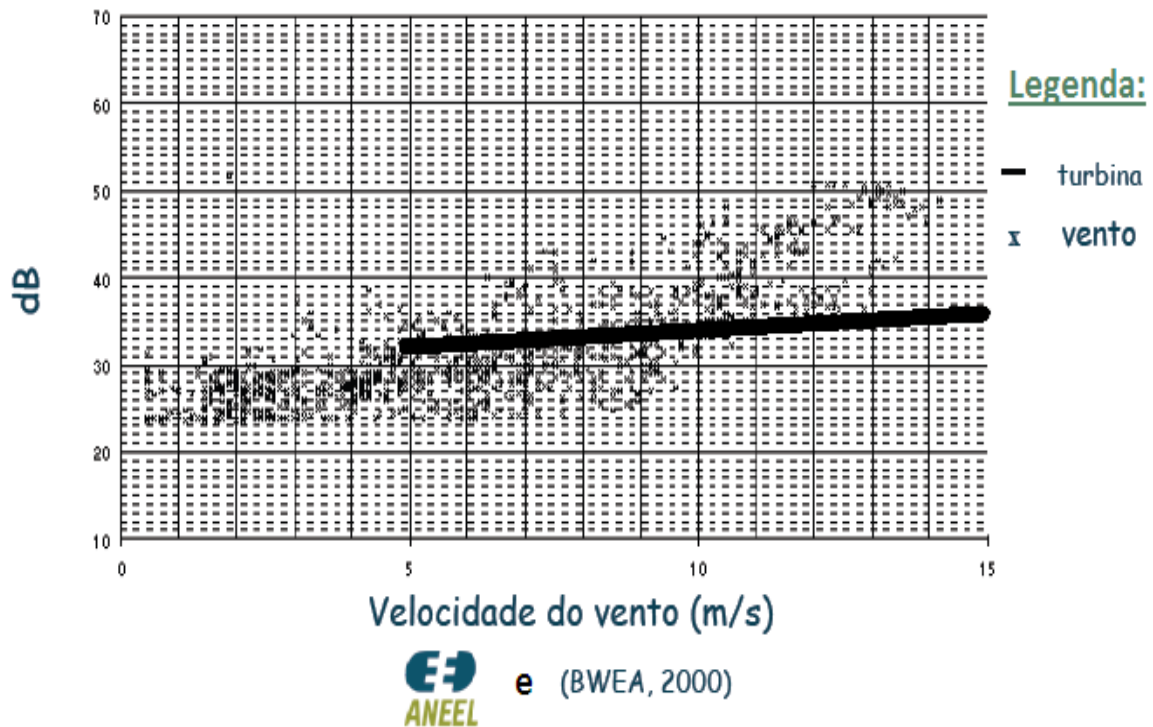


Figura 11 – Níveis de ruído emitidos pela própria turbina e pelo vento.
Fonte: Aneel, 2009.

São inevitáveis, portanto, os progressos e a procura cada vez maior pelas energias renováveis. Na área eólica não é diferente. Com o avanço tecnológico, turbinas com maior capacidade de geração de energia estão se tornando comuns, o que exige torres mais elevadas para acesso a ventos de maior velocidade, tanto no continente (*onshore*) como no mar (*offshore*), para permitir a captação da energia dos ventos e a conversão em energia elétrica de forma eficiente. Em consequência, estudos de estruturas mais esbeltas e menos agressivas à paisagem natural estão sendo demandados. Ultimamente, preferências são dadas para turbinas com capacidade igual ou superior a 1,5 MW de potência, que, em geral, requerem torres com mais de 50 m de altura e rotores com diâmetro em torno de 80 m (ANEEL, 2003). Em decorrência, é significativa a importância da torre como elemento portante do sistema, uma vez que uma falha na sua integridade pode representar a perda de todo o sistema de geração.

Para os projetos de torres têm sido empregados dois tipos de materiais. A predominância tem recaído no aço, mas o concreto tem sido utilizado nos modos armado ou protendido ou pré-moldado. A utilização na forma híbrida, fazendo uso do concreto armado

na parte inferior e do aço no restante do comprimento, também tem sido uma alternativa, principalmente quando ventos de maior velocidade são exigidos para a produção da energia eólica. As concepções dos projetos tiveram início com torres do tipo treliçadas, passaram para torres do tipo mastro com estais e evoluíram, finalmente, para as torres tubulares cilíndricas e cônicas, (BRUGHUIS, 2003).

O custo da torre é representativo e vem se mantendo em torno de 20% a 30% do empreendimento (YOSHIDA, 2006; HAU, 2006). Os procedimentos para transportar, erguer e montar uma torre vêm se tornando mais complexos e onerosos com o aumento da altura. A energia do vento captada e aquela produzida pelo rotor, também aumenta com a altura. Segundo Hau (2006), considerando as curvas crescentes do custo de construção e da energia produzida, a altura ótima corresponderia ao ponto de interseção destas curvas. Antes deste ponto, a taxa de expansão da energia produzida é maior e, depois dele, é menor que a taxa de crescimento do custo. Entretanto, enfatiza Hau (2006), não existe uma forma geral aplicável para a especificação deste ponto.

Hau (2006) resume o objetivo do projeto de uma torre, como a busca da altura desejada com a rigidez necessária e ao menor custo possível. Coloca, assim, a rigidez da torre depois da altura, como o parâmetro mais importante no projeto da estrutura. Lembra, ainda, da tarefa fundamental de projeto, relativa à fixação da primeira frequência natural de flexão em relação à frequência dominante de excitação, com vistas ao afastamento da faixa que pode causar ressonância.

Devido à incessante fabricação de turbinas com maior capacidade de geração de energia, torres mais elevadas estão sendo requeridas, tornando os projetos mais complexos em termos de carregamento, análise estrutural, verificação e responsabilidade pela integridade e funcionamento do sistema sem interrupções. Além disso, o aumento da altura torna a estrutura esbelta, impondo-se a necessidade de conhecer seu real caminho de equilíbrio. O deslocamento no topo pode ser avaliado tanto pela análise linear, como pela não linear. A segunda permite conhecer a possibilidade de passagens por pontos limites. Uma filosofia de projeto mais flexível, por óbvio, também requer o mesmo procedimento de análise.

Outro grande incentivo para se buscar soluções inovadoras para o projeto da torre, Hau (2006), advém da limitação de transporte. Torres com mais de 100 m e massa de centenas de toneladas no topo, requerem, na base, diâmetros de mais de 5m.

A forma convencional de dimensionar projetos de torres para turbinas eólicas é bastante onerosa e dificilmente alcança um resultado próximo do mais econômico, dadas as diferentes combinações possíveis envolvendo as variáveis nas diversas etapas do processo. O

processo de projeto tradicional, por meio de tentativa e erro, produz, em geral, soluções que são ditas satisfatórias (ARORA, 2004). Vale destacar que a experiência adquirida ao longo dos anos, apoiada em pesquisas desenvolvidas tanto nas universidades como nas indústrias, têm gerado projetos eficientes e constante busca da redução do custo, embora, como segredo industrial, muitos dos resultados fiquem restritos aos fabricantes.

Alternativamente, no processo de projeto via otimização busca-se de forma sistemática uma solução ou soluções ótimas, segundo medidas de desempenho fornecidas. A otimização possibilita a determinação de soluções melhores e mais eficientes que o processo tradicional, gerando soluções não visualizadas pela intuição ou pelo direcionamento da experiência do engenheiro, possibilitando espaço para a criatividade e inovação.

Trabalhos têm sido realizados sobre a otimização de torres: Negm e Maalawi (2000) levaram em consideração a análise de flexo-torção e contribuições aerodinâmicas e de amortecimento nos vetores de carga; Yoshida (2006) levou em conta a possibilidade dos efeitos provocados por fadiga baseados na norma alemã, considerando como variáveis de projeto as posições dos flanges e as aberturas para iluminação natural e se baseou em várias outras normas, a exemplo da IEC e do EUROCODE (europeias) e da BSL (japonesa), tendo incluído no modelo considerações aeroelásticas de simulação de vento e sismo; e Uys *et al.* (2007) adotaram modelo provido com anéis de reforços rígidos internos para combate à flexão de cargas dinâmicas devido ao vento, observando as prescrições do Eurocode 1, além de verificação à fadiga para a primeira frequência natural da torre. Considerou ainda os custos de material, de mão de obra e de pintura inclusos na função objetivo.

Infelizmente, a maioria dos trabalhos não revela todas as suas formulações ou, quando divulgados pelos próprios fabricantes de turbinas, procuram mantê-los com reservas. No Brasil só localizamos o trabalho de Silva *et al.* (2008), cujo estudo é voltado para uma torre de concreto armado.

Finalmente, na medida em que o PROINFA exige 90% de nacionalização dos equipamentos instalados no país, maior razão existe para que as torres sejam igualmente aqui produzidas, requerendo, todavia, conhecimentos científicos e tecnológicos, de forma a poder propiciar menor custo da energia elétrica a ser gerada.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal a apresentação de um modelo mais refinado para otimização de torres de aço tubulares, destinadas a turbinas eólicas compostas de segmentos em troncos de cone, como forma de permitir avaliação mais realista desse tipo de projeto.

Compõem o portfólio de interesse os seguintes objetivos específicos:

- a) aprofundar o estudo sobre o tema no Brasil;
- b) avaliar o efeito da inclusão da restrição de frequência natural fundamental da torre, no modelo;
- c) avaliar a influência estrutural da força produzida pelo vento sobre as pás do rotor;
- d) avaliar as soluções a serem obtidas com utilização de um novo AG;
- e) verificar o efeito das soluções com base no uso das normas brasileiras (ABNT);
- f) avaliar o efeito dos comportamentos entre as soluções obtidas com as variáveis discreta (AG) e contínua (*Sequential Quadratic Programming – SQP*);
- g) avaliar o efeito da não linearidade geométrica no deslocamento do topo da torre e na solução ótima.

Em relação ao modelo da formulação do trabalho de Feijó (2010), o problema de otimização aqui proposto consiste no refinamento daquele, com os seguintes incrementos:

- a) análise de vibração livre para a incorporação de restrição na primeira frequência natural no modelo de otimização, a fim de afastá-la de uma frequência de referência limite que é associada à frequência de excitação do rotor, evitando, assim, problema de ressonância;
- b) solução do problema utilizando outro Algoritmo Genético, ao invés do AG intrínseco do MATLAB (ALGA);
- c) utilização do AG, exclusivamente com variáveis discretas para obtenção do projeto ótimo, em comparação com a otimização via SQP (que trabalha com as derivadas das funções envolvidas), mesmo sabendo da dificuldade para otimizar devido às descontinuidades existentes em algumas restrições;
- d) modelagem da ação do vento considerando seu efeito sobre as pás, além do vento sobre a torre, condição que impõe incidências adicionais à estrutura, aplicadas no topo da torre (uma força horizontal e um momento concentrado).

1.3 Estrutura do Trabalho

Este estudo encontra-se dividido em nove capítulos. Neste Capítulo é feita uma introdução sobre o surgimento do interesse pelas energias renováveis; seus tipos; a importância da energia eólica; sua utilização no mundo, no Brasil e no Estado do Ceará; sua quantificação e razões para aproveitamento; fatores que a influenciam; seu potencial; vantagens; desvantagens; razões que justificam o emprego da otimização nos projetos de torres tubulares de aço e os objetivos desse trabalho.

Assuntos referentes à revisão bibliográfica de análise e verificação de projeto e de modelos de otimização estrutural de torres de aço (para turbinas eólicas) são tratados no Capítulo 2. No Capítulo 3 são apresentadas as turbinas eólicas classificando os tipos de aerogeradores e de torres, comentários e definições correlatas principais. O Capítulo 4 é dedicado às análises e verificações propriamente ditas, iniciando com as ações atuantes sobre a torre e o rotor, as análises não linear e de vibração livre, fechando, com as verificações envolvidas no estudo do modelo adotado.

A abordagem da otimização ocupa os dois capítulos seguintes. O Capítulo 5 trata da otimização estrutural comparando as vantagens entre os projetos convencional e otimizado e apresenta a formulação matemática do problema de otimização de projeto, enquanto que o Capítulo 6 apresenta o modelo de otimização proposto, sequenciando com a função objetivo, as variáveis de projeto e restrições.

O Algoritmo Genético é tratado no Capítulo 7 e também discorre sobre a implementação que foi procedida. No Capítulo 8 são explicitadas todas as aplicações realizadas neste trabalho, tanto para os modelos de configuração cilíndrica, como os de troncos de cone, onde são apreciados e comentados os resultados obtidos para torres de alturas diferentes. O trabalho objeto desta pesquisa é encerrado com as conclusões no Capítulo 9, além da apresentação das sugestões suplementares para continuidade de desenvolvimentos de futuros estudos. Inclui como fechamento as referências bibliográficas (Capítulo 10) e o Anexo-A, onde são resumidos através de um fluxograma, os diversos tipos de métodos de programação matemática linear e não linear, a fim de identificar aqueles que foram citados nos artigos da literatura científica das pesquisas efetuadas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre análise e otimização de torres de turbinas eólicas.

2.1 Análise de Torres

Os principais objetivos do projeto estrutural são a garantia de segurança dos elementos essenciais, visando evitar o colapso da estrutura, manter seu bom desempenho e eliminar a possibilidade de grandes deslocamentos, vibrações e danos localizados. Vários aspectos do projeto (análise e verificação) de torres para turbinas eólicas que têm sido discutidos na literatura são apresentados neste tópico.

Brughuis (2003) analisou soluções para diversos tipos e finalidades de torres de turbinas eólicas, chamando atenção para aspectos relevantes dos projetos dessas torres, em especial quanto aos desenvolvimentos e inovações das turbinas eólicas nas duas últimas décadas e pelo crescimento contínuo do tamanho das mesmas. Lembrou que para aplicações das eólicas na costa litorânea (estruturas *onshore*) há que se ter a preocupação com as lâminas (pás) e com as seções transversais das torres em termos de transporte, pois a inobservância desse requisito pode acarretar sérios problemas. Frisou que a necessidade de transporte terrestre limita o diâmetro da seção transversal a 4,3 m e, também, o peso do segmento transportado. Particularizou que para uma espessura de chapa de aço de 50 mm, o comprimento do segmento fica limitado ao redor de 11 m, considerando que o peso máximo atingirá valor ao redor de 600 kN.

A resposta dinâmica da torre é outro fator importante. Brughuis (2003), cita que para um caso estudado de turbina, com frequência de rotação do rotor maior que 15 rpm ($0,25 \text{ Hz}$), com diâmetro do rotor de aproximadamente 100 m, a torre não costuma ser suficientemente rígida a ponto de apresentar uma frequência natural superior a $1P$ (isto é, a frequência da estrutura não seria maior do que $0,25 \text{ Hz}$, velocidade de rotação do rotor equivalente a 15 rpm). Esclarece que na adoção de projeto com concepção flexível-rígida, a velocidade de excitação do rotor não deve superar $16 \text{ a } 17 \text{ rpm}$. Afirma que para uma torre estudada de 100 m, considerando massa instalada no topo de 130 t e seção transversal inferior a 4,3 m, a frequência natural é em torno de 0,3 Hz. Já para os casos de turbinas com diâmetro de rotor instalado em torre com altura acima de 100 m, projeto flexível, foi verificado que as tensões passam a ser determinantes (critério de resistência).

Brughuis (2003) informou que as empresas holandesas Hurks Beton e Mecal patentaram um projeto de torre híbrida para os casos de projetos em que o diâmetro da torre é maior do que o tamanho transportável de 4,3m, substituindo os segmentos de aço por elementos pré-fabricados de concreto, dimensionados de modo a permitir transporte por caminhões comuns. Apresenta como vantagem a possibilidade de montar uma torre com altura a partir de 100 m no prazo de uma semana, considerando que a construção é realizada através de segmentos, e, além disso, permite que a instalação se dê para uma larga faixa de tamanhos de turbinas versus alturas de rotor, tendência atual do mercado.

Brughuis (2003) comentou que os principais fabricantes estavam desenvolvendo novas turbinas na faixa superior a 2 MW para alturas de instalação do rotor acima de 90 m. A GE anunciou o desenvolvimento de uma nova série, e como exemplo cita a IEC III com altura para rotor entre 100 m e 120 m. Lembra que naquele ano a maior turbina existente era a E112 da Enercon, responsável pela instalação de um protótipo de construção de torre em concreto moldado no local, com o rotor a uma altura de 120 m, na cidade de Magdeburg, Alemanha. Esclarece que maior turbina eólica implica em aumento do tamanho e peso da torre, bem como no incremento das ações (cargas) sobre a mesma, acarretando na exigência de construções de torres mais resistentes e rígidas. Enfatizou que para torres com alturas a partir de 100 m, mesmo para turbinas com capacidade no intervalo entre 1 MW até 2,5 MW, as mesmas exigências são impostas.

As torres estaiadas, segundo Brughuis (2003), são viáveis tecnicamente para grandes turbinas (mais de 3 MW), com alturas de rotor superior a 100 m e, graças aos estais, é possível se ter torres com diâmetros de 4,3 m e espessuras de parede de 40 mm. Para uma torre de 100 m, com quatro cabos dispostos a 45° e fixados a 45 m de altura, os cabos deverão ter diâmetros de 100 mm. Entretanto, a avaliação dos cabos quanto à fadiga é incerta pela indisponibilidade de dados de ensaio, e os custos dos próprios cabos e da fundação são elevados.

Brughuis (2003) destacou que as torres do tipo treliça, com perfis de aço, têm sido pouco empregadas, devido, principalmente, a agressão à estética da paisagem local e manutenção dificultada nas condições de tempo adversas. Além disso, o comportamento dinâmico da torre pode sofrer muitos problemas em virtude do grande número de barras (perfis metálicos) que a compõe, gerando muitas frequências naturais para a estrutura. Apesar disso, os custos de construção são baixos e sua técnica de execução é muito bem conhecida.

Brughuis (2003) chama atenção para o fato de que as torres de concreto passaram a ser cada vez mais construídas para os casos de turbinas de maior capacidade, como pode ser

constatado no caso do protótipo da GE na Espanha, com turbina de 3,6 MW. Geralmente são torres híbridas, adotando-se a parte inferior em concreto e a parte superior em aço, pois isso confere maior rigidez ao conjunto e melhor desempenho quanto à frequência natural da estrutura. Se, no entanto, a opção construtiva for pelo uso do concreto moldado “*in loco*”, ter-se-á como desvantagem o tempo de execução de seis semanas. Como vantagem, aponta as pequenas amplitudes dos primeiros modos de vibração, fundamentalmente devido aos efeitos de amortecimento e da alta rigidez do concreto, e conclui que o ruído decorrente da vibração também se apresenta com redução significativa, principalmente se a parte superior da torre for igualmente fabricada em concreto.

Brughuis (2003), expôs ainda sobre a torre híbrida de concreto e aço, patenteada pela Mecal e Hurks, que a utilização de elemento pré-fabricado para a parte em concreto, o tempo de execução foi abreviado para apenas dois a três dias. As dimensões típicas adotadas foram: elementos com comprimento de 10 a 15 m para serem transportados por caminhões comuns, diâmetro de 3 a 4 m, e espessura entre 250 e 350 mm. Se tomarmos como exemplo o projeto de uma torre híbrida com 100 m de altura para uma turbina multi-MW, a parte em concreto ficará constituída de 20 elementos pré-fabricados, requerendo anéis para unir os elementos mutuamente conectados com parafusos. Cabos de aço desde a fundação até o topo, protegidos contra a corrosão, foram utilizados pelo interior da torre como protensão da parte em concreto, mas posicionados externamente à seção transversal da parede (não embutidos). Toda a torre pode ser instalada dentro de uma semana e a turbina pode ser montada imediatamente após.

Na conclusão de seus estudos, Brughuis (2003) assim resumiu: nas torres de aço, a tensão última é determinada pela tensão de escoamento dos parafusos e pela flambagem local da parede do tubo; deve-se verificar a resistência da conexão aparafusada e as soldas quanto à fadiga, uma vez que a fadiga e a resistência última são determinantes na conexão do flange. Finalizando, Brughuis (2003) apresentou o resultado de um de seus projetos quanto ao deslocamento no topo da torre, com altura de 100 m de comprimento, analisada pelo programa ANSYS, cujo valor resultou na deflexão (*DMX*) de 0,215036 m.

Lavassas *et al.* (2003) trataram do projeto de um protótipo de torre de aço destinado a suportar aerogerador de 1 MW, composta de segmentos em configuração tubular tronco de cone, seção transversal circular, diâmetro e espessura de parede variáveis, aberturas distribuídas ao longo da altura e fundação circular de concreto. A torre tem altura de 44,075 m, seção transversal na base com diâmetro externo de 3,3 m e 2,10 m no topo. Na base, a espessura da parede é de 18 mm e no topo 10 mm, com variação ao longo da altura da torre.

Para fins de transporte, a torre foi dividida em duas partes e projetada com conexões aparafusadas internamente, com duplo flange, a fim de permitir fácil manutenção. No topo da estrutura, a nacele é fixada com um rotor de três pás. As lâminas são fabricadas com material poliéster, reforçado com fibras de vidro e fixadas nos suportes dotados com controle de passo, para permitir giro de até 90°. Dessa forma, ao facilitar a mudança de direção das lâminas, atende aos propósitos de desligamento da turbina quando estas trabalharem nas condições de vento extremo, seja para permitir ajustes finos da potência máxima, seja para reduzir as cargas no rotor e, objetivando uma transferência ótima 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 fim de contrabalançar o efeito da concentração local de tensões, Lavassas *et al.* (2003) adotaram cantos totalmente arredondados para as aberturas, além de reforçá-las com uma estrutura vertical extra. A escada interna é de alumínio, interrompida a cada 6,05 m por plataformas de painéis de madeira, aparafusadas a cada dois anéis de reforços.

Lavassas *et al.* (2003) utilizaram para o projeto as normas Eurocode e consideraram cargas de gravidade, sismos e vento. Em relação à carga sísmica, a análise dinâmica da torre foi baseada na norma de sismo Grega (EAK-2000). Foram criteriosos com relação às chapas utilizadas na confecção das paredes da casca, exigindo aquelas com características de excelência para os requisitos de tolerâncias admissíveis, em razão do papel crítico que a flambagem local desempenha na determinação da espessura da parede da torre. E, a fim de atender as exigências contra a fadiga, todas as soldas utilizadas (nas junções das extremidades) são de alta qualidade e projetadas para completo preenchimento dos espaços.

Na análise, Lavassas *et al.* (2003) utilizaram o Método de Elementos Finitos (MEF) considerando as alternativas como material elástico linear ou não linear (com simplificações não detalhadas), utilizando-se dos programas computacionais *Strand7* e *STATIK-3*, respectivamente, com avaliações dos efeitos da interação solo-estrutura quanto aos comportamentos estático e dinâmico da torre.

Lavassas *et al.* (2003) avaliaram um primeiro modelo da torre considerando-a engastada na base, fazendo uso de análise linear estática com 5.208 elementos de casca (4 nós). Num segundo modelo consideraram a torre e a fundação, esta com 3.720 elementos de volumes hexaédrico e tetraédrico, apoiados elasticamente no solo por elementos de contato unilateral, requerendo (por este motivo) tratamento numérico com aplicação de algoritmos não lineares.

Para a análise de flambagem, Lavassas *et al.* (2003) se basearam na norma Eurocode 3 (2002), ocorrendo o mesmo em relação à fadiga nas conexões, por serem estas as partes da torre mais suscetíveis a ela. E, para análise sísmica da estrutura, consideraram as tensões sísmicas máximas em torno de 60% menores. O projeto contra vibrações sísmicas foi avaliado por análise linear multimodal aplicada apropriadamente ao projeto, mas negligenciou, no solo, o impacto da excitação à torção.

Finalizando, Lavassas *et al.* (2003) investigaram ambos os modelos nas condições de não linearidade geométrica com vistas a avaliar os efeitos de segunda ordem, entretanto, devido à adequada rigidez da casca e rigidez do solo rochoso de apoio, ficou demonstrada participação de apenas 2% da não linearidade supracitada no estado de tensão global, não afetando as diversas respostas estruturais.

2.2 Histórico de Modelos de Otimização

Inicialmente, buscou-se na literatura mundial trabalhos relacionados com o tema otimização de torres de aço destinadas aos aerogeradores. Infelizmente, não foram identificados trabalhos nacionais, exceto o de Feijó (2010).

Negm e Maalawi (2000) apresentaram modelos de otimização do projeto estrutural de uma torre tubular de aço com segmentos cilíndricos para turbina eólica, com 30 m de altura, rotor com duas lâminas (de raio igual a 19,05 m), distintos pela função objetivo, empregos de comprimentos de segmentos diferentes, propriedades uniformes para a seção transversal circular de parede fina, material elástico linear, isotrópico e homogêneo. Impuseram como limite na massa o valor correspondente de uma torre originalmente construída com perfis de aço do tipo treliça, sobre 4 (quatro) apoios.

Negm e Maalawi (2000) testaram a minimização da massa, a maximização da rigidez, a maximização da relação “rigidez/massa” e finalmente a minimização dos efeitos de vibração. As variáveis de projeto eram a “área da seção transversal”, o “raio de giração” e o “comprimento de cada segmento” da torre. Levaram em consideração restrições comportamentais relativas à resistência, deflexão máxima no topo, ressonância e limitação da massa estrutural; limites laterais relacionados com o diâmetro e a espessura da parede de cada segmento; e a flambagem local foi tratada impondo unicamente limites inferiores às espessuras das paredes.

O modelo de viga delgada, engastada na base, admitidas as hipóteses de *Euler-Bernoulli*, foi usado para análise das deflexões no topo da torre, desprezando-se os efeitos secundários das deformações axiais e de cisalhamento, e também da inércia à rotação. Na

análise de vibração livre consideraram somente os graus de liberdade restritos à flexão normal ao plano do rotor, a qual deverá ser satisfeita para qualquer segmento da torre com solução exata (Método de *Frobenius*). O conjunto nacela/rotor foi modelado como uma massa rígida fixada no topo da torre, não sujeito à rotação. As massas não estruturais foram adicionadas à massa estrutural da torre como uma fração distribuída ao longo da mesma.

Negm e Maalawi (2000) analisaram o movimento de flexão da torre como um modelo estrutural considerando tanto a torre isoladamente, como também pelo conjunto torre/rotor. Adotaram análise à flexão e flexão-torção. Os vetores de carga distribuída ao longo da altura da torre incluíram contribuições de aerodinâmica, inércia, gravidade e de amortecimento. O deslocamento à flexão e a análise de vibração natural foram avaliadas a partir da solução exata das equações diferenciais correspondentes. Deduziram soluções exatas para os casos de torres prismáticas com segmentos uniformes, e não uniformes, para as frequências naturais e seus modos de vibração. As forças e momentos internos puderam ser determinados para qualquer seção “x” ao longo da altura da torre, mediante aplicações de integrações das equações de equilíbrio do movimento, e, conseqüentemente, obtiveram os resultados das tensões (axial, flexão, torção e de cisalhamento) para qualquer ponto dentro da estrutura.

Negm e Maalawi (2000), após a análise das funções objetivo, primeiro sob a condição conjunta “torre/rotor”, e posteriormente na situação da torre isoladamente, observaram que todos os resultados produziram substancial melhoria quando comparados com o projeto de referência. Para a pesquisa unidimensional fizeram uso da técnica da “função penalidade interior” (solução ótima restrita). Quando a pesquisa foi multidimensional fizeram utilização da técnica de *Powell*. Concluíram que a estratégia de otimização mais significativa e promissora foi a da maximização direta da soma ponderada das frequências naturais do sistema, apesar da existência de funções implícitas nas variáveis de projeto. Os resultados apresentaram comportamento monotônico e bem definido em todos os lugares no espaço de projeto, assegurando melhoria mais equilibrada nos parâmetros massa e rigidez. Também foram relevantes as adoções de adequadas adimensionalidades para os vários parâmetros.

Yoshida (2006) apresenta trabalho de otimização de uma torre composta de segmentos de tronco de cone para turbina eólica, utilizando algoritmo genético (AG). O objetivo é minimizar a massa da torre. Alerta para as dificuldades que cercam um problema de otimização, em geral motivadas pelas escolhas dos parâmetros de projeto e suas interações,

e chamou atenção para o fato de que a estrutura de um projeto de torre representa de 20% a 30% do custo de um aerogerador, o que justifica sua preocupação com o tema.

Yoshida (2006) considerou as seguintes restrições, cada uma com penalidade específica na montagem da função aptidão: *P1*, referidas a fatores para margens de segurança à flambagem (compressão e cisalhamento); *P2*, para evitar danos por fadiga baseadas na norma GL (alemã); *P3*, para verificar a frequência natural correspondente ao primeiro modo de vibração (flexão); *P4*, referentes a diâmetros representativos da torre; *P5*, para considerar desvios de espessuras das paredes dos segmentos contíguos, exceto para as seções do flange. Como variáveis de projeto foram adotados os diâmetros inferiores e os superiores de cada segmento, considerando-os contínuos (quando valores reais são assumidos); a espessura da parede na condição de variável discreta (para admitir somente bitolas comerciais); e as posições dos flanges e também das aberturas para entrada de iluminação natural.

Yoshida (2006), admitiu que a estrutura é fabricada com material elástico linear, isotrópico e homogêneo (aço), seção transversal de parede fina (relação raio/espessura maior ou igual a 20), com espessura podendo variar no intervalo de 12 mm a 33 mm. O projetista levou em consideração as características aeroelásticas e as imposições de projetos baseadas nas normas alemãs GL (2003) e DIN (1991). A estabilidade foi verificada pelas cargas críticas à flambagem (compressão e cisalhamento) pelas normas GL(2003) e DIN18800-4(1990), e a fadiga segundo a GL(2003). Para as cargas atuantes lançou-se mão de parâmetros predefinidos com base nas normas IEC (2005) europeia, BSL (2000) japonesa, DIN (1991) alemã e Eurocode (1992) europeia. No modelo do estudo adotou o conjunto nacele/rotor (turbina eólica Fuji-Heavy – SUBARU80/2.0 MW) como uma massa rígida fixada no topo (sem rotação), na altura de 57 m. Utilizou cargas limites devido à tempestade como carregamento, em obediência às normas IEC/GL (2005/2003), considerando o modelo aeroelástico de simulação de vento. Além disso, Yoshida (2006) explorou o desenvolvimento de seu trabalho obedecendo a norma BSL (2000) para a situação sujeita a sismo. A análise foi conduzida através das frequências de vibração considerando os modos à flexão (do primeiro ao terceiro) com base no Método de *Rayleigh-Ritz*.

O problema de otimização não linear formulado, segundo Yoshida (2006), foi resolvido usando um algoritmo genético (AG). Nele foram investigados os comportamentos das soluções através de testes das sensibilidades das respostas de seis situações de projeto (casos denominados de Torre-B até Torre-G), além da Torre-A, tomada como referência para as demais. Para tanto, considerou alterações na classe do vento, nos diâmetros, na existência

ou inexistência de aberturas para iluminação, nos valores de amortecimentos, nas espessuras e utilizações de duas alternativas de turbinas com capacidades diferentes.

Uys *et al.* (2007), conceberam uma torre na forma de casca, dotada de anéis rígidos, soldados e levemente cônicos, atendendo os requisitos de estruturas esbeltas e carregadas predominantemente à flexão devido às cargas dinâmicas. A altura total da torre é de 45 m de comprimento, com três módulos de segmentos de 15 m cada. Por sua vez cada segmento é composto de três elementos de casca com altura de 3 m, os quais serão soldados entre si, consecutivamente. No topo da torre foi prevista a instalação de uma turbina eólica de 1 MW, associando-a como peso da nacela. Para evitar ovalização da casca previram um mínimo de 5 (cinco) e um máximo de 15 (quinze) anéis de reforços. Para o cálculo da carga de vento observou-se os ditames da norma Eurocode 1 – Parte 2-4 (das ilhas da Grécia), resultando em uma carga de vento uniformemente distribuída para os segmentos de casca. Além disso, levaram em consideração a deformação inicial radial da casca, como decorrência do encurtamento gerado pelas aplicações das soldas circunferenciais.

Uys *et al.* (2007) apresentam como proposta de trabalho, a minimização do custo de uma torre de aço de turbina eólica. O problema de otimização foi tratado por um método de busca direta, a partir do qual se minimiza a função objetivo procurando a espessura (média) ótima da casca, as quantidades de reforços necessários e suas dimensões (variáveis de projeto). Posteriormente, o tratamento foi complementado com uma discretização para avaliar os perfis disponíveis com pesquisa próxima das dimensões viáveis, isto é, na vizinhança da continuidade mínima já obtida. A ação devida ao momento de flexão foi adotada atuando no meio de cada segmento. Para as espessuras e diâmetros foram considerados valores médios por segmento da torre. Os diâmetros extremos da base (3,30 m) e do topo (2,10 m) da torre foram fixados previamente, mantendo-se variação linear entre eles.

Para as restrições foram observados, segundo Uys. *et al.* (2007), os requisitos de flambagem local com emprego de diferentes distâncias entre os anéis de reforços, bem assim verificação à fadiga para a primeira frequência natural da torre, limitada por valor suficientemente distante do valor da frequência de excitação do rotor, a fim de não gerar perigo de ressonância.

Uys *et al.* (2007) destacaram que a função objetivo levou em conta os custos de material, de calandragem (fabricação), dos elementos internos de composição para manter a formação cilíndrica (anéis de reforços), dos cortes dos anéis rígidos e das chapas planas, assim como das montagens e soldagens dos segmentos entre si e da pintura final. Até mesmo o tempo necessário para curvar a chapa e formar o elemento de casca (com 3 m de largura) foi

levado em consideração. Para as diversas composições do custo total lançou-se mão de alguns insumos padronizados, tais como: fator custo do material (\$/Kg); fator custo de mão de obra (\$/min) e fator custo de pintura (\$/mm²).

Sobre os resultados, Uys *et al.* (2007) concluíram que:

- a) o aumento de custos ocorre com o aumento do número de anéis de reforços, daí porque um número mínimo de reforços deve ser utilizado, embora essa diferença não seja representativa;
- b) para o segmento de topo, a diferença de custos acima é mais significativa;
- c) a primeira frequência natural da estrutura analisada é de 0,53 Hz;
- d) ao se utilizar de um modelo de Elementos Finitos simples, vinculando a torre às condições de diâmetro da base com 3,3m, diâmetro no topo com 2,1m, massa da turbina de 30 t fixada no topo, e considerando para todos os segmentos de casca seus diâmetros médios, o valor da primeira frequência natural da estrutura otimizada aumenta para 0,60 Hz (se desprovida de anéis de reforços). Se, entretanto, forem adicionados 5 (cinco) reforços por segmento, o valor da frequência sobe um pouco mais, passando para 0,63 Hz;
- e) nas mesmas condições da alínea “d” foram obtidos para as segundas frequências naturais valores correspondentes a 4,00 Hz (sem reforços) e 6,00 Hz (com reforços);
- f) os cálculos de fadiga para o filete de junta soldada da base e dos diafragmas intermediários foram realizados usando dados do espectro de vento, conforme Lavassas *et al.* (2003);
- g) como a espessura da casca não depende do número de anéis de reforços, a espessura ótima da casca e a espessura do anel de enrijecimento podem ser calculadas para diferentes quantidades de reforços. Os resultados indicaram que a solução de custo mínimo corresponde ao número mínimo de anéis rígidos;
- h) o algoritmo deveria ser estendido para verificar a observância dos requisitos de fadiga para as juntas soldadas da base e dos diafragmas intermediários das cascas.

Feijó (2010) apresentou formulações para a otimização de duas torres de aço para aerogeradores. Previu a costa cearense como local de suas implantações. No primeiro modelo, considerou uma torre prismática de aço com seção tubular circular, 45 m de altura, modelada como viga, engastada na base, livre no topo e solução analítica pela “Resistência dos Materiais”. Quando da aplicação, a resposta baseou-se no MEF. No segundo modelo, a torre tubular de aço recebeu configuração e composição de segmentos em tronco de cone, com

alturas de 45 m e 60 m, análise pelo MEF e discretizado com elementos de pórtico plano para obtenções dos esforços internos e deslocamento no topo. Testou duas torres com alturas de 45 m e uma terceira com 60 m de altura.

Feijó (2010) adotou o peso da torre como função objetivo em ambos os modelos, visando à obtenção do custo mínimo para as estruturas. Levou em conta que seu principal componente é o aço (ASTM A36). Como variáveis de projeto foram utilizadas para o primeiro modelo: o diâmetro médio da seção transversal e as espessuras das chapas para cada segmento da torre, ambas admitidas como variáveis contínuas. Para tanto, considerou a espessura das chapas, a princípio, uma variável discreta, adotando um artifício de tabela de correspondência por ele proposta (“posição” x “espessura comercial”), pois as espessuras dependem de suas disponibilidades comerciais. Para o segundo modelo as variáveis consideradas foram: os diâmetros médios das seções transversais extremas de cada segmento de tronco de cone (tratadas como variáveis contínuas), considerando-as iguais nas mudanças de segmentos (para evitar descontinuidades) e as respectivas espessuras de cada segmento (agora, consideradas como variáveis discretas).

Os modelos de otimização propostos por Feijó (2010), em comum, basearam-se nos critérios da norma brasileira NBR 8800 (2008), levando em consideração os estados limites últimos (ELU) por meio de verificações dos critérios de resistência de barras submetidas à combinação de esforços solicitantes (momentos fletores, força axial e forças cortantes), verificação de flambagem elástica (global) pela força axial resistente de cálculo e verificação de flambagem local. Ditas verificações foram incorporadas como restrições nos modelos, acrescidas de restrição relativa ao deslocamento máximo no topo (estado limite de serviço - ELS). As variáveis de projeto ficaram sujeitas a limites superiores e inferiores, aí incluídas as limitações de transporte.

Quanto ao carregamento do vento, a base foi a NBR 6123 (1988), e, por questões de facilidade de fabricação, montagem e transporte, os dois modelos de torre foram previstos divididos em segmentos de mesmo comprimento. Os carregamentos no topo da torre tiveram diferentes massas atribuídas às naceles e os deslocamentos limites receberam o valor $L/400$, admitido pela NBR 8800 (2008).

Para o modelo de torre de aço tubular prismático fundamentado na Resistência dos Materiais, o deslocamento horizontal máximo no bordo livre foi determinado pelo método da carga unitária, considerando o efeito da flexão e sujeitando a estrutura aos seguintes carregamentos:

- a) carga axial de compressão P aplicada no topo, representando o peso da nacle;

- b) carga trapezoidal devido ao efeito da ação do vento, aplicada ao longo do comprimento da torre;
- c) não foram considerados os carregamentos axiais devidos ao peso próprio da estrutura e das massas não estruturais;
- d) não foram considerados efeitos dinâmicos e de fadiga nos componentes da torre.

Já no modelo de torre de aço tubular em troncos de cone, a análise foi feita pelo MEF, discretizando-se cada segmento da estrutura mediante uso de n elementos prismáticos de pórtico plano, onde cada elemento possui as propriedades da seção transversal média do elemento e o carregamento trapezoidal é admitido uniforme com valor do ponto médio do elemento. Ambos os problemas de otimização foram solucionados através de algoritmo genético (AG) do MATLAB, identificado como “Algoritmo Genético Lagrangeano Aumentado” (ALGA).

Feijó (2010), fez quatro aplicações para testar os modelos e utilizou dois tipos de pesos de aerogeradores, sendo de 300 kN para as torres de 45 m e de 500 kN para a torre de 60 m. Foram obtidos resultados satisfatórios convergentes, que comparados com os mesmos modelos com elementos de casca desenvolvidos no ABAQUS, passaram tanto pelas tensões de *von Mises* como pelos deslocamentos máximos no topo.

3. TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas possuem classificação baseada em seu tipo de eixo e podem ser suportadas por diferentes tipos de torres. Neste capítulo serão esclarecidas algumas vantagens e desvantagens desses componentes, bem assim as definições imprescindíveis à compreensão e formulação do problema, com vistas a aplicação da otimização de torre de aço em troncos de cone, propósito final deste estudo.

3.1 Tipos e Componentes

As turbinas eólicas podem ser do tipo eixo vertical ou horizontal, Figura 12, (CRESESB/CEPEL, 2001). A principal vantagem do aerogerador de eixo vertical é a não necessidade de mecanismo de direcionamento. Como desvantagem, suas pás alteram os ângulos de ataque e de deslocamento em relação à direção dos ventos, criando forças resultantes alternadas, que além de limitar o seu rendimento, causam vibrações em toda a estrutura. O equipamento de eixo vertical, Figura 12 (b), é de fabricação Darrieus, e só são utilizados para situações que comportam equipamentos de pequeno porte.



(a) Eixo horizontal. (b) Eixo vertical.

Figura 12 – Aerogeradores de eixo horizontal e vertical.

Fontes: Cresesb/Cepel, 2001; Cresesb/Cepel, 2001 *apud* Sandia, 2006.

Atualmente, os equipamentos de grande porte disponíveis, são em esmagadora maioria máquinas tripás de eixo horizontal, mas também podem ser monopás, bipás, quadripás e multipás.

Até 2005 a maior parte da capacidade de turbinas eólicas instaladas ou em instalação no mundo tinha diâmetro de rotor entre 60 m e 90 m (diâmetro da circunferência definida pelo movimento circular das pontas das pás), com capacidade nominal de energia

variando entre 1 MW a 3 MW. À época ainda estavam em desenvolvimento (protótipo) as turbinas de 5 MW com um diâmetro de rotor de cerca de 120 m. A Figura 13, considerando a capacidade de geração de energia elétrica, mostra a rápida evolução das turbinas eólicas comerciais nas três últimas décadas (EWEA, 2005).

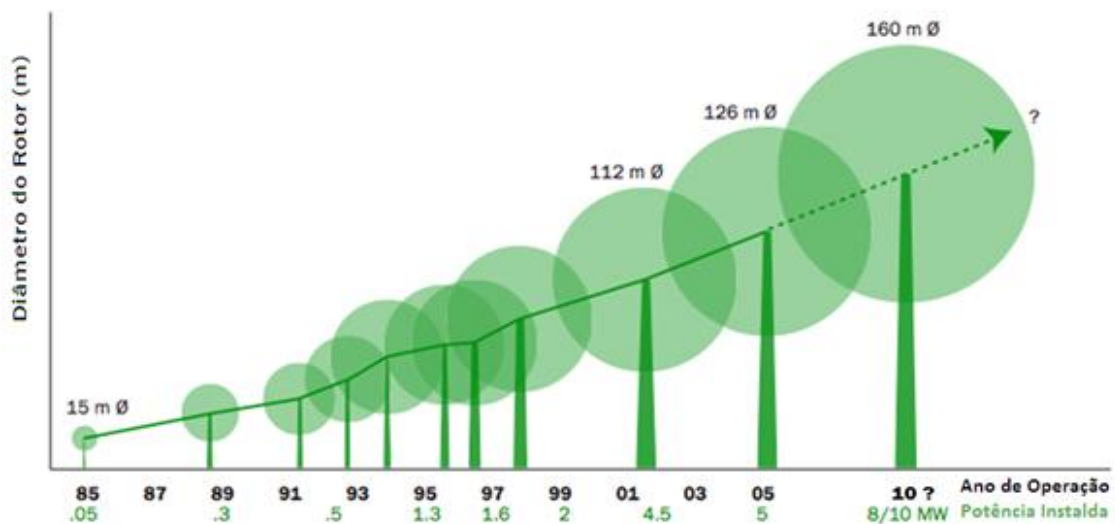


Figura 13 – Evolução dos aerogeradores nas três últimas décadas.
Fonte: EWEA, 2005.

Estes dados ratificam informações da *Danish Wind Industry Association*, (DWIA, 2000) que apresentou um diagrama de vento de velocidade normal, relacionando a potência da turbina com a dimensão do rotor, Figura 14. Afirma ainda que as razões para a escolha de turbinas de maior capacidade são devido a:

- a) economia de escala, pois em geral uma máquina de maior porte produz energia a um custo menor, uma vez que o incremento da potência não eleva sobremaneira os custos das fundações, da construção de estrada de acesso (dependendo de cada local), da interligação à rede elétrica, dos componentes da turbina (inclusos os eletrônicos) e da manutenção. Ressalve-se que naquela época as turbinas de maior potência eram mais indicadas para implantações *offshore*, casos em que o transporte não era problema. Hoje esse conceito mudou, pois se a região de instalação possuir ventos compatíveis, como no litoral nordestino do Brasil, nada impede que as instalações de grandes turbinas sejam feitas *onshore*, e por maior razão, os custos são ainda mais econômicos em relação a todos os fatores indicados pela DWIA;
- b) locais onde há dificuldade para encontrar espaço para instalação de mais de uma turbina, a forma mais eficiente para produção da energia requerida e do pleno

aproveitamento dos recursos eólicos disponíveis, é a opção pelo uso de uma torre mais elevada com um aerogerador de maior potência;

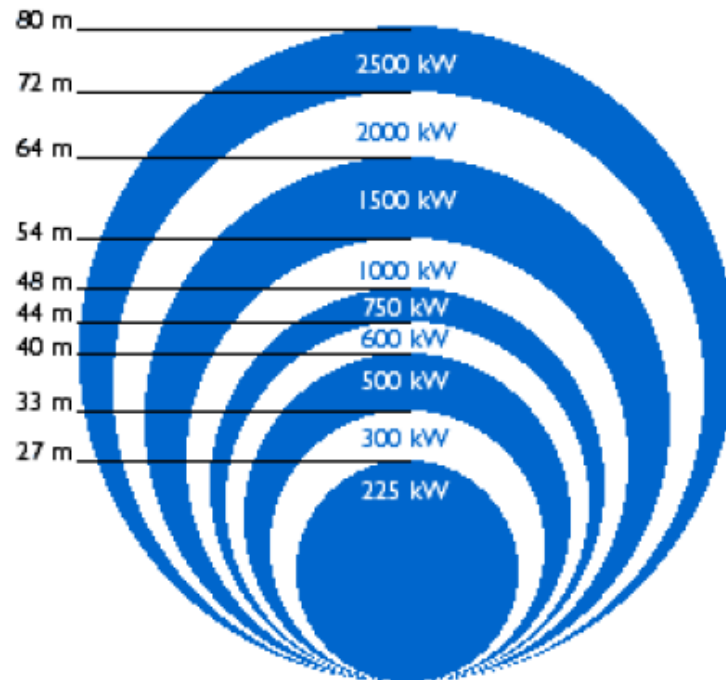


Figura 14 – Relação “potência da turbina” versus “dimensão do rotor”.
Fonte: DWIA, 2000.

A empresa Wobben Windpower Ind. e Com. Ltda. foi a primeira fabricante de aerogeradores (turbinas eólicas) de grande porte instaladas no Brasil. Foi criada para produzir componentes e aerogeradores para o mercado interno e exportação, além de projetar, instalar, operar e prestar serviços de assistência técnica para usinas eólicas. A Wobben acha-se instalada em Sorocaba (SP) há 14 anos produzindo as turbinas Enercon E-44 de 900 kW, E-48 de 800 kW e E-70 de 2.300 kW e no Pecém (CE) desde fevereiro de 2002 fabricando torres de concreto pré-fabricado.

Uma visualização do conjunto cubo/pás/nacele facilita o entendimento dos principais componentes constituintes. A numeração de identificação constante na Figura 15 apresenta: 1 – Apoio principal da nacele; 2 – Motores de orientação da nacele; 3 – Gerador em anel multipolos; 4 – Sensores de direção e velocidade do vento; 5 – Cubo do rotor; 6 – Fixação da pá no rotor/eixo e 7 – Pás. E na Figura 16, dá-se destaque para peças da parte frontal da nacele, mostradas a partir de uma fotografia real, revelando funções de componentes significativos, como por exemplo, a presença dos três motores em formato L responsáveis pelo acionamento do ângulo de ataque das pás de um aerogerador.

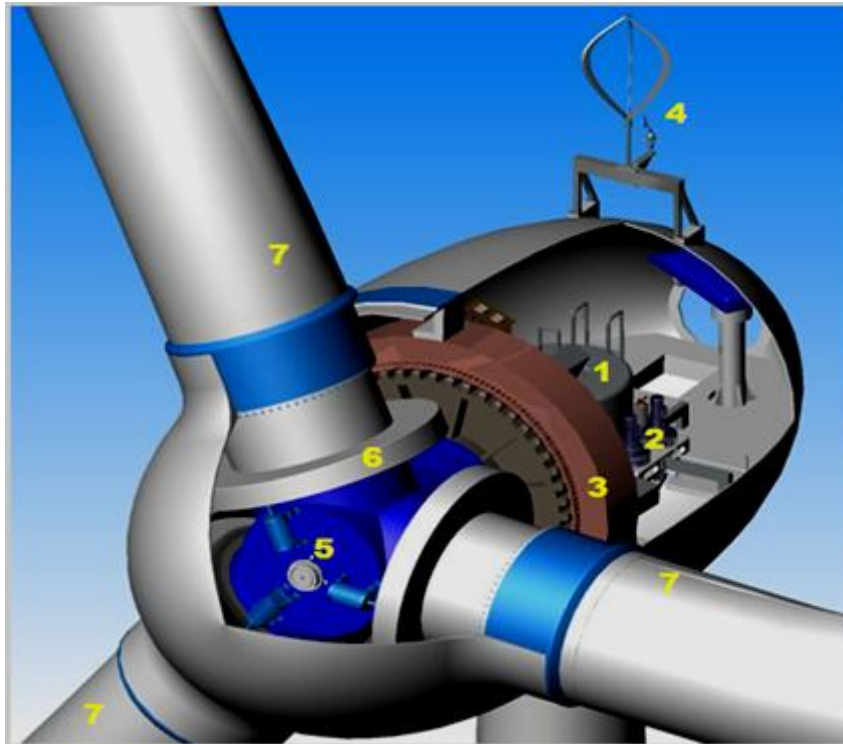


Figura 15 – Vista do interior da nacele de um aerogerador utilizando um gerador multipolos.
 Fonte: Noticias de Aveiro, 2007.

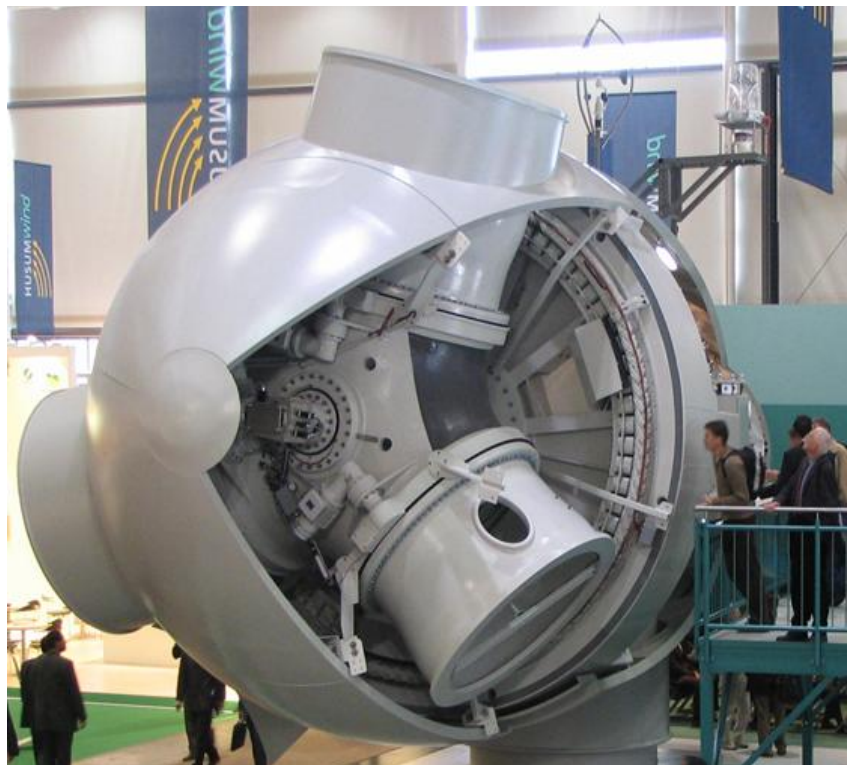


Figura 16 – Vista do interior da parte frontal de uma nacele E-70 / 2,0 MW, cubo do rotor, utilizando um gerador multipolos, Usina de Osório (RS).
 Fonte: Foto de Vieira, A (2007) – Empreendimento de Ventos do Sul Energia da espanhola Enerfin/Enervento (Grupo Elecnor), alemã Wobben e brasileira CIP Brasil.

Na sequência são definidos vários componentes importantes do conjunto cubo/pás/nacele de uma turbina eólica, de forma a esclarecer suas influências no funcionamento do sistema e permitir melhor compreensão holística do conjunto:

- a) **pás:** são as peças aerodinâmicas fixadas ao cubo responsáveis pela interação com o vento. São fabricadas com diversos tipos de materiais, dependendo de suas dimensões e da altura do rotor, tais como: fibras de vidro reforçadas com epóxi, alumínio (abandonadas por problemas de fadiga) e com fibras de carbono (que por enquanto tem se mostrado antieconômico);
- b) **cubo:** peça construída em aço ou liga de alta resistência, com rolamentos para fixações das pás. Geralmente é montado na fábrica e transportado como peça única para evitar montagem no local da instalação;
- c) **eixo principal do cubo:** construído em aço ou liga metálica de alta resistência, é o responsável pelo acoplamento do cubo ao gerador, fazendo a conversão e transferência da energia cinética do vento (pela rotação das pás), em energia cinética de rotação do eixo;
- d) **fixação das pás no cubo:** As pás são fixadas através de flanges, no cubo. Os aerogeradores com controle de velocidade por passo dispõem de rolamentos para fixação das pás, e mecanismos para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás;
- e) **controle de pitch** ou **controle de passo:** sistema que é ativado a partir de informação oriunda do “sistema de controle”, destinado a girar as pás do rotor em torno de seu eixo longitudinal, nas ocorrências em que a potência nominal do gerador for ultrapassada pelo aumento da velocidade do vento;
- f) **caixa multiplicadora:** tem por finalidade transmitir a energia mecânica transferida do eixo do rotor para o gerador. É composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos. No projeto tradicional a caixa de transmissão fica entre o rotor e o gerador com o objetivo de sincronizar a baixa velocidade angular do rotor (na faixa de 20 a 150 rpm) à velocidade de rotação mais elevada (1.200 a 1.800 rpm) dos geradores convencionais, constituindo o sistema de multiplicação entre eixos (caixa multiplicadora). Este sistema se mostra viável, assim como aquele sem caixa multiplicadora também o é. Ambos apresentam vantagens e desvantagens, dependendo da filosofia de projeto;

- g) **sistema de trava do rotor** ou **sistema de freios**: mecanismo de controle instalado entre a caixa multiplicadora e o gerador, destinado a reduzir a velocidade de rotação do eixo (até mesmo parando-o) sempre que a velocidade do rotor ultrapassar valor preestabelecido para o aerogerador, com o objetivo de protegê-lo contra danos irreparáveis, principalmente em situações de rajadas de vento. Os freios também podem ser acionados mecanicamente, através de sistemas elétricos ou hidráulicos. Nas turbinas modernas, via “sistema de controle” com sensores, o acionamento é automático;
- h) **sensores de direção e velocidade do vento**: são responsáveis pelo posicionamento do rotor e detecção da velocidade do vento, transmitindo os dados para os mecanismos de controle;
- i) **gerador**: é o responsável pela transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica, através de equipamentos que realizam a conversão eletromecânica. Os fabricantes comercializam conjuntos motogerador do tipo convencional e do tipo anel multipolos;
- j) **transformador de alta tensão**: responsável pela transformação da energia em alta tensão para média tensão;
- k) **banco de baterias**: composto por várias baterias de chumbo-ácido de 12V tipo seladas. Funciona como elemento armazenador de energia elétrica para uso durante os períodos de calmaria, quando não há disponibilidade de vento. É protegido contra sobrecarga ou descarga excessiva pelo dispositivo eletrônico “controlador de carga”. Os sistemas eólicos são bastante duráveis e requerem pouca manutenção, sendo de 15 anos a estimativa da vida útil dos aerogeradores, enquanto que seus dispositivos eletrônicos (inversor e controlador de carga) têm uma vida útil inferior. As baterias de armazenamento de energia, nos casos de sistemas isolados, são os pontos críticos do sistema, com vida útil entre 4 a 5 anos.

O acionamento dos aerogeradores depende da velocidade do vento. Ventos de baixa velocidade não têm energia suficiente para movimentá-los, os quais só funcionam a partir de uma determinada velocidade mínima, que normalmente varia entre 2,5 m/s e 4,0 m/s. Com o aumento da velocidade do vento, a potência no eixo da máquina aumenta gradativamente até atingir sua potência nominal, como decorrência do alcance da velocidade nominal do vento, geralmente situada na faixa entre 9,5m/s e 15,0m/s. Em alguns aerogeradores, a potência permanece constante mesmo para velocidades do vento superiores à nominal, limitada, porém, por uma determinada velocidade de corte superior, na qual a

máquina deve sair automaticamente de operação para evitar que sofra danos estruturais. É importante saber que a energia disponível varia com o cubo da velocidade do vento, de forma que o dobro de velocidade representa um aumento em energia oito vezes maior.

Para qualquer fluido em movimento, a velocidade do fluxo aumenta à medida que este se afasta das superfícies que o delimitam. Portanto, a velocidade do vento aumenta com a altura em relação à superfície da Terra. Depende, ainda, da rugosidade do terreno. Em terrenos planos (baixa rugosidade) esta variação é muito menos significativa do que em terrenos irregulares (alta rugosidade), caso das áreas urbanas. Por isso, os aerogeradores são geralmente instalados em torres elevadas, onde as velocidades são significativamente maiores do que na superfície. A Figura 17 mostra como a curva do perfil de velocidades do vento varia com a altura, onde z é a altura de medição e z_0 é a rugosidade do terreno (CEPEL, 2007).

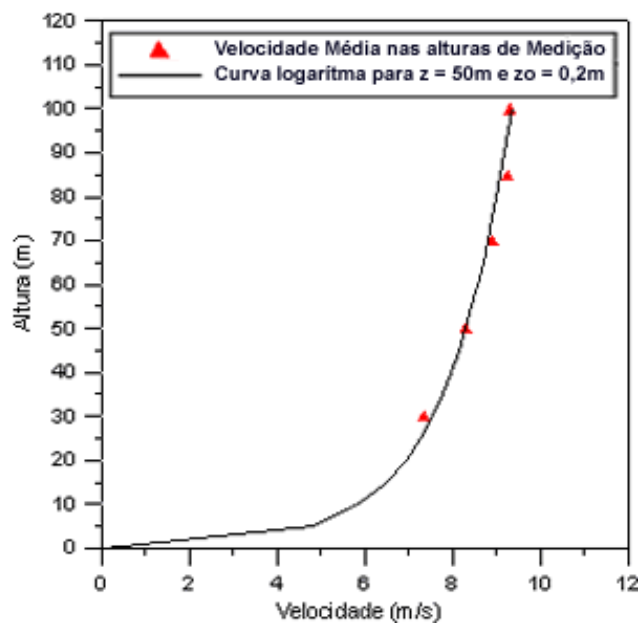


Figura 17 – Perfil da curva logarítmica da “velocidade do vento” versus “altura para uma rugosidade z_0 ”
Fonte: CEPEL-BR, 2007

No Brasil, as velocidades de vento foram pesquisadas pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL, que atua desde 1992 na área da energia eólica, tendo publicado em 2001 o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Referido Centro continua atuando nos desenvolvimentos de outros projetos em parceria com o Ministério da Marinha e a PETROBRAS (CRESESB, 2001).

3.2 Torres

Os elementos básicos (macros) do sistema denominado turbina eólica, Figura 18, excluindo a fundação, apresentam-se projetados com diferentes formatos pelos diversos fabricantes, mas em geral são compostos com os mesmos elementos da configuração comum (cubo/pás, nacele e torre), abaixo enumerados:

- a) **cubo** ou **rotor** (1) é o componente que efetua a transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. Recebe as **pás** (2) da turbina e pelo eixo transmite a rotação para o gerador, mediante utilização de caixa multiplicadora ou não;
- b) **nacele** (3) é o compartimento ou carcaça que abriga, no alto da torre, o conjunto de mecanismos (gerador e demais componentes);
- c) **torre** (4) é o elemento estrutural que recebe em seu topo o cubo ou rotor, as pás e a nacele, podendo ser de fabricação metálica, concreto ou híbrida.



Figura 18 – Partes principais de um aerogerador em funcionamento.

Fonte: Imagens turbinas eólicas - Google (parte superior: GE Energy e Nordtank e na parte inferior Enercon E-126), 2011.

Com o advento das turbinas eólicas, suas instalações foram realizadas com os tipos de torres mais utilizados mundialmente na área de energia elétrica, isto é, empregando a torre do tipo treliça, Figura 19 (a).



(a) – Torre tipo treliça.

(b) – Torre tipo estaiada.

Figura 19 – Torres do tipo treliça e tipo estaiada. Fontes citadas acima.
Fontes: (a) FLICKR-iluvpepero, 2007; (b) NORTHERNTool, 2004.

Constituída com perfis cantoneiras de aço, soldadas nos extremos formando os nós das ligações, seu peso se reduz à metade se comparada com a torre do tipo tubular, o que lhe confere boa vantagem. Entretanto, o emprego desse tipo de torre agride a paisagem natural, e com o passar dos anos acabou inviabilizada em decorrência das cargas dinâmicas que passaram a ser consideradas atuando sobre estas estruturas (BRUGHUIS, 2003).

Até então o tipo de torre utilizada tinha pouca altura, o que favoreceu sua substituição por torre do tipo estaiada, Figura 19-(b), geralmente empregada em aerogeradores pequenos, na qual um mastro de aço apoia-se em uma base e mantém-se na vertical com o auxílio de cabos de aço, normalmente instalados a 45°, fixados no topo e distribuídos em pontos estratégicos do solo (fundações) para assegurar estabilidade (ao conjunto) em qualquer direção. À medida, entretanto, que se aumenta a altura da torre, os altos custos das fundações e dos próprios cabos, tornam este tipo de proposta economicamente inviável, além da incerteza do cálculo da fadiga dos cabos (função da indisponibilidade de dados de ensaios), da

desvantagem provocada pela maior área livre ocupada e pela grande dificuldade para realizar as manutenções.

Posteriormente surgiram as primeiras torres construídas com concreto moldado “*in loco*”. Este tipo de construção implicou em prazos excessivos, levando algumas empresas a se especializarem na fabricação de torre em concreto pré-fabricado, Figura 20, com vistas à redução do tempo despendido.



Figura 20 – Torre de concreto armado pré-fabricada com proteção de patente, altura de 100 m e diâmetro da base superior a 7 m. Parque eólico de Peñablanca, Toledo (Espanha).
Fonte: Inneo,2009.

Mais recentemente apareceu a torre do tipo híbrida (concreto e aço), entretanto por ter projeto com proteção de patente, ainda se apresenta com custo de mercado menos competitivo. Futuramente, se seu custo reduzir, poderá representar uma boa alternativa, levando em conta a maior capacidade do concreto para absorver o efeito das vibrações na estrutura, produzidas pelas cargas dinâmicas.

A evolução da capacidade nominal dos aerogeradores trouxe significativo reflexo para as estruturas, mormente a necessidade de torre com maior altura, de modo a permitir extração da energia produzida, gerada a partir de ventos com maior velocidade. Aliando as boas propriedades do aço à forma estrutural, surgiu a torre em configuração geométrica tubular, tipo casca, Figura 21 e Figura 22, depois evoluindo para a configuração em troncos de cone. Ambas as torres são confeccionadas a partir de chapa de aço (formando anéis) para

compor os segmentos (cilíndricos ou cônicos) que serão soldados entre si, com arremates de flanges internos em suas extremidades, o que permite a montagem “*in loco*” e sem prejuízo à estética. A transformação da forma geométrica prismática para troncos de cone deveu-se ao incremento da altura, de modo a garantir ao conjunto maior estabilidade à rigidez. As manutenções também ficaram facilitadas, pelo fato do acesso ser feito pela parte interna, inclusive em condições de tempo adversas. Outro fator positivo traduziu-se pela economia de custos, pois as próprias paredes finas da casca constituem a estrutura autoportante da torre, cuja seção transversal, a princípio, foi tubular poligonal (mas caiu em desuso) e depois circular.



(a) – Chapa de aço antes da conformação.



(b) – Calandragem da chapa na forma anel.



(c) – Flanges a serem soldados nos segmentos.



(d) – Ligações dos segmentos através dos flanges.

Figura 21 – Conformação do anel a partir da chapa, flanges e suas ligações com parafusos.
Fonte: DWIA, 2000.



(a) – Visão vários anéis que comporão um segmento-torre.

(b) – Visão interna da torre e dos flanges extremos.



(c) – Visão segmentos já soldados e início de outro.

(d) – Finalização da soldagem de um segmento.

Figura 22 – Torre de aço tipo casca. Algumas etapas (a) a (d) da fabricação.
Fonte: TECNOMAQ, 2010.

Na medida em que os aerogeradores vêm se aperfeiçoando em termos de capacidade de geração de energia, mais pesados ficam e precisam ser instalados em alturas maiores, influenciando diretamente na capacidade de suporte e de melhor rigidez da torre. Ressalte-se que, apesar do custo de implantação aumentar, o valor do MWh de energia (distribuída) vem caindo sensivelmente, face à rapidez com que as construções das usinas são instaladas e também por estarem proporcionando rápido retorno aos investidores. Portanto, a continuidade do uso do aço nas torres, dependerá, fundamentalmente, do preço de mercado deste produto.

4. ANÁLISE E VERIFICAÇÕES

Este capítulo trata dos procedimentos de análise e verificações do projeto estrutural das torres de turbinas eólicas. De início são apresentadas as ações e procedimentos de análise não linear geométrica e de análise de vibração livre, e em seguida as verificações de segurança específicas para o dimensionamento de estruturas de aço, segundo a NBR 8800 (2008).

Escolheu-se o elemento finito de barra de pórtico plano, com seis graus de liberdade, admitindo-se o elemento com seção transversal constante e os efeitos de inércia nas direções dos deslocamentos em cada nó (referencial local xy), inclusive dos deslocamentos de rotação no plano. Nas deduções das matrizes de rigidez e de massa do elemento foram desconsiderados os efeitos da deformação por força cortante e da inércia rotacional. Justifica-se a escolha do elemento finito acima, levando em conta os carregamentos adotados e as prescrições da NBR 8800, uma vez que este estudo desprezou os efeitos devido à torção como decorrência da atuação da força do vento sobre as pás.

Na Figura 23 são apresentadas as condições de carregamento da torre, além do modelo de EF com os elementos de barra adotados, cujas cargas representam:

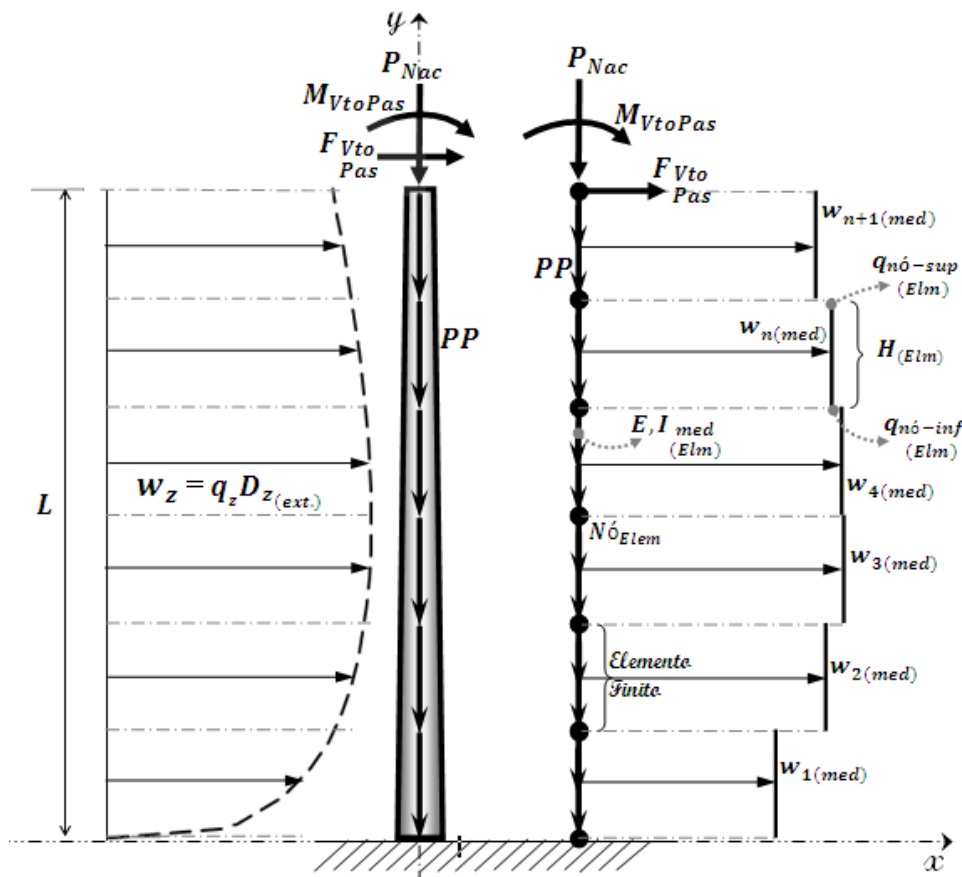


Figura 23 – Modelos de análise e de EF adotado para a torre.

P_{Nac} representando o peso do conjunto cubo/pás/nacele, PP o peso próprio da torre, F_{VtoPas} a força resultante do vento que incide perpendicularmente ao plano formado pela rotação das pás e M_{VtoPas} o momento resultante incidente no topo da torre, devido à “ação da F_{VtoPas} ” com a “excentricidade existente” (formada pela distância entre o eixo do rotor e o topo da torre).

4.1 Ações

4.1.1 Ação do Vento sobre a Torre

O carregamento do vento incidirá na estrutura da torre de aço em todo seu comprimento (altura H) e sobre as pás. A torre, de configuração esbelta (parede fina) é formada por segmentos de troncos de cone e será modelada como uma barra engastada no solo e livre no topo.

Neste estudo será considerado apenas o efeito estático da atuação do carregamento devido ao vento, com sua modelagem baseada na NBR 6123 (1988) e adotando a costa do Ceará como o referencial local de instalação da torre eólica, caracterizada, assim, como uma estrutura *onshore*. Ainda com base na aludida norma, determina-se a velocidade característica do vento, V_k (m/s), por:

$$V_k = V_0 \cdot S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \quad (1)$$

onde, V_0 é a velocidade básica do vento, extraída do mapa das isopleias (que reúne as velocidades do vento no Brasil), cujo valor para a região de Fortaleza (CE) é igual a 30 m/s (108 Km/h); e S_1 , S_2 e S_3 são coeficientes de cálculo denominados conforme sua característica de influência, isto é: fator topográfico, fator de rugosidade do terreno e fator estatístico, respectivamente.

Das características regionais predominantes na costa do Ceará admite-se que as variações de relevo do terreno são do tipo plano ou fracamente acidentado, acarretando em $S_1 = 1,0$. O fator S_3 é baseado em conceitos estatísticos, considerando o grau de segurança requerido e a vida útil da edificação, estando classificado na norma segundo grupos. No presente estudo as torres foram enquadradas no Grupo 2 – Edificações ou instalações industriais com baixo fator de ocupação (depósitos, silos, construções rurais, etc.), resultando em $S_3 = 0,95$.

O fator S_2 considera a combinação dos efeitos de rugosidade do terreno, de variação da velocidade do vento com a altura acima do terreno e das dimensões da edificação

ou parte da edificação em estudo. Adota-se como rugosidade do terreno a Categoria II – terrenos abertos, em nível ou aproximadamente em nível, com poucos obstáculos isolados, tais como: árvores e edificações baixas, i.e, típico de zonas costeiras planas. Seguindo com as dimensões, pode-se levar em conta o todo ou a parte da edificação, para a qual a maior dimensão horizontal ou vertical da superfície frontal exceda de 50 m. Como a altura das torres eólicas tem variado no intervalo de 40m a 120m, validou-se a “Classe C” para este estudo (altura do projeto de construção sobre o terreno). De acordo com a NBR 6123 (1988), o fator de rugosidade é dado por:

$$S_2 = b \cdot F_r \cdot \left(\frac{z}{10}\right)^p \quad (2)$$

onde, b , F_r e p são parâmetros meteorológicos encontrados na Tabela 2 (aqui reproduzindo apenas parte da tabela contida na norma, i.e, a Categoria II), expressando aqueles fatores para a situação de estudo do projeto aqui referenciado. Registra-se que o fator de rajada F_r , sempre corresponderá à Categoria II, independentemente da condição de projeto e, que o valor de $b = 1$, quando este pertencer à Categoria II (não importando a Classe); e, finalmente, que z representa a cota (dimensão estrutural) acima do nível geral do terreno.

Tabela 2 – Parâmetros Meteorológicos referentes à *Classe II*.

Parâmetros meteorológicos de parte da Tabela 1 da NBR 6123 (1988)					
Categoria	z_g (m)	Parâmetro	Classes		
			A	B	C
II	300	b	1,000	1,000	1,000
		F_r	1,000	0,980	0,950
		p	0,085	0,090	0,100

Fonte: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT).

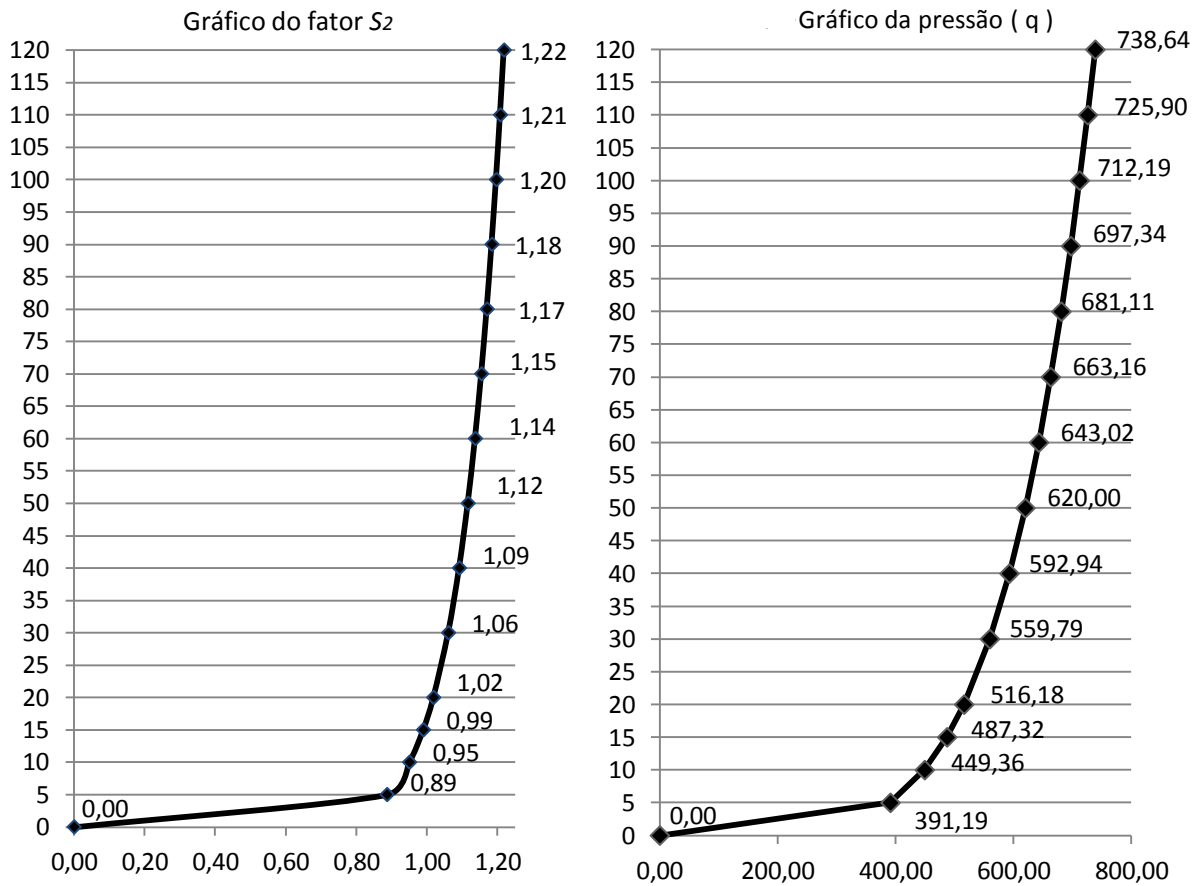
A pressão do vento (q) é determinada pela expressão:

$$q = 0,613 V_k^2 \quad (3)$$

Como os coeficientes S_1 e S_3 são constantes, deduz-se que a variação da pressão do vento (q), Equação (3), em relação à cota acima do nível do terreno, seguirá o comportamento da variação do fator S_2 definido pela Equação (2), já que este varia com a altura z . Assim,

$$q = 0,613 V_k^2 = 0,613 \cdot (V_0^2) \cdot (S_1^2) \cdot \left[(F_r^2) \cdot \left(\frac{z}{10}\right)^{2p} \right] \cdot (S_3^2) \quad (4)$$

Portanto, para cada altura de seção transversal da torre existe um valor próprio para (q). Os gráficos (a) e (b) da Figura 24 mostram os comportamentos de S_2 e de q , respeitados os seguintes valores numéricos: $F_r = 0,95$, z variando de 0 (zero) a 120 m e $p = 0,10$.



(a) Traçado da curva do Fator S₂.

(b) Traçado da curva da pressão q (N/m²).

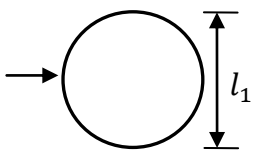
Figura 24– Gráficos das curvas do Fator S₂ e da Pressão do Vento q (N/m²).

Com base na NBR 6123 (1988), a componente da força global na direção do vento sobre a estrutura (considerada completa), chamada de força de arrasto (F_a), é dada por:

$$F_a = C_a q A_e \tag{5}$$

onde A_e corresponde a área frontal efetiva e C_a é o coeficiente de arrasto previsto pela Tabela 10 da NBR 6123 (1988), aqui representada em parte pela Tabela 3.

Tabela 3 – Coeficiente de Arrasto, C_a.

Coeficiente de Arrasto – parte da Tabela 10 da ABNT								
Planta	Re ^(A) x 10 ⁻⁵	h/l ₁						
		1/2	1	2	5	10	20	∞
	≤ 3,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2
	≥ 4,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
	(A) → Interpolar linearmente para valores intermediários de Re.							
	Número de Reynolds: Re = 70000 V _k l ₁ (V _k em m/s; l ₁ em m).							

Fonte: NBR 6123 (1988).

É importante notar que a área frontal efetiva (A_e) corresponde à área da projeção ortogonal da estrutura sobre um plano perpendicular à direção do vento (área de sombra). Admitiu-se para o presente estudo a simplificação da estrutura (torre) como prismática ou fracamente variável e de seção circular, como ilustrado na Tabela 3. O fato da incidência do vento ser considerada atuando na totalidade da estrutura é a razão do uso do C_a , ao invés dos coeficientes de pressões interna ou externa, que são empregados nos casos em que apenas parte da estrutura é analisada (BLESSMANN, 1989).

Tratando-se de um corpo vertical assente no terreno, o valor de h é a própria altura da torre (NBR 6123, 1988, item 6.3.2). Pretende-se que os diâmetros da base e do topo da torre estejam no intervalo entre 4,20 m e 2,80 m com base em valores adotados por Lavassas (2003). Nestas condições o número de Reynolds será sempre superior a $4,2 \times 10^5$ e o coeficiente de arrasto definido pela segunda linha da Tabela 3, conforme a relação h/l_1 do projeto, em suas diversas cotas. Tomando-se os primeiros limites acima e considerando que a altura h das torres será de valor em torno de 50 m e superior, deduz-se dos valores limítrofes de l_1 (diâmetro) e h (altura), que os parâmetros alcançáveis pela relação h/l_1 sujeitam o C_a (coeficiente de arrasto) ao intervalo compreendido entre os valores de 0,52 a 0,6, mas em sua grande maioria igual a 0,6, razão porque, este será o único valor adotado para C_a .

Multiplicando-se a pressão q pelo diâmetro externo da torre, seção a seção, obtém-se a força distribuída por metro de comprimento (q_l) que atuará ao longo da altura.

Para um segmento genérico k , usando-se de proporcionalidade, um diâmetro externo qualquer, d_k , é dado por:

$$d_k = d_{k1} + \frac{(d_{k0} - d_{k1})}{(z_{k1} - z_{k0})} (z_{k1} - z_k) \quad (6)$$

em função dos demais parâmetros identificados na Figura 25.

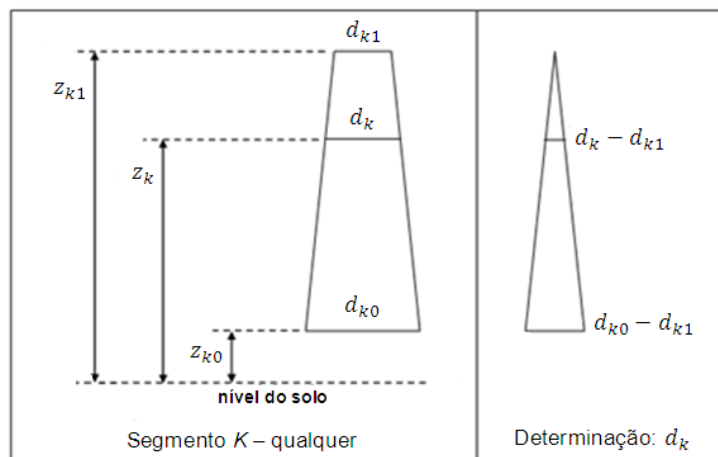
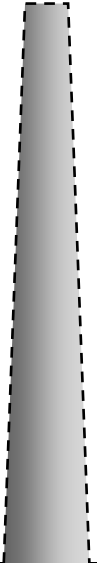


Figura 25 – Determinação do diâmetro d de uma posição qualquer de um segmento k .

Então, para a torre de troncos de cone, o efeito da pressão dinâmica q (N/m^2) pode ser representado por uma carga distribuída q_l (N/m) ao longo da torre, considerando que esta seja formada por diversos segmentos de comprimento $l=1 m$ e admitindo que A_e pode ser expressa como resultado do produto $d_k l$. Assim, a obtenção do valor de q_l (N/m) para uma dada ordenada z , pode ser fornecida pela multiplicação da correspondente pressão dinâmica q (N/m^2) pelo seu respectivo diâmetro externo d_k (na seção em z). Em consequência, a componente da força global atuante sobre a estrutura na direção do vento, Equação (5), também pode ser representada por uma força distribuída F_{a_l} (N/m) ao longo da torre, como resultado do produto do coeficiente de arrasto C_a por q_l (N/m). A determinação da força de arrasto (global, em N) pode ser apresentada como resultado da integração de q_l ao longo da torre (ordenadas 0 até z).

Se atribuímos à expressão acima os valores limites dos parâmetros geométricos para um segmento de torre tronco de cone ou para uma torre completa, é possível avaliarmos o comportamento final da carga de vento sobre a estrutura. A título de exemplo, considerando uma torre na forma de um único tronco de cone, com $d_{k0} = 4,20 m$, $d_{k1} = 2,80 m$, $z_{k1} = 120 m$ e $z_{k0} = 0 m$, simplifica-se a Equação (6) para: $d_k = 4,20 - 0,011666(z_k)$. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Variações e sentidos crescentes dos valores de z , S_2 , q , d e q_l para torre em troncos de cone.

Modelo de configuração da torre	Coeficiente S_2 variando com altura z , conf. NBR 6123		Pressão do vento na torre q (N/m^2)	Diâmetro da seção transversal d (m)	Carga distribuída na torre q_l (N/m)
	Altura z (m)	Categoria II			
		Classe C (S_2)			
[topo da torre]	Válido para um segmento tronco de cone (parcial ou total)				
	120	1,483486	738,64	2,80	2.068,20
	110	1,457893	725,90	2,92	2.117,20
	100	1,430366	712,19	3,03	2.160,32
	90	1,400541	697,34	3,15	2.196,63
	80	1,367934	681,11	3,27	2.224,95
	70	1,331885	663,16	3,38	2.243,68
	60	1,291450	643,02	3,50	2.250,59
	50	1,245206	620,00	3,62	2.242,33
	40	1,190856	592,94	3,73	2.213,64
	30	1,124272	559,79	3,85	2.155,17
	20	1,036700	516,18	3,97	2.047,52
	15	0,978736	487,32	4,03	1.961,47
	10	0,902500	449,36	4,08	1.834,90
	5	0,785672	391,19	4,14	1.620,19
	0	0,000000	0,00	4,20	0,00
[base da torre]	Curva com variação não linear				

Verifica-se que o comportamento da carga distribuída do vento (q_l) deixa de ser sempre crescente, em razão da redução do diâmetro da seção transversal da torre à medida que a coordenada z aumenta, fazendo com que surja um ponto de máximo. Esta visualização pode ser mais bem demonstrada pela curva da Figura 26, pois destaca a variação contínua e não linear da carga distribuída.

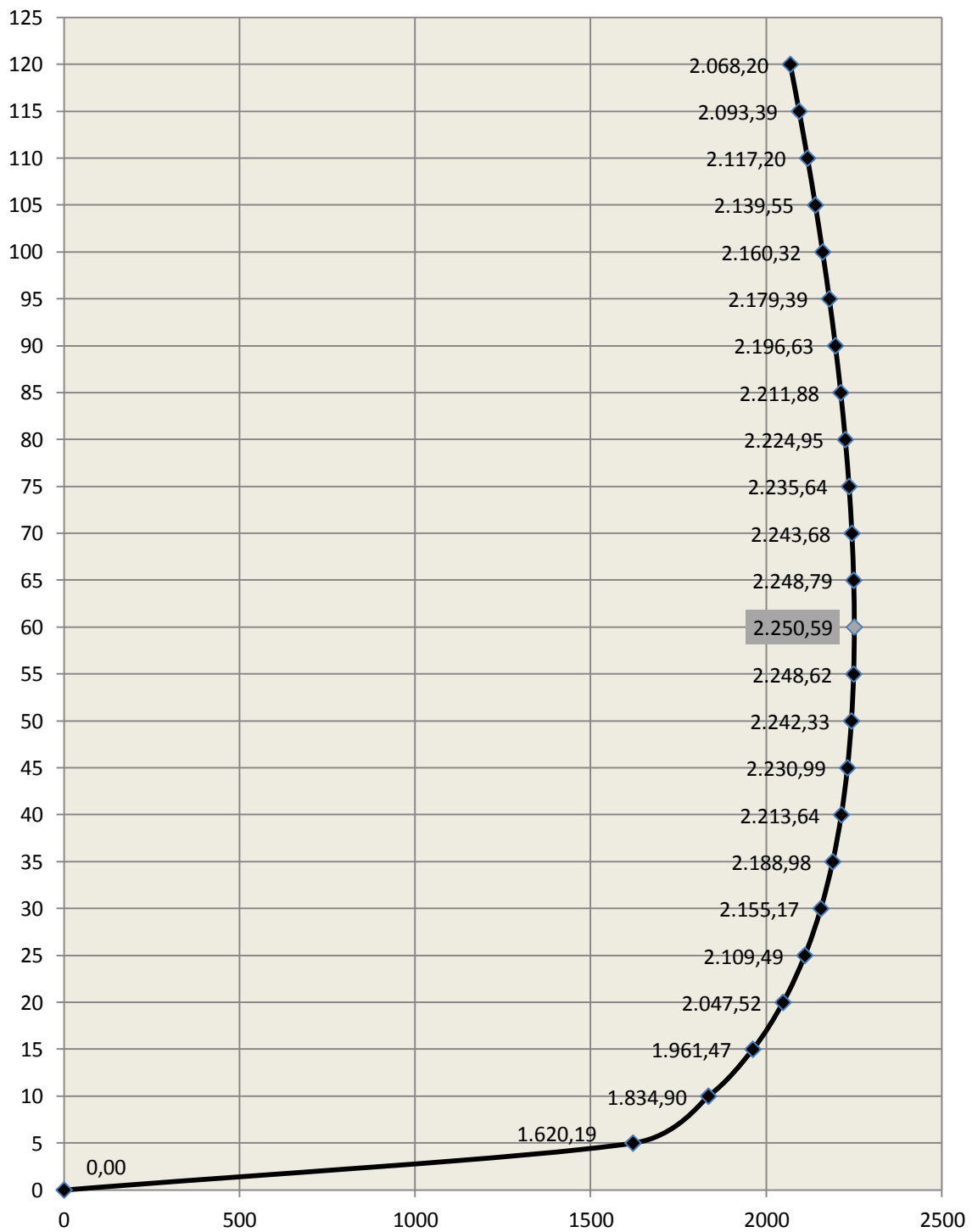


Figura 26 – Carga distribuída (q_l) devido ao vento, por metro linear (N/m).

Na análise por elementos finitos usada neste trabalho, a força de arrasto (global) em cada elemento é obtida pela multiplicação do valor da carga distribuída q_l no centro do elemento, por seu comprimento e pelo coeficiente de arrasto.

4.1.2 Ação do Vento sobre as Pás do Rotor

Embora a torre de uma turbina pareça uma estrutura convencional de um sistema estrutural simples de viga em balanço, como nos casos das torres tubulares de aço ou concreto, seu projeto exige conhecimentos ou informações sobre todo o sistema (HAU, 2006). Isso nem sempre é possível, em função da reserva de informações que os fabricantes costumam adotar, preocupados em não revelar aos concorrentes seus segredos industriais, ainda que patenteados. Por essa razão, normalmente, os fabricantes têm se limitado ao fornecimento de informações contextuais, desprovidas de valores técnicos, o que impede avanços nas pesquisas de uma forma mais célere.

A atuação do vento na direção perpendicular ao plano de rotação das pás do rotor gera uma força no próprio plano, responsável pela rotação do rotor, dita tangencial, e uma força horizontal, conhecida como empuxo ou força axial, que é transferida para a torre (HAU, 2006). Neste trabalho, o empuxo será considerado como uma ação de efeito estático. O empuxo atua de forma assimétrica em relação ao eixo do rotor, devido ao aumento da velocidade do vento com a altura e do surgimento de ventos transversais que acontecem com mudanças rápidas na direção do vento (HAU, 2006). Considerando ainda uma excentricidade do rotor em relação ao topo da torre, a ação do vento sobre as pás é aplicada no topo da torre por meio do empuxo e do momento correspondente, devido às excentricidades citadas.

A determinação da força aerodinâmica axial não é tão simples e depende, entre outros aspectos, da quantidade e geometria das pás e das situações de projeto. Estas situações representam as condições mais significantes que a turbina pode estar sujeita, tais como (IEC, 2005): em regime de produção de energia; em regime de produção de energia com ocorrência de falha; partida; parada normal; parada de emergência; parada; e parada com ocorrência de falha. Cada situação de projeto proporciona vários casos de carga, resultando em valores distintos para o empuxo sobre a torre. Em geral, os trabalhos da literatura sobre a otimização de torres não modelam de forma detalhada a ação do vento sobre as pás; se utilizam de valores de referências de algum trabalho que fez análise detalhada (estudo em túnel de vento) ou de dados conseguidos com os próprios fabricantes, como fez Lavassas (2003).

Como as torres para aerogeradores em áreas desprovidas de construções são instaladas atualmente com altura a partir de 45 m (YOSHIDA, 2006), pode-se considerar que elas estejam livres de turbulências (a depender do relevo e rugosidade locais), mas não daquelas provocadas em razão de aerogeradores próximos. As turbulências podem propagar-se, principalmente, até três vezes a dimensão do obstáculo que lhe servir de causa na direção do vento dominante, e, mais ainda, nos casos decorrentes de turbinas vizinhas. Elas reduzem a eficiência dos aerogeradores e causam maior desgaste e possibilidade de rupturas por fadiga na estrutura de sustentação. Infelizmente, a turbulência pode ainda advir de fenômenos naturais como as tempestades com rajadas, atuando em muitas direções, o que não invalida a necessidade de um estudo criterioso da direção do vento dominante (GEO-NET, 2007).

Estudos mostram a necessidade de otimização da configuração dos parques eólicos (GEO-NET, 2007), com vistas à obtenção de um melhor rendimento para as turbinas, em decorrência dos efeitos do fluxo de vento ao passar pelos aerogeradores. Na Figura 27 apresenta-se o efeito decorrente da diminuição da velocidade do vento com ênfase para a dimensão horizontal.

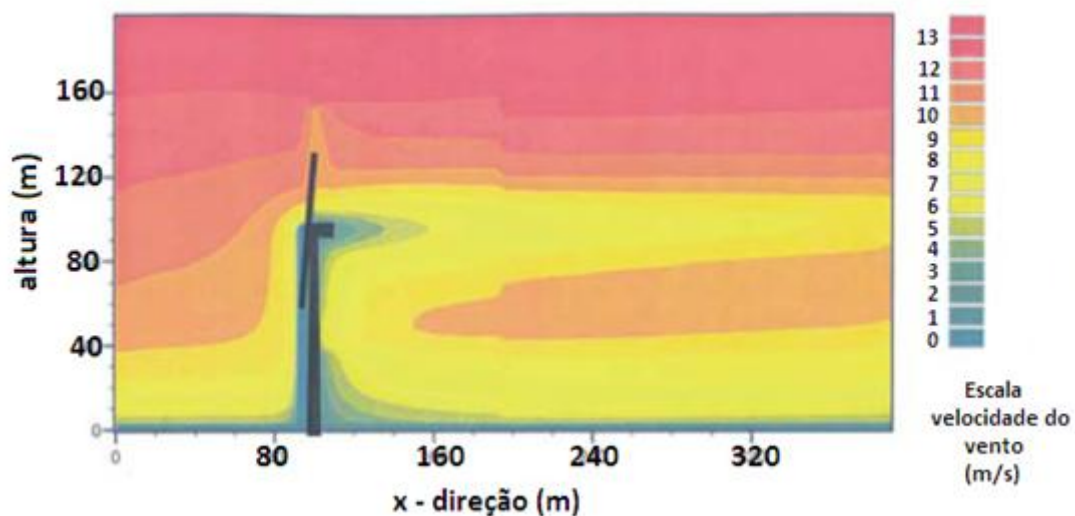


Figura 27 – Redução da velocidade do vento x distância horizontal.
Fonte: GEO-NET, 2007.

E na Figura 28 o destaque fica por conta do efeito causado em relação ao entorno (ao redor) do conjunto nacele/rotor. Em ambos os casos, tão logo o vento passa pelas pás da turbina, percebe-se com grande facilidade uma maior presença da tonalidade de cor amarelada, matiz que representa os ventos de menor velocidade, uma vez que a cor vermelha (e gradações) perde(m) domínio.

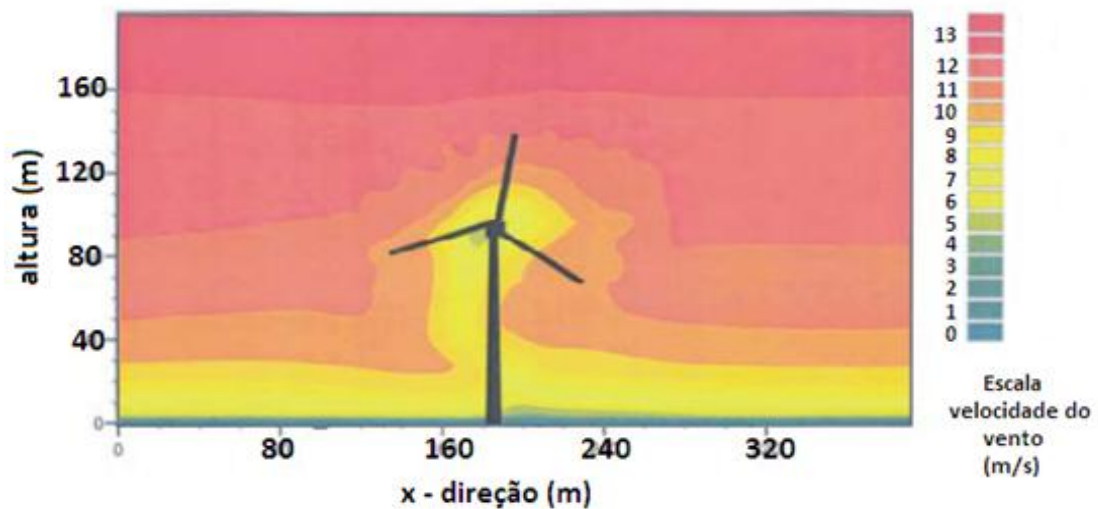


Figura 28 – Redução da velocidade do vento ao redor da nacela.
Fonte: GEO-NET, 2007.

Isto se comprova com a utilização de programas computacionais como o GEO-PARK, desenvolvido pela GEO-NET e a Universidade de Hannover, que evidenciam as formações dos efeitos “de esteira” e “do parque” que são provocados pelo vento, considerando-se o estudo de um cubo/rotor instalado a cerca de 100 m de altura, com incidência frontal do vento a uma velocidade média de 10 m/s, acarretando influências em seu fluxo por mais de 400 m na extensão horizontal, tanto em termos de redução na velocidade, como de turbulência causada, bem assim na alteração do vento ao redor da nacela.

Portanto, alguns cuidados já estudados pela indústria eólica devem ser tomados com relação aos posicionamentos e distâncias escolhidas entre as turbinas eólicas, cuidados simples que visam evitar fenômenos responsáveis pela diminuição da eficiência dos aerogeradores. Por essa razão é que são apresentados a seguir, apenas a título de advertência e como ideia geral da não utilização de torres eólicas muito próximas entre si, os conceitos básicos dos chamados efeitos adicionais do desenvolvimento do fluxo do vento, produzidos após sua passagem pela nacela, quais sejam:

- a) **efeito da esteira:** é o fenômeno pelo qual, o vento que passa pela turbina, cria na região atrás das pás uma espécie de abrigo no sentido do vento dominante, formando uma cauda turbulenta e abrandada. Para reduzir este efeito costuma-se instalar os aerogeradores (das usinas eólicas) entre si, com distância equivalente a três diâmetros de rotor (horizontalmente);

- b) **efeito do parque:** é o efeito pelo qual o vento é considerado travado logo após passar pelas pás da turbina. Por essa razão, este efeito é tanto mais reduzido na direção do vento dominante, quanto mais distante for instalado um aerogerador do outro, sendo ideal um afastamento em torno de cinco a nove diâmetros de rotor;
- c) **efeito de túnel:** é o efeito oriundo do aumento de velocidade do vento quando o mesmo é canalizado em razão da presença de um espaço entre dois obstáculos elevados. Se acontecer de uma turbina eólica ser instalada após essa canalização e na direção dominante, teoricamente a velocidade do vento atingiria 1/3 a mais de sua velocidade normal. As presenças de outros obstáculos secundários podem contribuir nos problemas causadores de fadiga;
- d) **efeito de colina:** ocorre quando o aerogerador é instalado próximo do topo de colinas, em razão da compressão sofrida pelo vento, já que nessas condições a velocidade é superior ao da circunvizinhança, podendo novamente, ao chegar ao topo da colina, vir a expandir-se a sotavento pela ladeira da mesma.

Como a pressão sofrida pelas lâminas varia com o tipo do aerogerador, cuja finalidade é gerar de forma eficiente e compatível (com a turbina) a máxima capacidade de energia possível, verifica-se que esta pressão deve ser gerada para um vento ideal em torno de 15 m/s (54 km/h), mas não superando os 20 m/s (72 km/h), pois acima deste valor passa a causar desgastes nos equipamentos e gerar vibrações comprometedoras (BRUGHUIS, 2003). Atualmente, para controlar situações indesejadas de velocidades de ventos, as turbinas são dotadas de sensores e mecanismos de guinada (giro da nacele ao redor da torre), que possibilitam paralisar os rotores e/ou mudar a direção de atuação do vento sobre as pás (ângulo de ataque).

Para efeito de adoção do carregamento de vento incidente sobre as pás, foi considerado neste trabalho o valor utilizado por Lavassas (2003), atribuído para uma torre com 45 m de altura. Preservou-se referida carga para a torre de 60 m e se aplicou, por extensão, proporcionalidades para as torres com 78 m e 91 m.

4.1.3 Peso Próprio da Torre e do Aerogerador

Será considerado nos cálculos, o peso da própria torre como carga distribuída por unidade de comprimento, e o peso do aerogerador concentrado no topo da torre. Não estão sendo consideradas massas não estruturais (escada interna, cabeamento, quadros e etc.) que

implicariam em incremento no peso. Por outro lado, estas massas têm sido tratadas na literatura como uma pequena fração do peso próprio (NEGM *et al.*, 2000).

4.1.4 Coeficientes de Ponderação das Ações

No estabelecimento dos coeficientes de ponderações das ações e resistências são usadas as recomendações da NBR 8800 (2008). Considerações separadas são atribuídas para as ações permanentes diretas (pesos próprios da estrutura e do conjunto nacela/rotor) e para as ações variáveis em decorrência da ação do vento na torre, ambas aqui tratadas como aplicações estáticas.

Na Tabela 5, considerando apenas as combinações normais, são mostrados os coeficientes de ponderação no ELU para as cargas permanentes diretas e para as cargas variáveis, (NBR 8800, 2008), onde γ_{f1} é a parcela de γ_f (coeficiente de ponderação das ações) responsável pela variabilidade das ações; γ_{f2} é a parcela de γ_f que considera a simultaneidade de atuação das ações; e γ_{f3} é a parcela do γ_f que leva em conta possíveis erros de avaliações dos efeitos das ações (seja por deficiência construtiva, seja por deficiência do método de cálculo empregado), com valor igual ou superior a 1,10. Os valores adotados neste estudo se encontram realçados na Tabela 5.

Tabela 5 – Coeficientes de Ponderação.

COMBINAÇÕES NORMAIS		AÇÕES PERMANENTES γ_g ^{1) 3)}	
		tas Dire	Peso próprio de estruturas metálicas.
Peso próprio de estruturas pré-moldadas.	1,30		
Peso próprio de estruturas moldadas no local e de elementos construtivos industrializados e empuxos permanentes.	1,35		
Peso próprio de elementos construtivos industrializados com adições “ <i>in loco</i> ”.	1,40		
Peso próprio de elementos construtivos em geral e equipamentos.	1,50		
retas Indi	Qualquer.	1,20	
COMBINAÇÕES NORMAIS		AÇÕES VARIÁVEIS γ_q ^{1) 4)}	
		Efeito de temperatura ²⁾	1,20
		Ação do vento	1,40
		Ações truncadas ⁵⁾	1,20
		Demais ações variáveis, inclusive as decorrentes do uso e ocupação.	1,50
<p>1) Os valores entre parênteses correspondem aos coeficientes para as ações permanentes favoráveis à segurança; ações variáveis e excepcionais favoráveis à segurança não devem ser incluídas nas combinações.</p> <p>2) O efeito de temperatura citado não inclui o gerado por equipamentos, o qual deve ser considerado ação decorrente do uso e ocupação da edificação.</p> <p>3) Nas combinações normais, as ações permanentes diretas que não são favoráveis à segurança podem, opcionalmente, serem consideradas todas agrupadas, com coeficiente de ponderação igual a 1,35 quando as ações variáveis decorrentes do uso e ocupação forem superiores a 5 kN/m², ou 1,40 quando isso não ocorrer. Nas combinações especiais ou de construção, os coeficientes de ponderação são respectivamente 1,25 e 1,30, e nas combinações excepcionais, 1,15 e 1,20.</p> <p>4) Nas combinações normais, se as ações permanentes diretas que não são favoráveis à segurança forem agrupadas, as ações variáveis que não são favoráveis à segurança podem, opcionalmente, serem consideradas também todas agrupadas, com coeficiente de ponderação igual a 1,50 quando as ações variáveis decorrentes do uso e ocupação forem superiores a 5 kN/m², ou 1,40 quando isso não ocorrer (mesmo nesse caso, o efeito da temperatura pode ser considerado isoladamente, com o seu próprio coeficiente de ponderação). Nas combinações especiais ou de construção, os coeficientes de ponderação são respectivamente 1,30 e 1,20, e nas combinações excepcionais, sempre 1,00.</p> <p>5) Ações truncadas são consideradas ações variáveis cuja distribuição de máximos é truncada por um dispositivo físico, de modo que o valor dessa ação não possa superar o limite correspondente. O coeficiente de ponderação mostrado nesta Tabela se aplica a este valor-limite.</p>			

Fonte NBR 8800 (2008).

Na Tabela 6, constam as definições para os ELS dos coeficientes de ponderação (em geral $\gamma_f = 1,0$) com $\gamma_{f2} = \psi_0$ (fator de combinação de ação variável secundária) e também os fatores de redução das ações variáveis secundárias (ψ_1 e ψ_2), conforme as ações sejam frequentes ou quase frequentes, respectivamente, (NBR 8800, 2008).

Tabela 6 - Valores dos fatores de combinação (ψ_0) e de redução (ψ_1 e ψ_2).

AÇÕES		γ_{f2} ¹⁾		
		ψ_0	ψ_1 ⁴⁾	ψ_2 ⁵⁾
Cargas acidentais de edifícios	Locais em que não há predominância de pesos e de equipamentos que permanecem fixos por longos períodos de tempo, nem de elevadas concentrações de pessoas (2).	0,5	0,4	0,3
	Locais em que há predominância de pesos e de equipamentos que permanecem fixos por longos períodos de tempo, ou de elevadas concentrações de pessoas (3).	0,7	0,6	0,4
	Bibliotecas, arquivos, depósitos, oficinas e garagens e sobrecargas em coberturas (Ver B.5.1).	0,8	0,7	0,6
Vento	Pressão dinâmica do vento nas estruturas em geral.	0,6	0,3	0
Temperatura	Variações uniformes de temperatura em relação à média anual local.	0,6	0,5	0,3
Cargas móveis e seus efeitos dinâmicos	Passarelas de pedestres.	0,6	0,4	0,3
	Vigas de rolamento de pontes rolantes.	1,0	0,8	0,5
	Pilares e outros elementos ou subestruturas que suportam vigas de rolamento de pontes rolantes.	0,7	0,6	0,4

1) Ver alínea "c" do item 4.7.5.3.

2) Edificações residenciais de acesso restrito.

3) Edificações comerciais, de escritórios e de acesso público.

4) Para estado limite de fadiga (Anexo K), usar ψ_1 igual a 1,0.

5) Para combinações excepcionais onde a ação principal for sismo, admite-se adotar para ψ_2 o valor zero.

Fonte: NBR 8800 (2008). Observação: (ψ_1 e ψ_2) somente para as ações variáveis secundárias, quando atuarem, concomitantemente, com a ação variável principal.

As rajadas, por mais razões, também podem provocar efeitos nas estruturas. Elas são flutuações da velocidade instantânea do vento em torno de sua velocidade média (NBR 6123, 1988). Quando esta se mantém constante em intervalo de tempo maior ou igual a 10

minutos (resposta média), produz nas edificações, efeitos puramente estático, mas em estruturas muito flexíveis (especialmente as altas e esbeltas), podem gerar oscilações importantes na direção da mesma (designada como resposta flutuante). Quando o período fundamental, T , for igual ou inferior a 1 s, a influência da resposta flutuante já se encontra inserida no fator S_2 , entretanto, quando T for maior que 1 s, as edificações podem apresentar importante resposta flutuante na direção do vento de velocidade média. Dessa forma, se os resultados obtidos nas otimizações das torres aqui testadas, indicarem que a frequência fundamental é igual ou superior a 1 Hz, implica dizer que o período é menor ou igual a 1 s, dispensando-se estudo da torre quanto aos efeitos dinâmicos do vento.

Como premissa deste estudo, não estão sendo considerados os efeitos dinâmicos do vento, as ações variáveis devido à temperatura e às vibrações forçadas, e também as ações consideradas excepcionais (explosões, choques, incêndio, sismos excepcionais e enchentes).

Embora o uso das mais variadas combinações de cargas não estejam incluídas neste trabalho, algumas considerações sobre elas são apresentadas. Uma combinação de ações sobre a estrutura considerada (normal, especial ou de construção e excepcional) equivale a um carregamento de ações com probabilidades não desprezíveis e com atuação simultânea durante um período preestabelecido, e deve ser feita de forma a causar os efeitos mais desfavoráveis, de modo a que as verificações sejam realizadas para ambos os estados limites, em função de combinações últimas e de serviço.

Uma combinação geral última normal é aquela decorrente do uso previsto da estrutura para cada uma das combinações possíveis, devendo estar inclusas todas as ações permanentes e a ação variável principal, além das demais ações variáveis (consideradas secundárias), com seus valores de combinação devidamente reduzidos. Matematicamente, esta combinação é representada pela equação:

$$\mathbf{F}_d = \sum_{i=1}^m (\gamma_{gi} \mathbf{F}_{Gi,k}) + \gamma_{q1} \mathbf{F}_{Q1,k} + \sum_{j=2}^n (\gamma_{qj} \psi_{0j} \mathbf{F}_{Qj,k}) \quad (7)$$

onde, \mathbf{F}_d é igual ao valor de cálculo resultante da combinação de ações; $\mathbf{F}_{Gi,k}$ é igual ao valor característico de cada ação permanente; $\mathbf{F}_{Q1,k}$ é igual ao valor característico da ação variável considerada principal para a combinação; $\mathbf{F}_{Qj,k}$ é o valor característico de cada ação variável considerada secundária, que atuará concomitantemente com a ação variável principal; γ_{gi} , γ_{qi} e γ_{qj} são os coeficientes de ponderações das cargas permanentes e variáveis (principal e secundária), respectivamente, já tratados na Tabela 5 e Tabela 6. Neste trabalho não foi

considerada a atuação de ações variáveis secundárias ($F_{Qj,k}$). Assim, a Equação (7) é simplificada para

$$F_d = \sum_{i=1}^m (\gamma_{gi} F_{Gi,k}) + \gamma_{q1} F_{Q1,k} \quad (8)$$

As combinações de serviço estão classificadas segundo a permanência das ações sobre a estrutura, ficando definidas como: quase permanentes, frequentes e raras. Em geral, as ações permanentes estão incluídas nessas combinações. Na combinação de serviço com ações quase permanentes todas as ações variáveis são consideradas com seus valores quase permanentes ($\psi_2 F_k$); as com ações frequentes, a ação variável principal F_{Q1} é tomada com seu valor frequente ($\psi_1 F_{Q1,k}$) e todas as demais ações variáveis são tomadas com seus valores quase permanentes ($\psi_2 F_{Qj,k}$); as com ações raras, a ação variável principal F_{Q1} é tomada com seu valor característico ($F_{Q1,k}$) e todas as demais ações variáveis são tomadas com seus valores frequentes ($\psi_1 F_{Qj,k}$). Apenas a título de melhor elucidar a apresentação dessas expressões, expõe-se a seguir a expressão para o segundo caso (combinação de serviço com ações frequentes):

$$F_{ser} = \sum_{i=1}^m F_{Gi,k} + \psi_1 F_{Q1,k} + \sum_{j=2}^n (\psi_{2j} F_{Qj,k}) \quad (9)$$

Tratando dos coeficientes de ponderação das resistências dos materiais, γ_m , tem-se, no ELU (combinação última de ações), que os γ_m do aço estrutural se encontram representados por γ_a , conforme a Tabela 7, encontrando-se realçado o valor adotado por este estudo. Para este trabalho o interesse está no γ_m do aço estrutural, ora como γ_{a1} definido como coeficiente de ponderação do aço relacionado às situações de escoamento, flambagem e instabilidade, ora como γ_{a2} relacionado à ruptura. O γ_m no estado limite de serviço (ELS) não é tratado com minoração, sempre assumindo o valor 1,0.

Tabela 7 – Valores dos coeficientes de ponderação das resistências dos materiais γ_m .

Combinações	Aço estrutural (1)		Concreto	Aço das armaduras
	γ_a			
	Escoamento, flambagem e instabilidade	Ruptura		
	γ_{a1}	γ_{a2}	γ_c	γ_s
Normais	1,10	1,35	1,40	1,15

1) Inclui aço de forma incorporada, usado nas lajes mistas de aço e concreto, de pinos e parafusos.

4.2 Análise Não Linear

A análise de uma estrutura trata da obtenção de sua resposta (esforços internos, reações e deslocamentos) às combinações das ações a que é submetida. Obviamente, isto requer a escolha de um modelo de avaliação que seja o mais próximo possível de suas reais condições de utilização. Nessa escolha, segundo Souza (2011), devem ser considerados os seguintes aspectos estruturais: Rigidez; Comportamento das seções; Imperfeições iniciais (execução, fabricação ou montagem); Comportamento das ligações; e as Estabilidades local (dos elementos) e global (da estrutura em seu conjunto).

Em decorrência do material adotado (aço), o modelo constitutivo pode ser considerado elástico linear ou elastoplástico. No modelo elástico linear, admite-se que as tensões nos elementos estruturais são inferiores à tensão de escoamento do material, com tensões e deformações progredindo proporcionalmente (lei de Hooke), enquanto que no modelo de análise elastoplástico, admite-se a existência de plastificação em algumas seções da estrutura, acarretando redistribuições de esforços em estruturas estaticamente indeterminadas. Neste caso, o comportamento “tensão x deformação” do material é não linear e a análise é dita fisicamente não linear. Neste trabalho o material foi considerado elástico linear, e a não linearidade física ou do material foi desconsiderada.

No que diz respeito ao efeito dos deslocamentos sobre o comportamento da estrutura existem duas alternativas de análises, classificadas como análise de 1ª ordem e de 2ª ordem. A análise de 1ª ordem (linear) pressupõe, para as obtenções de esforços, reações e deslocamentos, que o equilíbrio da estrutura ocorra em sua posição indeformada. Este tipo de análise se justifica quando os deslocamentos são muito pequenos e a geometria deformada é praticamente idêntica à indeformada. No caso da análise de 2ª ordem (não linear), entretanto o equilíbrio da estrutura ocorre na posição deformada, gerando esforços adicionais devido à ação das forças que atuam sobre esses incrementos de deslocamentos.

Os efeitos de 2ª ordem podem ser de duas formas: locais e globais. Os efeitos de 2ª ordem locais ($P-\delta$) ocorrem no âmbito dos elementos componentes da estrutura, enquanto os efeitos globais ($P-\Delta$) ocorrem em relação aos nós da estrutura. Como os efeitos de 2ª ordem se sucedem dos deslocamentos, esses esforços adicionais produzem novos deslocamentos, configurando um comportamento geometricamente não linear.

As imperfeições iniciais ou imperfeições geométricas agem influenciando os efeitos $P-\delta$ (pela não retilinearidade de componentes da estrutura) e também os efeitos $P-\Delta$ (pelo desaprumo da estrutura). Uma forma de incluir as imperfeições iniciais (geométricas) no

modelo estrutural consiste na inclusão de forças horizontais fictícias, chamadas de forças nocionais, aplicadas no nível superior da estrutura, estimadas como um percentual das ações gravitacionais atuantes (NBR 8800, 2008).

No que se refere ao aspecto do comportamento das ligações, em razão do tipo de estrutura aqui em estudo (torre engastada na base e livre no topo), considera-se que as ligações intermediárias entre os segmentos da torre (flanges aparafusados) e também a base engastada podem ser asseguradas como perfeitamente rígidas, i.e, como vínculos do tipo ideal, haja vista existirem condições propícias que favorecem o alcance deste objetivo.

Do ponto de vista da estabilidade, o projeto em estudo é considerado uma estrutura de comprimento e esbeltez elevadas, possuem peso próprio considerável e uma concentração de massa no topo. Assim, é mais adequado que a escolha da análise seja realizada por meio da análise não linear geométrica, porque permitirá o conhecimento da trajetória real de seu caminho de equilíbrio. Essa alternativa poderá favorecer estudo paralelo, no qual, uma possível flexibilidade do deslocamento imposto para o topo da torre, possa favorecê-la na condução de uma solução viável e útil.

4.2.1 Análise Não Linear pelo MEF

O Método dos Elementos Finitos (MEF) consiste na divisão da estrutura em elementos menores, ligados entre si através de nós, cujos deslocamentos em seus interiores são obtidos de funções polinomiais simples, através de interpolações, que estão correlacionadas com os pontos nodais.

Por ser um método numérico e para obtenção de melhor convergência dos resultados, pode ser necessário o uso de malha mais discretizada, sem qualquer dificuldade para implementação. Mesmo em uma estrutura 3D e de geometria complexa, sujeita aos carregamentos externos, o método consegue determinar os deslocamentos, as deformações e as tensões em todos os seus nós.

No caso da utilização da análise com não linearidade geométrica, há que se ter o cuidado quanto à possibilidade da ocorrência de pontos críticos no caminho de equilíbrio da estrutura, os quais podem ser causadores de instabilidades ou grandes deformações. Para prevenção e avaliação de situações dessa natureza, são utilizados métodos de controle, capazes de verificar possíveis descontinuidades nessas trajetórias.

Neste trabalho utilizou-se o Método de *Newton-Raphson* (CRISFIELD, 1991) associado a controle de carga para análise não linear da estrutura. O método consiste na realização de processo incremental-iterativo, no qual incrementos de carga são aplicados a

partir da configuração inicial da estrutura, até que se complete o carregamento total previsto. Quanto menor for o incremento de carga aplicado, mais amíúde será conhecida a trajetória de equilíbrio.

A equação de equilíbrio de um modelo de elementos finitos pode ser escrita como:

$$\mathbf{g}(\mathbf{u}) - \mathbf{f} = \mathbf{0} \quad (10)$$

onde, \mathbf{u} é o vetor dos deslocamentos nodais globais; \mathbf{g} é o vetor das forças internas e \mathbf{f} é o vetor das forças externas. A fim de permitir a aplicação do carregamento em etapas, o vetor de forças externas é escrito como:

$$\mathbf{f} = \lambda \mathbf{q} \quad (11)$$

onde λ é o fator de carga e \mathbf{q} um carregamento de referência. Desta forma, o controle da aplicação do carregamento é realizado através de um único parâmetro, que é o fator de carga.

O vetor das forças internas pode ser avaliado a partir das contribuições dos elementos finitos, representado simbolicamente por:

$$\mathbf{g} = \sum_{e=1}^{ne} \mathbf{g}_e \quad (12)$$

onde, ne é o número de elementos finitos e \mathbf{g}_e representa as forças internas nos elementos.

Para um nível de carga λ , os deslocamentos nodais podem ser calculados a partir da solução do sistema não linear

$$\Psi(\mathbf{u}) = \mathbf{g}(\mathbf{u}) - \lambda \mathbf{q} = \mathbf{0} \quad (13)$$

Neste trabalho, esta solução é obtida utilizando o Método de *Newton-Raphson*. Sendo \mathbf{u}^k uma solução candidata da Equação (13), tem-se, em geral, um resíduo:

$$\Psi(\mathbf{u}^k) = \mathbf{g}(\mathbf{u}^k) - \lambda \mathbf{q} \quad (14)$$

Este resíduo, comumente é não nulo, uma vez que o equilíbrio só é satisfeito quando \mathbf{u}^k for a solução exata da Equação (13).

Uma estimativa \mathbf{u}^{k+1} da solução da Equação (13) pode ser obtida expandindo-se o resíduo em Série de *Taylor*, retendo-se apenas os termos lineares e impondo a condição de que o novo resíduo seja nulo, i.e. $\Psi(\mathbf{u}^{k+1}) = 0$. Assim:

$$\Psi(\mathbf{u}^{k+1}) = \Psi(\mathbf{u}^k) + \left[\frac{\partial \Psi}{\partial \mathbf{u}} \right]_k (\mathbf{u}^{k+1} - \mathbf{u}^k) = 0 \quad (15)$$

Sendo \mathbf{q} independente de \mathbf{u} , tem-se que

$$\left[\frac{\partial \Psi}{\partial \mathbf{u}} \right]_k = \left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{u}} \right]_k = \mathbf{K}_T^k \quad (16)$$

onde \mathbf{K}_T^k é a matriz de rigidez tangente avaliada para \mathbf{u}^k . Assim, a Equação (15) pode ser escrita como

$$\mathbf{K}_T^k(\mathbf{u}^{k+1} - \mathbf{u}^k) = -\boldsymbol{\psi}(\mathbf{u}^k) \quad (17)$$

ou

$$\mathbf{K}_T^k \Delta \mathbf{u}^{k+1} = \lambda \mathbf{q} - \mathbf{g}(\mathbf{u}^k) \quad (18)$$

onde, $\Delta \mathbf{u}^{k+1}$ é o vetor de incrementos dos deslocamentos, tal que:

$$\mathbf{u}^{k+1} = \mathbf{u}^k + \Delta \mathbf{u}^{k+1} \quad (19)$$

Desta forma, as Equações (18) e (19) são utilizadas para a determinação da nova estimativa do vetor de deslocamentos e a Equação (14) empregada para calcular o resíduo das equações de equilíbrio. Caso este resíduo seja inferior a uma tolerância predefinida as iterações são interrompidas e o fator de carga λ é incrementado, caso contrário uma nova estimativa dos deslocamentos é calculada até que a tolerância seja satisfeita.

4.3 Análise de Vibração Livre

As equações que regem a resposta dinâmica de um modelo de elementos finitos podem ser obtidas utilizando o Princípio dos Trabalhos Virtuais (PTV) que requer que o trabalho das forças externas seja absorvido pelo trabalho das forças internas, forças de inércia e forças viscosas, para qualquer pequeno deslocamento virtual cinematicamente admissível. Matematicamente, tem-se:

$$\int_{V_e} \delta \mathbf{u}^T \mathbf{F} dV + \int_{S_e} \delta \mathbf{u}^T \boldsymbol{\phi} dS + \sum_{i=1}^n \delta \mathbf{u}_i^T \mathbf{p}_i = \int_{V_e} (\delta \boldsymbol{\epsilon}^T \boldsymbol{\sigma} + \delta \mathbf{u}^T \rho \ddot{\mathbf{u}} + \delta \mathbf{u}^T c \dot{\mathbf{u}}) dV \quad (20)$$

onde $\delta \mathbf{u}$ é um pequeno deslocamento virtual, $\delta \boldsymbol{\epsilon}$ é a deformação virtual decorrente do deslocamento $\delta \mathbf{u}$, \mathbf{F} representa as forças de corpo, $\boldsymbol{\phi}$ representa as forças de superfície prescritas em S_e (que normalmente são diferentes de zero apenas para uma parte da superfície S_e), \mathbf{p}_i representam as cargas concentradas que atuam em um total de “n” pontos sobre o elemento, $\delta \mathbf{u}_i$ é o deslocamento do ponto no qual a carga \mathbf{p}_i é aplicada, ρ é a massa específica do material, c é o parâmetro de amortecimento do material análogo à viscosidade e V_e é o volume do elemento.

Considerando a representação dos deslocamentos em função dos deslocamentos nodais, temos as equações para o campo deslocamento \mathbf{u} (função do espaço e tempo) e suas duas primeiras derivadas no tempo, dadas por:

$$\mathbf{u} = \mathbf{N} \mathbf{d} \quad \therefore \quad \dot{\mathbf{u}} = \mathbf{N} \dot{\mathbf{d}} \quad \therefore \quad \ddot{\mathbf{u}} = \mathbf{N} \ddot{\mathbf{d}} \quad (21)$$

As funções de forma \mathbf{N} , são apenas funções do espaço e os graus de liberdade nodais \mathbf{d} são apenas função do tempo. Então as Equações (21) representam uma separação local de variáveis. Das aplicações das Equações (20) e (21) resulta:

$$\delta \mathbf{d}^T \left[\int_{V_e} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma} dV + \int_{V_e} \rho \mathbf{N}^T \mathbf{N} dV \ddot{\mathbf{d}} + \int_{V_e} c \mathbf{N}^T \mathbf{N} dV \dot{\mathbf{d}} - \int_{V_e} \mathbf{N}^T \mathbf{F} dV - \int_{S_e} \mathbf{N}^T \boldsymbol{\phi} dS - \sum_{i=1}^n \mathbf{p}_i \right] = 0 \quad (22)$$

tendo sido admitido que os locais de aplicações das cargas concentradas \mathbf{p}_i são coincidentes com nós da malha. Sendo $\delta \mathbf{d}$ arbitrário, a Equação (22) pode ser escrita como:

$$\mathbf{M}_e \ddot{\mathbf{d}} + \mathbf{C}_e \dot{\mathbf{d}} + \mathbf{g}_e = \mathbf{f}_e \quad (23)$$

onde as matrizes de massa e amortecimento do elemento são definidas por

$$\mathbf{M}_e = \int_{V_e} \rho \mathbf{N}^T \mathbf{N} dV \quad (24)$$

$$\mathbf{C}_e = \int_{V_e} c \mathbf{N}^T \mathbf{N} dV \quad (25)$$

o vetor das forças internas do elemento por

$$\mathbf{g}_e = \int_{V_e} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma} dV \quad (26)$$

e o vetor das cargas externas do elemento por

$$\mathbf{f}_e = \int_{V_e} \mathbf{N}^T \mathbf{F} dV + \int_{S_e} \mathbf{N}^T \boldsymbol{\phi} dS + \sum_{i=1}^n \mathbf{p}_i \quad (27)$$

É importante notar que em problemas dinâmicos, as cargas externas normalmente variam no tempo.

As matrizes de massa \mathbf{M} e de amortecimento \mathbf{C} e o vetor de forças internas \mathbf{g} da estrutura são obtidos a partir das contribuições dos elementos, podendo-se representá-las simbolicamente na forma $\mathbf{M} = \Sigma(\mathbf{M})_e$, $\mathbf{C} = \Sigma(\mathbf{C})_e$ e $\mathbf{g} = \Sigma(\mathbf{g})_e$, entendendo-se que as grandezas do elemento devem ser expandidas até à ordem da estrutura, para que o somatório seja formalmente estabelecido.

A Equação (23) é considerada um sistema semidiscretizado, acoplado de equações diferenciais ordinárias de segunda ordem no tempo, porque, apesar dos deslocamentos \mathbf{d} serem funções discretas do espaço, são, também, funções contínuas no tempo. Os métodos modais de análise dinâmica para a solução destas equações são utilizados na tentativa de desacoplá-las, de maneira a resolver uma equação independente da outra. Já os métodos de integração direta discretizam a Equação (23) no tempo, permitindo obter-se uma sequência de equações algébricas simultâneas (COOK *et al.*, 2002).

Quando as Equações (24) e (25) são avaliadas utilizando as mesmas funções de forma \mathbf{N} da Equação (21) para a interpolação do campo de deslocamentos, os resultados

obtidos levam às matrizes de massa e de amortecimento consistentes. Estas matrizes são simétricas e no domínio do elemento elas são geralmente cheias, porém, a nível de estrutura elas têm a mesma topologia esparsa que a matriz de rigidez global. Quando ρ e c são diferentes de zero, as matrizes consistentes \mathbf{M}_e e \mathbf{C}_e são positivas definidas e a energia cinética $\frac{1}{2} \dot{\mathbf{d}}^T \mathbf{m} \dot{\mathbf{d}}$ é positiva para qualquer $\dot{\mathbf{d}}$ diferente de zero (COOK *et al.*, 2002).

O vetor de forças internas, Equação (26), representa as forças nos nós causadas pelas deformações do material. As Equações (23) e (26) são válidas tanto para comportamento linear quanto não linear do material. Para materiais de comportamento linear elástico, na qual $\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{E} \mathbf{B} \mathbf{d}$ (COOK *et al.*, 2002), a Equação (26) torna-se:

$$\mathbf{g}_e = \mathbf{k}_e \mathbf{d} \quad (28)$$

onde, da definição usual de matriz de rigidez:

$$\mathbf{k}_e = \int_{V_e} \mathbf{B}^T \mathbf{E} \mathbf{B} dV \quad (29)$$

Neste caso a Equação (23) pode ser escrita como

$$\mathbf{M}_e \ddot{\mathbf{d}} + \mathbf{C}_e \dot{\mathbf{d}} + \mathbf{k}_e \mathbf{d} = \mathbf{f}_e \quad (30)$$

Esta expressão representa a equação de movimento ou de equilíbrio dinâmico de um elemento finito. Aplicando o mesmo procedimento para a estrutura global, chega-se a equação de movimento do modelo de elementos finitos:

$$\mathbf{M} \ddot{\mathbf{u}} + \mathbf{C} \dot{\mathbf{u}} + \mathbf{K} \mathbf{u} = \mathbf{f} \quad (31)$$

onde \mathbf{u} representa o vetor de deslocamentos nodais da estrutura.

As frequências naturais e modos de vibração são parâmetros fundamentais para caracterizar o comportamento dinâmico de uma estrutura (CRAIG, 1995). Estes parâmetros estão associados ao problema de vibrações livres não amortecidas ($\mathbf{C} = \mathbf{0}$ e $\mathbf{f} = \mathbf{0}$) e podem ser obtidos pela solução do problema de autovalor generalizado

$$(\mathbf{K} - \omega^2 \mathbf{M}) \boldsymbol{\varphi} = \mathbf{0}, \quad \text{para } \boldsymbol{\varphi} \neq \mathbf{0} \quad (32)$$

onde ω corresponde às frequências naturais e $\boldsymbol{\varphi}$ aos modos de vibração da estrutura (COOK *et al.*, 2002).

COOK *et al.*, (2002) destaca que, se cerca de 1/3 da menor frequência natural de vibração (frequência natural fundamental) de uma estrutura, for superior à frequência de excitação nela aplicada, pode-se desprezar os efeitos da inércia, admitindo tratamento estático para a estrutura, i.e, o problema pode ser resolvido pelas equações de equilíbrio, admitindo que as cargas e os deslocamentos possam ser considerados estáticos, mesmo que neles ocorram variações muito lentas com o tempo.

Em razão do método e do modelo de análise deste trabalho, escolhidos para o presente estudo da torre de aço, verifica-se que o elemento de pórtico plano é suficiente para representar os deslocamentos nodais no sistema local de referência do elemento (x y z), resultando na matriz de massa consistente, correspondente à mostrada na Equação (24), (PRZEMIENIECKI, 1968), onde, a matriz \mathbf{M}_e foi obtida a partir da Equação (24) e a matriz \mathbf{M} da estrutura, à semelhança da determinação da matriz de rigidez global, obtém-se pela acumulação das contribuições das massas dos diversos elementos constituintes do modelo.

$$\mathbf{M}_e = \frac{\rho AL}{420} \begin{pmatrix} 140 & 0 & 0 & 70 & 0 & 0 \\ 0 & 156 & 22L & 0 & 54 & -13L \\ 0 & 22L & 4L^2 & 0 & 13L & -3L^2 \\ 70 & 0 & 0 & 140 & 0 & 0 \\ 0 & 54 & 13L & 0 & 156 & -22L \\ 0 & -13L & -3L^2 & 0 & -22L & 4L^2 \end{pmatrix} \quad (33)$$

4.4 Verificações

No que se refere aos critérios para garantia de segurança estrutural, este trabalho será guiado pela NBR 8800 (2008) que se baseia no Método dos estados limites (ELU e ELS). Os estados limites são padrões determinados de comportamento da estrutura que não devem ser superados. As condições dos ELU dizem respeito à segurança da estrutura submetida às combinações mais desfavoráveis de ações previstas em toda a vida útil, durante a construção ou quando atuar uma ação especial ou excepcional, e os estados limites de serviço estão relacionados com o desempenho da estrutura para condições normais de utilização (NBR880, 2008).

As condições ou exigências dos estados limites são usualmente estabelecidas por desigualdades. No ELU, como consequência de cargas excessivas aplicadas na estrutura, uma parte ou a sua totalidade entra em colapso, seja por perda de equilíbrio como corpo rígido, seja por plastificação total de um elemento estrutural ou de uma seção do elemento, seja por ruptura de uma ligação ou de uma seção, seja por flambagem em regime elástico ou não, seja por ruptura devido à fadiga. Já no ELS, as consequências de cargas superiores às admissíveis em serviço, ocasionarão deformações ou vibrações excessivas.

No Método dos estados limites, a garantia de segurança segue a equação de conformidade para cada uma das seções da estrutura, pela formulação geral

$$S_d = S (\sum \gamma_{fi} \cdot F_i) \leq R_d = R (f_k / \gamma_m) \quad (34)$$

onde, S_d é a solicitação de projeto ou solicitação de cálculo, obtida a partir de uma combinação de ações F_i , cada uma majorada por um coeficiente γ_{fi} ; e R_d é a resistência de projeto ou resistência de cálculo, obtida a partir da resistência característica do material f_k que é minorada pelo coeficiente γ_m de redução da resistência interna.

Para o cálculo dos esforços solicitantes decorrentes das ações sobre a estrutura, considerando-as estáticas ou quase estáticas pode-se utilizar dois processos distintos no que diz respeito ao regime de tensões, isto é, com o material sendo considerado elástico ou inelástico. Neste trabalho, será considerado material com comportamento elástico-linear.

No que se refere às combinações de solicitações de carregamento será adotado combinação normal tanto para as ações no ELU, como no ELS, de acordo com o previsto na NBR 8800 (2008). As combinações possíveis são feitas considerando uma ação permanente G com uma ação variável Q . Tabelas da norma citada, apontam os coeficientes de ponderação para as ações (como discutido no item 4.1.4) e para os deslocamentos máximos, como recomendações em função do tipo do elemento estrutural e das ações consideradas.

Para verificar o estado limite de vibração excessiva, devido às ações do vento ou de cargas móveis produtoras de vibrações nas estruturas, deve-se realizar análise dinâmica da mesma com adequada modelagem dessas ações. Neste trabalho, particularmente pelo estágio de desenvolvimento em que se encontra, ainda não será aplicado o tratamento relacionado com a modelagem dinâmica da estrutura, todavia será feita análise de vibração livre. Por essa razão, os efeitos de fadiga não serão, também, levados em consideração.

As exigências de projeto para a estabilidade individual dos componentes da estrutura acham-se também asseguradas pela NBR 8800 (2008), nos quais as imperfeições locais desses elementos já se encontram incorporadas nas expressões de dimensionamento e, particularmente, quando as peças estiverem submetidas às ações estáticas; esse será o tratamento aplicado. Os critérios para as verificações (NBR 8800, 2008), discriminados a seguir, consideram que a torre estará sujeita aos carregamentos do vento (incidente sobre a torre e pás) e aos pesos da estrutura (próprio) e da nacela/rotor (fixado no topo).

Estando a torre submetida simultaneamente a todas as cargas, a norma determina como critérios de dimensionamento para barras submetidas a momentos fletores, força axial e forças cortantes, que a estrutura seja apreciada à flexão composta (efeitos combinados de força axial e de momento fletor, carregadas de forma que não ocorra torção) pelas condições abaixo:

$$\text{Para } \frac{N_{Sd}}{N_{Rd}} \geq 0,2, \quad \frac{N_{Sd}}{N_{Rd}} + \frac{8}{9} \left(\frac{M_{Sd,z}}{M_{Rd,z}} + \frac{M_{Sd,x}}{M_{Rd,x}} \right) \leq 1,0 \quad (35)$$

$$\text{Para } \frac{N_{Sd}}{N_{Rd}} < 0,2, \quad \frac{N_{Sd}}{2 \times N_{Rd}} + \left(\frac{M_{Sd,z}}{M_{Rd,z}} + \frac{M_{Sd,x}}{M_{Rd,x}} \right) \leq 1,0 \quad (36)$$

onde, N_{Sd} é a força axial solicitante de cálculo de tração ou de compressão, a que for aplicável; N_{Rd} é a força axial resistente de cálculo de tração ou de compressão, a que for aplicável; $M_{Sd,z}$ e $M_{Sd,x}$ são momentos fletores solicitantes de cálculo, respectivamente em relação aos eixos z e x da seção transversal; $M_{Rd,z}$ e $M_{Rd,x}$ são os momentos fletores resistentes de cálculo, também respectivamente em relação aos eixos z e x da seção transversal.

Para atendimento ao critério de resistência de barras prismáticas submetidas à força axial de compressão, N_{Rd} , sua determinação é realizada associando-a aos estados limites últimos de instabilidade por flexão e de flambagem local.

A força N_{Rd} é dependente de dois fatores (Q e χ) e também do índice de esbeltez reduzido (λ_0), onde:

- a) Q é o fator de redução total associado à flambagem local, para resguardar N_{Rd} diretamente e também pelos limites inferior e superior admitidos, assim obtidos:

$$\text{Para } \frac{D}{e} \leq 0,11 \frac{E}{f_y}, \quad Q = 1,00 \quad (37)$$

$$\text{Para } 0,11 \frac{E}{f_y} < \frac{D}{e} \leq 0,45 \frac{E}{f_y}, \quad Q = \frac{0,038 E}{\frac{D}{e} f_y} + \frac{2}{3} \quad (38)$$

onde, D é o diâmetro externo da seção tubular circular; e é a espessura da parede, mas não se permitindo utilizações de seções tubulares circulares superando o valor de $0,45 \frac{E}{f_y}$, i.e, necessidade de atendimento da expressão abaixo:

$$\frac{D}{e} \leq 0,45 \frac{E}{f_y} \quad (39)$$

- b) χ é o fator de redução associado à resistência à compressão, cujo valor deve ser determinado pela prévia obtenção de λ_0 , a saber:

$$\lambda_0 = \sqrt{\frac{Q A_g f_y}{N_e}} \quad (40)$$

$$(41)$$

sob as seguintes considerações

$$\begin{aligned} \text{Para } \lambda_0 \leq 1,5 \text{ tem-se que } \chi &= 0,658\lambda_0^2; \\ \text{Para } \lambda_0 > 1,5 \text{ tem-se que } \chi &= 0,877/\lambda_0^2; \end{aligned} \quad (42)$$

ou

Para os casos em que o $\lambda_0 \leq 3,0$, o valor de χ também pode ser obtido a partir da Tabela 4 ou Figura 11 da mesma norma;

onde, A_g é a área bruta da seção transversal da torre, f_y é a tensão de escoamento, γ_{a1} é definido adiante e N_e é a força axial de flambagem elástica para seções com dupla simetria, igual à carga crítica da coluna de *Euler*, dada por:

$$N_e = \frac{\pi^2 EI}{(KL)^2} \quad (43)$$

sendo, E é o módulo de elasticidade; I é o momento de inércia da seção transversal, K é o coeficiente teórico de flambagem por flexão e L o comprimento destravado da barra.

Considerando o modelo engastado na base e livre na outra extremidade, devem ser observadas duas alternativas: caso o engaste não possa ser considerado perfeito e a análise utilizada seja a linear, o valor de K recomendado pela NBR 8800 (2008) é de 2,1; e caso o engaste possa ser considerado como um vínculo ideal, o valor de K é igual a 2,0. Para ambas as situações, se a análise for não linear, recomenda-se $K = 1$. O comprimento destravado L é coincidente com o comprimento da torre. No presente estudo foi realizada análise não linear por elementos finitos e, na verificação da flambagem global, tendo em vista que a seção transversal da torre varia ao longo de seu comprimento, adotou-se como momento de inércia o valor correspondente à seção média da torre.

Dessa forma, N_{Rd} é obtido por:

$$N_{Rd} = \frac{\chi Q A_g f_y}{\gamma_{a1}} \quad (44)$$

A fim de considerar a atuação da Força Cortante Resistente de Cálculo na torre, na direção de um dos eixos centrais de inércia, a verificação da barra deve ser feita sendo observados os estados limites últimos de escoamento e de flambagem por cisalhamento. Para tanto, $V_{sd} \leq V_{rd}$. No caso particular deste trabalho, tratando-se de torre de seção tubular, o elemento resistente à força cortante é a parede do perfil, cuja formulação é conduzida por:

$$V_{rd} = \frac{0,5 \times \tau_{cr} \times A_g}{\gamma_{a1}} \quad (45)$$

tomando-se para τ_{cr} , valor igual ao maior dos seguintes valores, e desde que não supere o limite de 60% da tensão de escoamento do aço, conforme as expressões:

$$\tau_{cr} = \frac{1,60E}{\sqrt{\frac{L_v}{D} \left(\frac{D}{e_d}\right)^4}} \leq 0,60 f_y \quad (46)$$

ou

$$\tau_{cr} = 0,78E / \left(\frac{D}{e_d}\right)^2 \leq 0,60 f_y \quad (47)$$

sendo, τ_{cr} a tensão de cisalhamento crítico; D já definido na Equação (37); e_d a espessura de cálculo da parede de seção transversal, tomada igual a 0,93 vezes a espessura nominal para uso com tubos com costura (caso desse estudo) ou igual à espessura nominal quando se utilizar tubos sem costura; e L_v a distância entre as seções de forças cortantes máxima e nula (L da torre).

Finalizando, para o caso de seções tubulares, obtém-se o momento fletor resistente de cálculo de vigas de alma não esbelta (quando da condição em que a relação entre o diâmetro e espessura de parede não for superior a $0,45 \frac{E}{f_y}$). Nessas condições, para o estado limite de flambagem local da parede do tubo, tem-se que o momento resistente é dado por:

$$\text{Para } \lambda \leq \lambda_p, \quad M_{Rd} = \frac{M_{pl}}{\gamma_{a1}} \quad (48)$$

$$\text{Para } \lambda_p < \lambda \leq \lambda_r, \quad M_{Rd} = \frac{1}{\gamma_{a1}} \left(\frac{0,021E}{\frac{D}{e}} + f_y \right) W \quad (49)$$

$$\text{Para } \lambda > \lambda_r, \quad M_{Rd} = \frac{1}{\gamma_{a1}} \left(\frac{0,33E}{\frac{D}{e}} \right) W \quad (50)$$

sendo:

$$\lambda = \frac{D}{e} \quad (51)$$

$$\lambda_p = \frac{0,07E}{f_y} \quad (52)$$

$$\lambda_r = \frac{0,31E}{f_y} \quad (53)$$

$$M_{pl} = f_y Z = f_y (D_m^2 e + e^3/3) \quad (54)$$

$$W = \pi e \frac{D_m^2}{4} \quad (55)$$

onde, M_{pl} é o momento de plastificação (parede fina); Z é o módulo plástico; λ_p é o parâmetro de esbeltez correspondente a plastificação; λ_r é o parâmetro de esbeltez correspondente ao início do escoamento; $\gamma_{a1} = 1,10$, definido na Tabela 7, correspondendo ao coeficiente de minoração da resistência para o aço estrutural relacionado com escoamento, flambagem e instabilidade no ELU, e W é o módulo de resistência elástico mínimo da seção transversal em relação ao eixo de flexão.

E, na avaliação do momento fletor resistente de cálculo M_{Rd} , visando assegurar a validade da análise elástica, este não poderá ser superior a $1,5 W f_y / \gamma_{a1}$.

5. OTIMIZAÇÃO ESTRUTURAL

Otimizar um sistema estrutural consiste em realizar a busca de uma solução ótima para o problema. As etapas principais para definir um problema de projeto associado com a otimização (ARORA, 1996) são: formulação do problema de projeto (definições do problema, identificação do objetivo e avaliação das combinações de carregamentos atuantes), formulação do problema de otimização (definições do material constituinte, variáveis de projeto e funções objetivo e de restrições) e declaração do problema de otimização (exibição da formulação na forma padrão). No projeto via otimização, diferentemente do tratamento empregado no processo de projeto convencional, Tabela 8, são afastadas as interferências frequentes e subjetivas do projetista, todavia permanecem necessárias as objetivas.

Tabela 8 – Diferenças entre projeto convencional e projeto via otimização.

PROJETO CONVENCIONAL	PROJETO DE OTIMIZAÇÃO	OBSERVAÇÕES
Seleção dos <u>valores iniciais</u> das variáveis de projeto.	Escolhas prévias do intervalo e das variáveis de projeto, e das funções objetivo e de restrições.	<u>Convencional</u> : Requer experiência do projetista.
Escolha, por experiência, de uma restrição “regente” para realização da primeira verificação.	Todas as restrições do problema são levadas em conta simultaneamente.	<u>Convencional</u> : Requer experiência do projetista.
A restrição escolhida (critério de resistência, p.ex.) é utilizada para ajustar o projeto inicial (verificação da viabilidade).	Processo de verificação ocorre de maneira iterativa, de modo que o projeto vai sendo melhorado enquanto estiver minimizando a função objetivo.	<u>Convencional</u> : entediante.
Se o limite da restrição é ultrapassado, uma nova tentativa de ajuste (alterações dos valores das variáveis de projeto) é realizada, repetindo-se o processo até ocorrer satisfação.		<u>Convencional</u> : entediante.
Repete-se o processo para cada restrição (verificação) seguinte (necessária).		<u>Convencional</u> : entediante.
O projeto assim obtido é considerado aceitável, ainda que possa não ser o melhor (conservador).	O projeto ótimo é obtido quando não mais ocorrer redução da função objetivo (risco controlável: ocorrência de um “mínimo local” em detrimento do “mínimo global”).	<u>Convencional</u> : pode haver outro melhor, dada a falta de iterações; <u>Otimização</u> : decisão entre os vários mínimos locais melhores.
Alterações em qualquer dos parâmetros do problema exige completa repetição dos passos acima.	Alterações em qualquer dos parâmetros do problema resulta em rápida obtenção de um novo projeto ótimo.	<u>Otimização</u> : vantagem decorre da união entre a formulação do problema com o programa de otimização
Mesmo nos problemas com poucas variáveis de projeto é pouco provável adivinhar o conjunto das restrições ativas.	As restrições ativas são determinadas de forma automática para a solução final.	<u>Convencional</u> : entediante <u>Otimização</u> : automático

Isso ocorre pelas inúmeras combinações que o processo de otimização proporciona através das variáveis de projeto, possibilitando o alcance do projeto viável de melhor desempenho possível ao objetivo estabelecido. As diferenças entre os dois processos encontram-se consubstanciadas na Tabela 8 (retro apresentada), com indiscutível vantagem do processo de otimização.

Na prática, muitos problemas de projeto envolvem variáveis que não podem ter valores arbitrários (números reais), é o caso quando se utilizam chapas de aço, dada sua comercialização atendendo determinado padrão de dimensões e espessuras predefinidas, sendo, por isso, chamados de problemas de otimização com variável discreta (conjunto de valores previamente estabelecido). Contrastando, tem-se os problemas de projeto com variável contínua, nos quais as variáveis podem assumir qualquer valor real entre os limites inferior e superior especificados.

Arora (1986), chama a atenção daqueles de se dedicam à otimização, para o fato de que a função objetivo apresenta a tendência de mostrar menor valor à medida que o problema de projeto passa a ter mais variáveis (decorrência de seu maior grau de liberdade). Se, no entanto, o problema for tratado com variáveis discretas, as soluções ótimas produzidas acarretarão em maior valor para a função objetivo (incremento do valor ótimo), pois, indiretamente, restrições adicionais estão sendo impostas ao problema. Além disso, como forma de assegurar existência de solução, o número de restrições de igualdade deve ser menor do que o número de variáveis de projeto.

A expressão geral do problema de otimização é:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f(\mathbf{x}) \\ \text{sujeito a:} & \\ \text{Restrições de igualdade:} & h_i(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1 \text{ a } p \\ \text{Restrições de Desigualdade:} & g_i(\mathbf{x}) \leq 0, \quad i = (p+1) \text{ a } m \\ \text{Restrições Laterais:} & x_i^{\text{inf}} \leq x_i \leq x_i^{\text{sup}} \quad i = 1, \dots, n \end{array}$$

sendo o vetor das variáveis de projeto: $\mathbf{x}^T = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$

onde, x_i^{inf} e x_i^{sup} são os limites inferiores e superiores das variáveis de projeto, \mathbf{x} o vetor de variáveis de projeto e $f(\mathbf{x})$ a função objetivo.

No tratamento numérico dispensado no processo, alguns cuidados necessitam ser levados em conta:

- a) em prol da eficiência numérica na implementação dos algoritmos em computador, os limites explícitos inferior e superior das variáveis de projeto, por serem fáceis de impor, devem ser tratados separadamente;
- b) para satisfazer a simplicidade da apresentação, limites explícitos das restrições são incluídos nas restrições de desigualdades, $g_i(x) \leq 0$; se o valor da restrição de desigualdade for zero em um determinado ponto “ x ” do projeto, a restrição de desigualdade é dita ativa, satisfeita que é pela igualdade $g_i(x) = 0$, com forte contribuição para a resposta encontrada (graficamente, o ponto “ x ” está localizado sobre a linha dos lugares geométricos do espaço que representam aquela restrição); caso a restrição de desigualdade assuma um valor negativo, é dita inativa, e quanto mais afastada estiver de zero (valor absoluto cada vez maior), menor sua influência na solução ótima do problema. Quando, entretanto, o valor da restrição de desigualdade for um número positivo, ocorre o fenômeno da restrição violada (i.e, a restrição não foi respeitada), indicando que o ponto “ x ” está entre os pontos da região inviável do espaço de projeto. Observar que para os casos de restrição de igualdade, para qualquer ponto “ x ” do projeto, só existem duas condições, ou a restrição está ativa (e a solução é viável) ou ela é violada (sendo a solução inviável);
- c) conhecer os tipos de funções (objetivo e de restrições) envolvidas no modelo do problema de Programação Matemática (PM). Os problemas de Programação Matemática são uma classe particular de Problemas de Otimização, onde o objetivo e as restrições são dadas como funções matemáticas e relações funcionais. O significado de programação matemática foi originalmente tratado como o planejamento de atividades econômicas, representado matematicamente por um modelo de maximização ou minimização satisfazendo determinadas relações, onde o objetivo era maximizar os lucros da atividade produtiva. Quando todas as funções relativas às variáveis do problema são lineares, o problema PM é chamado problema de Programação Linear (PL). Quando a função objetivo é quadrática e as funções de restrições são lineares, o problema é chamado de problema de Programação Quadrática (PQ). Ressalte-se que alguns algoritmos numéricos para problemas não lineares, também resolve um subproblema PL ou PQ através de seus processos iterativos. No ANEXO A é apresentada uma classificação proposta por Castro (2001) de problema de PM;
- d) nos casos de modelos tratados numericamente como problema de Programação Não Linear (PNL), existem ainda os problemas de projeto envolvendo várias funções

multiobjetivos (objetivos conflitantes), cujo tema, por não ser objeto deste estudo, não será aqui aprofundado.

O conjunto de todos os pontos que satisfaz as restrições, geralmente escrito como conjunto S , é chamado espaço de soluções viáveis. Diz-se que a função objetivo $f(\mathbf{x})$ terá um mínimo local para o ponto solução \mathbf{x}^* , numa vizinhança de \mathbf{x}^* , se o valor da função objetivo $f(\mathbf{x}^*)$ for o menor ou igual quando comparado com todos os outros pontos \mathbf{x} desta vizinhança. Permanecendo a desigualdade $f(\mathbf{x}^*) < f(\mathbf{x})$ para todo \mathbf{x} da pequena região viável de \mathbf{x}^* , leva $f(\mathbf{x}^*)$ para a condição de “mínimo local isolado” ou estrito. Se, no entanto, a desigualdade for válida para todo \mathbf{x} do conjunto viável S , o mínimo é chamado de “mínimo global único ou estrito”. No caso de não haver restrições para o sistema, tem-se que o conjunto viável do problema ocupa todo o espaço de projeto, sendo válidas as assertivas precedentes. É certo, ainda, que a função objetivo $f(\mathbf{x})$ pode ter vários pontos de “mínimo global”, e, similarmente, também podem existir diversos “mínimos locais”, caso em que o mínimo não é estrito.

Para um ponto ser a solução ótima de um problema de otimização, ela deve satisfazer condições ditas de otimalidade. Para problemas de otimizações com restrições, as condições de otimalidade da função objetivo são conhecidas como condições necessárias de *Karush-Kuhn-Tucker* (KKT). Estas condições usam informações dos gradientes da função e podem ser utilizadas como critérios de parada (Arora 1989, 1990).

Para resolver o problema de projeto de otimização do presente trabalho, em razão da presença das variáveis discretas e das funções descontínuas, será utilizado o Algoritmo Genético (AG). Nos AG as condições KKT não se aplicam em razão de não se trabalhar com os gradientes das funções, motivo pelo qual não é dada maior atenção a essas condições neste trabalho.

Complementarmente, tomando-se como ponto de partida a solução obtida pelo AG, utilizar-se-á, empregando variáveis contínuas, o algoritmo de busca SQP, como forma de verificar a possibilidade da existência de uma melhor solução de ótimo local. O SQP é um método de programação não linear de busca da solução ótima, baseado em gradiente, realizado através de aproximação sequencial do problema de Programação Não Linear como um problema de Programação Quadrática. Ao contrário de outros métodos que tentam converter o problema em uma sequência de subproblemas de otimização sem restrições, no SQP o problema de otimização é tratado por processo iterativo, onde a função objetivo, $f(\mathbf{x})$, é substituída por uma aproximação quadrática e as restrições não lineares, $h(\mathbf{x})$ e $g(\mathbf{x})$, são

substituídas por aproximações lineares, obtendo-se a solução de cada passo por aproximação do problema não linear. Neste trabalho, será empregado o algoritmo SQP da função *fmincon* do pacote *optimization* do *software* MATLAB.

Em problema de otimização estrutural com material homogêneo, geralmente os parâmetros envolvidos seguem a seguinte diretriz: a função objetivo é o peso que se quer minimizar; as variáveis de projeto dizem respeito às dimensões dos elementos e as restrições estão relacionadas à segurança, à estabilidade, à vibração e a condições de serviço ou de utilização da estrutura.

6. MODELO DE OTIMIZAÇÃO

6.1 Modelo de Otimização da Torre

O objetivo do modelo de otimização compreende a minimização do peso da torre (custo, indiretamente), com imposição de restrições relativas à resistência, à rigidez, à estabilidade, ao deslocamento no topo, à geometria, à frequência natural fundamental, e ao limite a transporte. As características gerais do modelo proposto neste trabalho são:

a) Estrutura,

- modelo de análise viga engastada na base e livre no topo;
- torre de chapa de aço composta de segmentos tubulares em tronco de cone;
- não consideração das emendas realizadas (solda, flanges);
- as aberturas para iluminação e as massas não estruturais serão desprezadas;
- realização da análise de vibração livre para obtenções das frequências naturais.

b) Cargas,

- peso do conjunto nacele/rotor;
- peso próprio da torre (carga distribuída);
- ação do vento sobre a torre;
- ação do vento sobre as pás do rotor: força horizontal e momento concentrados no topo da torre.

A estrutura da torre pode ser dividida em segmentos de troncos de cone, desde que não ultrapassem o comprimento máximo e o peso permitidos pelo transporte.

6.2 Função Objetivo e Variáveis de Projeto

A função objetivo do problema será o peso da torre para minimizar o modelo de otimização, conforme segue:

$$P(X) = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n \gamma \frac{\pi}{2} (D_j + d_j - 2e_j) e_j h_j \quad (56)$$

onde, γ é o peso específico do aço; D_j é o diâmetro externo da base do j -ésimo elemento finito do k -ésimo segmento tronco de cone considerado; d_j é o diâmetro externo do topo do j -ésimo elemento finito do k -ésimo segmento tronco de cone considerado; e_j é a espessura do j -ésimo elemento finito do k -ésimo segmento tronco de cone considerado; h_j é a altura do j -ésimo elemento finito do k -ésimo segmento tronco de cone considerado; j é o índice para o j -ésimo

elemento finito do k -ésimo segmento; n é o número de segmentos da torre ou de elementos finitos do k -ésimo segmento;

Para maior estabilidade numérica do algoritmo, a função objetivo foi normalizada na forma:

$$f(\mathbf{x}) = \frac{P(\mathbf{x})}{P_{max}} \quad (57)$$

onde, $f(\mathbf{x})$ é a função objetivo normalizada, $P(\mathbf{x})$ é a função objetivo do peso mínimo, \mathbf{x} é o vetor das variáveis de projeto e P_{max} é o maior peso possível para a torre (caso em que a torre é considerada cilíndrica e possui tanto o maior diâmetro, quanto a maior espessura possíveis).

As variáveis de projeto da torre são apresentadas na Figura 29. Serão tratadas simultaneamente como discretas ou contínuas, utilizando-se os parâmetros listados a seguir:

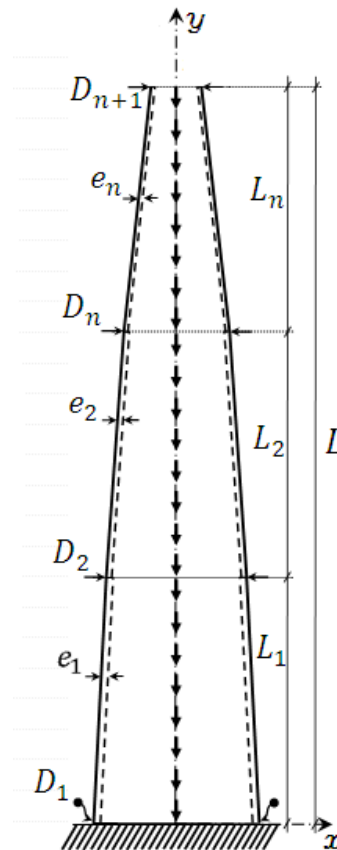


Figura 29 – Modelo da torre de aço de troncos de cone para otimização.

- a) o diâmetro externo do j -ésimo EF do k -ésimo segmento tronco de cone. Nas junções dos segmentos (onde as concentrações de tensões são eliminadas em face das presenças dos flanges), os diâmetros externos adjacentes serão considerados como única variável de projeto, de modo a forçar a continuidade da estrutura ($d_{(n+1)} = D_n$);

- b) as espessuras das chapas comercializadas pelas indústrias serão consideradas com igual espessura para cada segmento, tratadas como variáveis discretas, mas serão consideradas contínuas quando a otimização ocorrer através do algoritmo SQP com a utilização da função *fmincon*.

Na forma vetorial, as variáveis de projetos podem ser representadas como:

$$\mathbf{x}^T = \{D_1, D_2, \dots, D_n, D_{(n+1)}, e_1, e_2, \dots, e_n\} \quad (58)$$

6.3 Restrições

Para as restrições de projeto foram adotadas as verificações de segurança presentes na NBR 8800 (ABNT, 2008), conforme já exposto no item 4.4 deste trabalho, conforme segue:

- a) restrições quanto às verificações dos critérios de resistência, empregando as formulações que contemplam as forças axiais (solicitantes e resistentes de cálculo), e os momentos fletores (solicitantes e resistentes de cálculo), que asseguram as estabilidades globais e locais da estrutura, analisadas para cada seção do *j-ésimo* elemento finito, assim tratado:

$$FlxComp_j = \frac{N_{Sd}}{N_{Rd}} + \frac{8}{9} \left(\frac{M_{Sd,z}}{M_{Rd,z}} \right) - 1 \leq 0, \text{ quando } \frac{N_{Sd}}{N_{Rd}} \geq 0,2 \quad (59)$$

e

$$FlxComp_j = \frac{N_{Sd}}{2N_{Rd}} + \left(\frac{M_{Sd,z}}{M_{Rd,z}} \right) - 1 \leq 0, \text{ quando } \frac{N_{Sd}}{N_{Rd}} < 0,2 \quad (60)$$

onde, $FlxComp_j$ é definida como restrição à flexão composta; N_{Sd} a força axial solicitante de Cálculo; N_{Rd} a força axial resistente de cálculo definida pela Equação (44); $M_{Sd,y}$ o momento fletor solicitante de cálculo e $M_{Rd,y}$ o momento fletor resistente de cálculo definido pelas Equações (48) a (55). Esta restrição, $g = FlxComp_j \leq 0$, no processo de otimização com análise pelo MEF é definida pela seção que apresentar o valor mais crítico de g ;

- b) restrição quanto à verificação ao cortante, para assegurar a condição ($V_{Sd} \leq V_{Rd}$) mediante critério específico, analisada para cada seção do *j-ésimo* elemento finito. Tratada como restrição normalizada pela expressão:

$$\frac{V_{Sd_j}}{V_{Rd_j}} - 1 \leq 0 \quad (61)$$

onde, para cada seção do j -ésimo elemento finito V_{sdj} representa a força cortante solicitante de cálculo e V_{Rdj} a força cortante resistente de cálculo, conforme definições dadas pelas Equações (45) a (47);

- c) restrição para verificação da flambagem local através da relação entre o diâmetro Dm_j de cada segmento da torre e sua espessura e_j , isto é, Dm_j/e_j , limitada por uma esbelteza não superior a $0,45 E/f_y$, assim tratada:

$$F_{localj} - 0,45 \frac{E}{f_y} \leq 0 \quad (62)$$

onde, Dm_j é o diâmetro médio do j -ésimo EF do k -ésimo segmento tronco de cone (a ser apreciado duplamente, tanto para R_{mj} , como para r_{mj}); $F_{localn} = \frac{Dm_j}{e_j}$ e $F_{lb_{max}} = 0,45 \frac{E}{f_y}$.

De forma mais simplificada, equivale a $F_{localj} - F_{lb_{max}} \leq 0$, ou normalizada, como:

$$\frac{F_{localj}}{F_{lb_{max}}} - 1 \leq 0 \quad (63)$$

- d) restrições dos deslocamentos horizontais máximos admissíveis (v_{max}) no topo da torre, considerando o limite de $L/400$, formulada como:

$$v_j - v_{max} \leq 0 \quad (64)$$

ou normalizada:

$$\frac{v_j}{v_{max}} - 1 \leq 0 \quad (65)$$

onde, v_j é o deslocamento horizontal máximo calculado no topo para o j -ésimo elemento finito do último segmento da torre e v_{max} o deslocamento horizontal máximo admissível, $L/400$ (NBR 8800, 2008 e BRUGHUIS, 2003);

- e) restrição da frequência fundamental (natural) de vibração livre da torre (f_1), limitada a uma frequência limite mínima (f_{min1}), isto é, ($f_1 \geq f_{min1}$) ou ($f_{min1} - f_1 \leq 0$), que, normalizada:

$$1 - \frac{f_1}{f_{min1}} \leq 0 \quad (66)$$

onde, f_1 é a frequência natural do primeiro modo de vibração (flexão global) e f_{min1} a frequência limite mínima, considerada com valor igual a 0,50 Hz (LAVASSAS, 2003).

Adicionalmente, mais três restrições foram estabelecidas por razões decorrentes do tratamento computacional, forma e viabilidade construtiva, resultando em:

f) restrição que denominamos de $GeomDe_j$, relacionando as variáveis (geométricas) de projeto “diâmetro externo” D_j e espessura e_j de cada j -ésimo segmento da torre, para que a solução seja fisicamente viável, i.e, impedindo que D seja inferior a $2e$:

$$GeomDe_j = \frac{2e_j}{D_j} - 1 \leq 0 \quad \text{com } j = 1, \dots, n \text{ (} n \text{ é o nº de segmentos)} \quad (67)$$

g) restrição que denominamos $ConeRev_j$ relacionando os diâmetros D_j do tronco de cone, de modo a impedir a formação de cone reverso entre os j -ésimos segmentos superior e inferior da torre, para evitar problemas de natureza estética e de concentração de tensão:

$$ConeRev_j = \frac{D_{(j+1)}}{D_{(j)}} - 1 \leq 0 \quad \text{com } j = 1, \dots, n \text{ (} n \text{ é o nº de segmentos)} \quad (68)$$

h) restrições relativas ao transporte foram inseridas de forma indireta, i.e, restringiu-se o diâmetro máximo permitido pelo transporte para o caso da avaliação fazendo uso de variável contínua, ou, no caso da utilização de variável discreta, o maior valor (discreto) disponível.

Na forma padrão, o problema de otimização da torre consiste na determinação do vetor $\mathbf{x}^T = \{D_1, D_2, \dots, D_n, D_{(n+1)}, e_1, e_2, \dots, e_n\}$ que

<p><i>Minimiza a função:</i></p> $f(\mathbf{x}) = \frac{P(\mathbf{x})}{P_{max}}$ <p><i>Sujeito às restrições:</i></p> $FlxComp_j \leq 0$ $\frac{V_{sdj}}{V_{Rdj}} - 1 \leq 0$ $\frac{F_{localj}}{F_{lbmax}} - 1 \leq 0$ $\frac{v_j}{v_{max}} - 1 \leq 0$ $GeomDe_j \leq 0$ $1 - \frac{f_1}{f_{min1}} \leq 0$ $ConeRev_j \leq 0, \quad \text{com } j = 1, \dots, n$ $x_i^{inf} \leq x_i \leq x_i^{sup} \quad \text{com } i = 1, \dots, n$	(69)
--	------

onde, x_i^{inf} e x_i^{sup} são, respectivamente, os limites inferiores e superiores das variáveis do projeto x_i , e \mathbf{x} é o vetor das variáveis do projeto. No caso de variáveis de projeto de natureza discreta, as restrições laterais são substituídas por:

$$x_i \in [\bar{x}_{i,1}, \bar{x}_{i,2}, \dots, \bar{x}_{i,p}] \quad \text{com } i = 1, \dots, n \quad (70)$$

e p corresponde ao número de valores (possíveis) que a variável de projeto pode assumir.

7. ALGORITMOS GENÉTICOS

7.1 Fundamentação

Os Algoritmos Genéticos (AG) são modelos computacionais para solução de problemas de otimização, que se baseiam numa analogia com a teoria da evolução dos seres vivos de Charles Robert Darwin (1809-1882) e em princípios da genética. Assim, os termos usados no AG guardam uma relação direta com estas áreas. Os seus princípios básicos foram estabelecidos em 1975 por Holland, (1992).

Ao contrário das técnicas numéricas tradicionais de otimização que começam com uma solução candidata e buscam iterativamente a solução ótima, o AG é um algoritmo que parte de um conjunto de soluções ou população inicial e, por meio da aplicação dos chamados operadores genéticos, evolui iterativamente, produzindo novas populações ou gerações, fornecendo, ao final, um conjunto de soluções candidatas ao ótimo do problema. Os novos indivíduos em cada geração são denominados de descendentes.

Cada indivíduo da população é uma solução candidata e, à semelhança da genética, tem uma representação dita genotípica, dada pelo cromossomo. Assim, o cromossomo é uma estrutura codificada (binária, inteira ou real) de um indivíduo ou solução e armazena as variáveis de projeto do modelo na forma de um conjunto de parâmetros que são designados como genes. A decodificação do cromossomo ou do genótipo gera os valores representativos (base 10) das variáveis de projeto ou a representação fenotípica do indivíduo.

O AG foi inicialmente concebido com a codificação binária, isto é, usando a base 2 para a codificação dos valores das variáveis de projeto no cromossomo. Neste caso, o cromossomo é formado por uma cadeia (vetor) de *bits* ou genes que armazena os caracteres “0” (zero) ou “1” (um). Os valores que um gene pode assumir são designados por alelos. É uma forma de representação mais independente do domínio do problema. Para um conjunto de nb *bits*, pode-se representar 2^{nb} valores inteiros, variando de 0 até $2^{nb}-1$. Assim, no caso de variáveis inteiras, o tamanho do cromossomo depende do intervalo de valores das variáveis. Um exemplo de cromossomo de uma solução de problema de duas variáveis do tipo inteira, cada uma com 5 *bits*, é mostrado na Figura 30, onde os parâmetros conhecidos como genótipo e fenótipo são bastante diferentes. A decodificação do genótipo fornece, para as variáveis, os valores (ou fenótipo):

$$x_1 = 1 \times 2^4 + 0 \times 2^3 + 0 \times 2^2 + 1 \times 2^1 + 1 \times 2^0 = 19$$

$$x_2 = 0 \times 2^4 + 1 \times 2^3 + 0 \times 2^2 + 1 \times 2^1 + 0 \times 2^0 = 10$$

1	0	0	1	1	0	1	0	1	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Variável x_1

Variável x_2

Figura 30 – Cromossomo com duas variáveis do tipo inteira.

Na representação binária, a decodificação gera um número inteiro que pode representar o valor de uma variável do tipo inteira ou um número de referência que pode significar a posição em uma lista que contém informações sobre a solução. No caso de variáveis do tipo real, a utilização requer a transformação do valor real em um valor inteiro, mediante o uso de uma determinada precisão ou número de casas decimais significativas. Por exemplo, a variável $x = 2,450367$, usando precisão 2, seria representada pelo valor inteiro 245. Quanto maior a precisão, mais *bits* são necessários e maior é o tamanho do cromossomo.

Outras formas de codificação têm sido usadas, dentre elas a representação real e a inteira. Nestas codificações, os cromossomos trabalham diretamente com os valores das variáveis em números reais ou inteiros, conforme a representação seja real ou inteira, respectivamente. Cada *bit* ou gene armazena uma variável e o cromossomo tem o tamanho definido pelo número de variáveis de projeto. Não há distinção entre as representações genotípica e fenotípica, dispensando-se o processo de decodificação. São úteis, quando as variáveis assumem valores correspondentes à própria codificação. No caso da representação real, a maior ou menor exatidão é controlada pela precisão do computador.

A qualidade de um indivíduo para solução da otimização é avaliada por uma grandeza positiva denominada aptidão, que é diretamente relacionada com a função objetivo da otimização. Durante um ciclo evolutivo, a aptidão é usada para relacionar a qualidade de um indivíduo (da população) frente aos demais, e os mais aptos tendem a permanecerem no processo, assim como passam suas boas características para os seus descendentes. Em problemas de minimização, dependendo da definição da função aptidão, a ideia de mais apto pode significar o indivíduo com menor valor da função aptidão.

Em um problema sem restrição, a aptidão é a própria função objetivo. Havendo restrições, a função aptidão incorpora o efeito das violações de restrições, geralmente na forma de uma penalidade. Uma forma usualmente empregada é a da penalidade exterior, dada por:

$$F(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + r \cdot \sum_{k=1}^m \{Max[g_k(\mathbf{x}); 0]\}^2 \quad (71)$$

onde, $F(\mathbf{x})$ é função aptidão e r é o parâmetro de penalidade. Uma vez que o AG não trabalha com informações do gradiente, a elevação ao quadrado da restrição é desnecessária.

O primeiro passo do AG é a geração de uma população inicial, geralmente criada de forma aleatória. Pode ser usada para explorar a aptidão de uma solução prática ou conhecida. Em geral, o tamanho da população se mantém constante durante todo o processo evolutivo. Não deve ser muito grande e nem muito pequeno. A título de grandeza costuma-se trabalhar com números entre 20 e 100 indivíduos, produzindo efeitos diferenciados na solução, mas isso não pode ser considerado como uma regra geral (CHIPPERFIELD, 1994).

Em seguida, dá-se início ao ciclo evolutivo com a aplicação iterativa de estratégias de seleção e operadores genéticos. Os operadores genéticos de recombinação (*crossover*) e de mutação, são empregados sobre a população corrente com a finalidade de transformá-la em uma nova população com melhor aptidão, isto é, mais próxima da solução ótima.

Primeiro, os indivíduos são avaliados e são ordenados segundo os valores obtidos para a função aptidão. Para que não se perca um indivíduo com um alto grau de adaptação (involução da população), logo após a ordenação aplica-se o elitismo para garantir as melhores características às futuras gerações evolutivas, em razão de seu elevado grau de aptidão. O elitismo é uma estratégia de seleção não obrigatória, segundo a qual, os melhores indivíduos de uma geração são preservados (mediante seus aproveitamentos) para a geração seguinte, determinada por meio de uma taxa preestabelecida.

A seleção é a fase que antecede a reprodução, destinada à escolha dos indivíduos para participarem da reprodução ou levados diretamente (os melhores) para a nova população (elitismo). Pode-se dizer que é o processo pelo qual se determina o número de vezes que um cromossomo é escolhido para a reprodução, juntamente com o número de descendentes que será produzido. Existem inúmeros esquemas e algumas vezes nem são admissíveis em termos biológicos. Baseia-se na ideia da sobrevivência dos melhores indivíduos, isto é, os indivíduos mais aptos recebem maior probabilidade de passar para uma nova população (temporária), oportunidade em que são aleatoriamente escolhidos para reprodução. De acordo com o esquema, os indivíduos menos aptos têm maior probabilidade de serem descartados (predação). Os métodos de seleção são baseados no valor da aptidão (roleta e torneio) ou na posição da lista ordenada (*ranking*).

O método da roleta, Figura 31, consiste na representação dos indivíduos por diferentes porções de áreas da mesma, proporcionalmente às suas aptidões (maiores porções da roleta àqueles mais aptos). A escolha passa a ser feita mediante sua movimentação. Após o

primeiro giro, a posição de cursores indicará quais indivíduos foram selecionados. Realizado dessa forma, o método é denominado de amostragem universal estocástica e pode agregar a característica de “uniforme”, caso em que os ponteiros utilizados estejam uniformemente distribuídos. Os indivíduos mais aptos (detentores de maiores porções de áreas) podem ser selecionados várias vezes, e, conseqüentemente, a seleção carregar cópias de um mesmo cromossomo, enquanto outros desaparecem (depredação). O processo se repete até que sejam concluídos os pares destinados à reprodução.

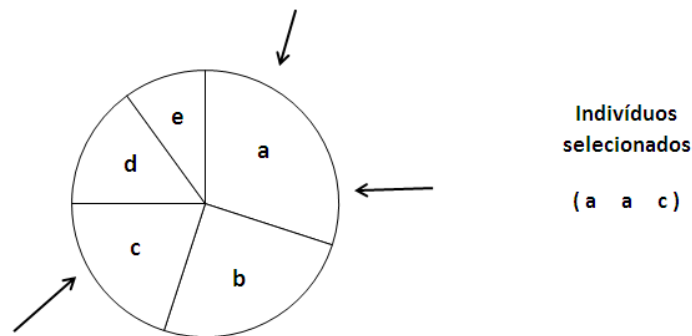


Figura 31 – Seleção pelo método da roleta.

A seleção por torneio, Figura 32, é tipicamente aleatória, não guardando nenhuma proporcionalidade com a aptidão. Escolhe-se aleatoriamente k indivíduos da população com igual probabilidade (geralmente dois), e a partir destes o mais apto (com melhor aptidão) é o selecionado. Existe, todavia, a seleção por torneio com probabilidades.

Seleção com igual probabilidade; Indivíduo com maior aptidão vence o torneio.

Indivíduos	Aptidão		Torneios		Indivíduo selecionado
a	602	→	d x a	→	a
b	430		c x b		b
c	201		b x d		b
d	75		c x c		c

Figura 32 – Seleção por torneio.

A ideia do cruzamento (*crossover*) parte da hipótese de que manipulações de genes codificados, na média, produzem indivíduos mais aptos. Opera com dois cromossomos selecionados para gerar um par de descendentes, Figura 33. Pode ser do tipo simples, quando realiza um único ponto de corte, trocando as metades de cada cromossomo antecedente. Cada descendente fica com a parte esquerda de um dos cromossomos antecedentes (pais) e a parte direita do outro par. Geralmente o ponto de corte é feito de maneira aleatória. O outro tipo é de duplo ponto de corte, assemelhando-se ao simples, mas dele se diferenciando na

quantidade de divisões do cromossomo, duas ao invés de uma. A operação de cruzamento não é aplicada em toda a população de cromossomos necessariamente, mas segundo uma taxa (de cruzamento) que indica a ocorrência do cruzamento entre os indivíduos selecionados da população. É comumente utilizado com valores entre 0,5 e 0,95.

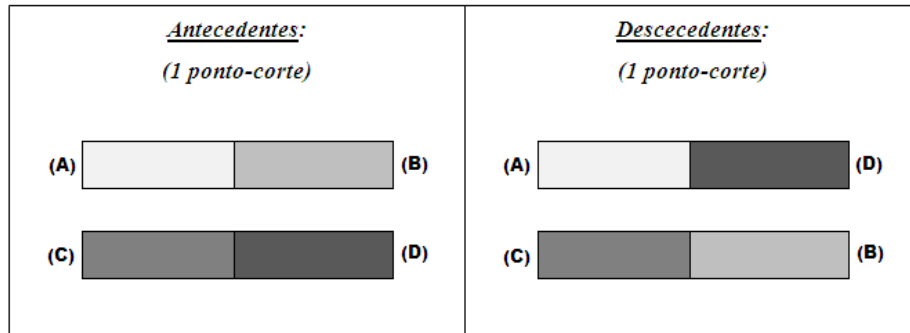


Figura 33 – Cruzamento entre dois indivíduos selecionados.

Após a geração dos indivíduos por recombinação, os mesmos passam por outro operador, chamado operador de mutação. Por similitude com a genética, este operador atua na inserção de material novo nos indivíduos da população. É representado pela mudança de um ou outro alelo dos cromossomos. Quando se utiliza a codificação binária, corresponde à substituição de um *bit* de valor “0” (zero) por um *bit* de valor “1”, ou vice-versa, Figura 34.

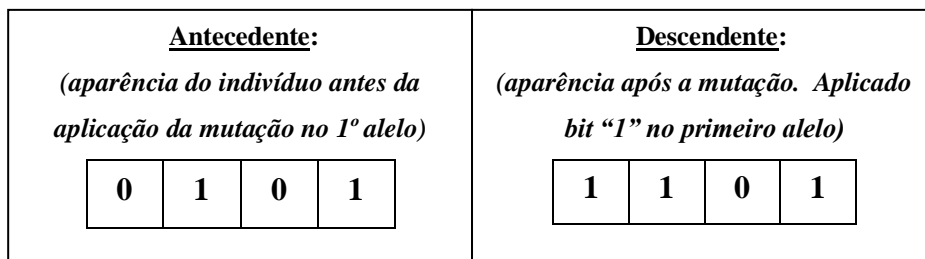


Figura 34 – Exemplo da aplicação de mutação em um indivíduo (codificação binária).

A operação de mutação funciona como um operador de fundo, garantindo que um subespaço do problema não ficará isento de busca, seja reduzindo a possibilidade de convergência para um “ótimo local”, seja como um dispositivo de segurança da recombinação, com o fim de recuperar bons materiais genéticos que forem perdidos durante o processo. Tate e Smith *apud* Chipperfield *et al.* (1994), admitem que codificações em binário mais complexas, podem exigir altas taxas de mutação para renderem soluções mais significativas. É empregada segundo uma taxa ou probabilidade de mutação, como indicadora da aplicação de mutação nos indivíduos da população. Como ordem de grandeza, recomenda-se valores no intervalo entre 0,001 e 0,1, embora, conforme a complexidade e a concepção do

AG, possam exigir utilizações de valores mais elevados. Sugere-se calibrar o seu valor conforme o problema considerado.

O processo que envolve as etapas de seleção, recombinação (cruzamento) e mutação, na qual, aleatoriamente, o algoritmo procura criar novas e melhores populações de soluções candidatas ao mínimo global, isto é, de indivíduos mais aptos que levem ao ponto ótimo, chama-se reprodução. Portanto, após a recombinação e mutação dos cromossomos, uma nova população é gerada.

A repetição do processo ocorre até que um critério de parada seja atingido. Costuma-se utilizar como critério de parada, os seguintes parâmetros principais: o atingimento do “número máximo de gerações”; ou do “número de gerações consecutivas sem que haja melhoria da função aptidão do melhor indivíduo (*stallgen*)”; ou da determinação (encontro) de ponto específico do espaço de busca.

Reprocessamentos com modificações nos parâmetros do AG costumam ser necessários até que sejam obtidos resultados com elevada probabilidade de se chegar à solução do ponto ótimo, i.e, ocorra convergência para o mínimo global. Essa conclusão leva em consideração que a última população (geração final) é bem mais evoluída que suas antecessoras, com criações e preservações de bons indivíduos, responsáveis por propiciarem a busca de mínimos globais, detentora, portanto, de um aumento em seu desempenho médio, principalmente em relação à população inicial.

A estrutura de um algoritmo genético básico é apresentado na Figura 35.

- Inicialização da população de cromossomos (geração $i=1$)
 - Avaliação dos indivíduos na população (função objetivo e aptidão)
 - Repetições (evolução):
 - Seleção dos indivíduos para reprodução
 - Seleção dos melhores indivíduos para a próxima geração (elitismo)
 - Aplicação dos operadores de recombinação e/ou de mutação
 - Avaliação dos indivíduos gerados na população
 - Seleção dos indivíduos para sobreviver (geração $i = i + 1$)
 - Repetir até atingir o objetivo final ou algum dos critérios de paradas
- Fim

Figura 35 – Algoritmo Genético básico.

O funcionamento do AG pode ser representado também por um fluxograma, conforme Figura 36.

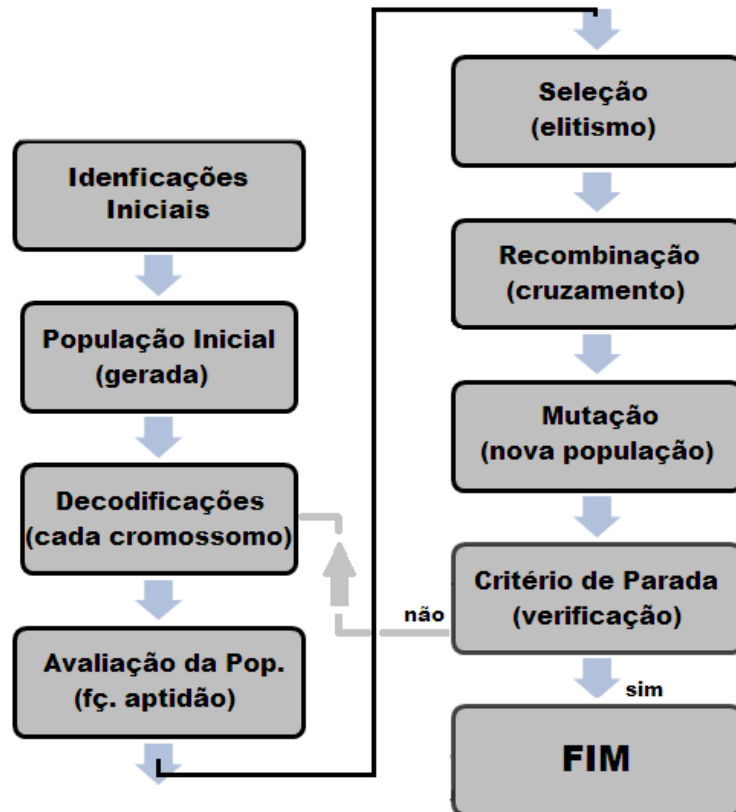


Figura 36 – Organograma de funcionamento do AG.

Se a população tiver um tamanho reduzido, a pequena quantidade de indivíduos tenderá para uma solução com convergência prematura, caso em que se denomina solução de mínimo local. Isto ocorre devido à exploração incompleta do espaço de projeto. Em contrapartida, se a população for grande, suficientemente, aumenta bastante a probabilidade de obtenção de solução de mínimo global, assim considerada por se obter um mínimo bem mais representativo, apesar do maior custo computacional (AURORA, 2004).

Em relação aos métodos mais tradicionais de PM, o AG apresenta quatro diferenças significativas:

- a) busca de população de pontos em paralelo, ao invés de um único ponto (solução);
- b) não exige informações ou conhecimentos quanto às derivadas das funções. Apenas a função objetivo e as restrições influenciam nos rumos da pesquisa;
- c) usa regras de transição probabilísticas;

- d) trabalha sobre a codificação do conjunto de parâmetros, ao invés dos próprios parâmetros que compõem o conjunto, à exceção dos casos em que os cromossomos possuem “codificação real”.

Deduz-se do resultado de pesquisa efetuada, Chipperfield *et al.* (1994), Arora (1996) e Castro (2001), o seguinte resumo de vantagens e desvantagens no uso do AG.

VANTAGENS:

- a) são robustos e aplicáveis a uma grande variedade de problemas;
- b) não requerem informações dos gradientes da função objetivo e das restrições;
- c) sofrem pouco ou nenhum efeito no desempenho de busca, em decorrência de complexidades ou descontinuidades presentes nas funções objetivo e de restrições;
- d) são mais resistentes a ótimos locais;
- e) são de fácil implementação e proporcionam maior flexibilidade no tratamento do problema a ser resolvido;
- f) são representados por variáveis, que uma vez codificadas, independem do problema.

DESVANTAGENS:

- a) dificuldade para achar o resultado exato do ótimo global;
- b) necessidade de um grande número de avaliações da função aptidão;
- c) necessidade de ajuste dos parâmetros, inclusive os relativos à penalidade;
- d) alto custo computacional.

O AG foi escolhido neste trabalho pelas seguintes razões:

- a) presença de variáveis discretas: espessuras das chapas de aço;
- b) presença de descontinuidades nas funções de restrição e suas derivadas;
- c) aparência preliminar de que o problema apresenta muitos mínimos locais;
- d) disponibilidade de códigos de eficiência reconhecida.

7.2 Implementação

As torres em troncos de cone foram o principal alvo deste estudo. Contudo, para ser possível averiguação com trabalhos publicados, primeiramente apreciou-se as torres prismáticas, pois a partir de resultados satisfatoriamente aceitos, as aplicações posteriores puderam ser obtidas com maior confiabilidade quanto às formulações empregadas.

Desenvolveu-se para este estudo um programa em MATLAB para entrada dos dados geométricos, de material, de carregamentos, de parâmetros de controle do AG e de SQP (utilização da *fmincon*), o qual foi associado à ferramenta FAST em linguagem C++ (programa de análise não linear pelo MEF com controle de carga pelo Método de *Newton Raphson*). O programa FAST vem sendo desenvolvido pela equipe de engenheiros do Programa de Pós-Graduação do Mestrado em Engenharia Civil – Estruturas, sob a coordenação do Prof^o Evandro Parente. Para o MEF, foi considerado o elemento de barra de pórtico plano, corrotacional, com dois nós e seis graus de liberdade.

A implementação ocorreu com a conjunção do modelo de otimização (desenvolvimento do programa em MATLAB), análise não linear (uso do programa FAST em C++) e utilização do algoritmo de otimização (AG). Consistiu na montagem de dados para análise; entrada de dados e posterior recuperação da análise pelo FAST; e otimização no MATLAB com o AG TOOLBOX, que se encarrega, a cada nova geração, das avaliações das funções objetivo, aptidão e de restrições, ordenando os indivíduos, selecionando os mais aptos, aplicando o elitismo e executando a recombinação e mutação.

Neste estudo, utilizou-se o AG de Chipperfield *et al.* (1994), em decorrência da comprovação, no trabalho de Feijó (2010), de que o ALGA (AG disponível no MATLAB) não apresentava boa convergência nas buscas localizadas, por dificuldade para realizar arredondamento de variável contínua para o número inteiro mais próximo, i.e, permanecia executando inúmeras interações sem haver modificação na função objetivo. Como alternativa, Feijó (2010) resolveu aplicar uma estratégia, que passou a considerar a população resultante de um ciclo de otimizações, como a população inicial do ciclo seguinte. Mesmo assim, relata que a dificuldade de convergência persistiu. O problema só foi contornado, quando foi adotado o AG combinado com o algoritmo de busca padrão (*Pattern Search*), a partir do qual foram conseguidas soluções melhoradas.

Desenvolveu-se, então, um novo programa em MATLAB para as aplicações deste trabalho. Esse programa permite, alternativamente e de forma simultânea, o emprego da otimização com as variáveis de projeto nas condições somente discretas (doravante denominado AGDisc) ou apenas contínuas (doravante chamado AGCont). A opção AGDisc é possível pela adoção dos diâmetros externos, associados a um valor prévio de incremento para suas variações e dentro de um intervalo preconcebido, transformando-os em uma variável discreta, juntamente com as espessuras das chapas que já o são. Na condição como variável contínua, esse valor de incremento no diâmetro é reduzido e a chapa deixa de ser considerada por suas bitolas comerciais, passando a ser processada como contínua entre os valores

determinados para suas espessuras mínima e máxima. Essa última condição foi pouco explorada, uma vez que o maior interesse voltou-se para obtenções de soluções com variáveis discretas, por ser aquela de maior importância prática. O AG foi utilizado com a codificação de número inteiro, sendo cada variável representada na base igual à quantidade de valores que ela pode assumir, evitando vácuos de representação. A população inicial é gerada aleatoriamente por uma função do próprio AG. A função aptidão é definida como o valor da função objetivo, e, quando alguma restrição de projeto inviável é violada, o valor da função objetivo é adicionado com a penalização do somatório das restrições normalizadas, elevado ao quadrado, conforme expressão da Equação (71). O método de seleção utilizado foi o *ranking*, como escolha do pacote do AG idealizado por Chipperfield *et al.* (1994).

Para medir o comportamento do AG quanto à convergência, vários testes preliminares foram realizados. A melhor calibração para os parâmetros do AG com tendência de convergência foi: POPULAÇÃO = 300; GERAÇÃO = 300; *STALLGEN* = 150; TAXA DE *CROSSOVER* = 0,80; TAXA DE MUTAÇÃO = 0,40; *GGAP* = 0,95 (taxa de indivíduos novos a cada geração); PENALIDADE = 10^4 . Os casos que requereram alterações de algum desses valores foram objeto de citação no texto (Capítulo APLICAÇÕES).

Para cada caso de otimização, mesmo tendo sido encontrada uma solução considerada como de ponto ótimo, verificou-se ainda a possibilidade de existência de um mínimo mais representativo naquelas proximidades, utilizando-se a função *fmincon* do MATLAB, doravante chamada simplesmente *fmincon*. Esta função possui várias opções de algoritmos, e pode funcionar como uma estratégia híbrida, i.e, utilização do AG e da *fmincon*. Enquanto o AG se propõe à busca do ótimo global, a *fmincon* (com utilização do SQP) faz a busca do mínimo local, por ser um método de otimização baseado em gradientes.

Para validar os resultados das verificações normatizadas (NBR 8800, 2008), foi desenvolvida uma planilha *Excel* com as mesmas formulações empregadas nos cálculos das verificações utilizadas no MATLAB, de forma a poder testar alguns exemplos de seções transversais de torre. E como validação da análise não linear pelo FAST, foi feita comparação entre os resultados dos processamentos produzidos pelos programas MATLAB (desenvolvido) e o ABAQUS, através da consideração de um projeto de torre em troncos de cone, com altura dividida em três segmentos e demais dados indicados na Tabela 9 e na Tabela 10. Ambos os resultados apresentaram concordâncias satisfatórias.

Destaca-se, por oportuno, que os deslocamentos são avaliados pelas cargas de serviço e que os esforços são para as cargas últimas, tanto no FAST como no ABAQUS, portanto, são realizadas duas análises para cada indivíduo (inclusive para a função aptidão).

Tabela 9 – Projeto tomado como referência.

Projeto de torre utilizado		Referência
D1 (m)	4,90	Base
D2 (m)	4,90	Intermediário
D3 (m)	4,40	Intermediário
D4 (m)	4,00	Topo
e1 (m)	0,0375	Base
e2 (m)	0,0375	Intermediário
e3 (m)	0,0190	Topo

Tabela 10 – Parâmetros considerados nos cálculos.

Dados utilizados na composição e obtenção da solução			
Material (fixo)	ρ	7850	Kg/m^3
	γ	78500	N/m^3
	ν (Poisson)	0,3	-----
Material/Geométricos (variáveis)	E	2,00E+11	Pa
	Altura	45,00	m
	Segmentos	3	-----
	Elem/Segm	5	-----
	Massa da Nacele	30000	Kg
Cargas (variáveis)	F_x (Pás)	8,69E+05	N
	F_y (Nacele)	-3,00E+05	N
	M_z (Pás)	-1,30E+06	Nm
	Vento torre	Distr.	N/m
	Peso Torre	Distr.	N/m
Análise FAST	Algoritmo	<i>Newton-R</i>	-----
	<i>Steps</i>	5	-----
	<i>Max. Iterations</i>	60	-----
	Tolerância	1,00E-06	-----
	Elemento	ECPLFRAME	-----
Análise ABAQUS	Algoritmo	<i>Riks</i>	-----
	<i>Max. Load Factor</i>	1	-----
	<i>Max. Increments</i>	200	-----
	<i>Incr. Arc length</i> inicial	1,00E-04	-----
	<i>Incr. Arc length</i> MIN	5,00E-04	-----
	<i>Incr. Arc length</i> MAX	1	-----
	<i>Total Arc length</i>	50	-----
	Elemento	B22-Quadr.	-----

O resultado da análise produzida pelo ABAQUS está demonstrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Comparativo dos resultados.

Análise	Resultado	<i>Software</i>		Diferença (%)
		FAST	ABAQUS	
Modal	Frequência Natural	2,192	2,161	1,46518
	Deslocamento (<i>m</i>)	9,37E-02	9,63E-02	-2,721512
Não Linear Estática	Força Normal Base (<i>m</i>)	1,91E+06	1,92E+06	-0,417537
	Força Normal Topo (<i>m</i>)	2,97E+05	2,98E+05	-0,335796
	Força Cortante Base (<i>m</i>)	9,31E+05	9,34E+05	-0,310493
	Força Cortante Topo (<i>m</i>)	8,70E+05	8,73E+05	-0,332302
	Momento Base (<i>Nm</i>)	4,19E+07	4,21E+07	-0,332779
	Momento Topo (<i>Nm</i>)	1,30E+06	1,31E+06	-0,229709

8. APLICAÇÕES

Inicialmente, a formulação proposta implementada neste trabalho foi aplicada às torres cilíndricas (TCIL) e, somente depois, às torres troncos de cone (TTC). Associamos a essas nomenclaturas os números correspondentes às suas alturas, de forma a tornar concisas as suas identificações. As torres TCIL-45 e a TTC-45 (sem frequência) foram utilizadas com a finalidade de comparação e validação com soluções obtidas por Feijó (2010). Concentrou-se o restante das aplicações nas torres em configuração de troncos de cone. Os primeiros modelos foram processados para as torres de menor altura e, posteriormente, para as torres mais elevadas.

Os dados gerais de todas as aplicações são mostrados através do conjunto de tabelas, numeradas da

Tabela 12 até a Tabela 18 (denominadas nos subitens deste Capítulo como Tabelas Gerais):

Tabela 12 – Parâmetros do aço de uso estrutural (chapas).

Descrição	Valor	Observação
Módulo de Elasticidade (E)	$2 \times 10^{11} \text{ N/m}^2$	NBR 8800
Massa específica (ρ)	7.850 kg/m^3	NBR 8800
Aceleração da gravidade (g)	10 m/s^2	adotado
Coefficiente de ponderação para escoamento flambagem e instabilidade (γ_{a1})	1,10	NBR 8800
Deflexão máxima admitida no topo (u)	$L/400$	NBR 8800
Aço carbono – ASTM (A36)		NBR 8800
Tensão de escoamento (f_y)	$2,50 \times 10^8 \text{ N/m}^2(*)$	NBR 8800
Aço carbono – ASTM (A572)		NBR 8800
Tensão de escoamento (f_y)	$3,45 \times 10^8 \text{ N/m}^2(**)$	NBR 8800

As espessuras das chapas de aço são limitadas pela NBR 8800 (2008), conforme seja o tipo de aço:

(*) Aço A36: $e < 200 \text{ mm}$; (**) Aço A572 para $e < 100 \text{ mm}$.

Tabela 13 – Parâmetros utilizados nas geometrias das torres.

Descrição	Valor
Diâmetro externo mínimo	1,50 <i>m</i>
Diâmetro externo máximo	4,20 <i>m</i>
Incremento de variação no Diâmetro	0,05 <i>m</i>
Espessuras (valores comerciais disponíveis)	<i>m</i>
	0,00200 0,00265 0,00300 0,00475 0,00630 0,00800
	0,00950 0,01250 0,01600 0,01900 0,02240 0,02500
	0,03150 0,03750 0,04450 0,05000 0,05700 0,06300
	0,07000 0,07500 0,08890 0,10000

Obs.: Valores diferentes destes, quando utilizados, serão citados no texto.

Tabela 14 – Parâmetros relativos aos esforços, carregamentos e frequência limite.

Descrição	Valor	Observação
Coefficiente de majoração de carga permanente – combinação normal (γ_g)	1,25	NBR 8800
Coefficiente de majoração de carga variável – combinação normal (γ_q)	1,40	NBR 8800
Coefficiente de Arrasto (C_a)	0,60	NBR 6123
Massas de Naceles		
Massa-1 (M_1)	30,0 <i>t</i>	Torre \leq 60m
Massa-2 (M_2)	115,0 <i>t</i>	Torre > 60 m
Frequência limite (f_{lim})	0,50 <i>Hz</i>	Yoshida (2006)

Obs.: Valores diferentes destes, quando utilizados, serão citados no texto.

Tabela 15 – Parâmetros utilizados no AG.

Descrição	Valor / Unidade
Tamanho da População (<i>Nind</i>)	300
Número de Gerações (<i>gen</i>)	300
Taxa de indivíduos novos a cada geração (<i>GGAP</i>)	0,90
Taxa de Elitismo ($1 - GGAP$)	0,10
Taxa de Cruzamento (<i>RECTAX</i>)	0,80
Taxa de Mutação (<i>MUTAX</i>)	0,40
Penalidade (<i>pen</i>)	1×10^4
Precisão da variável. Corresponde ao nº de <i>bit</i> que pode representá-la (<i>PRECI</i>)	30
Critério de Parada (<i>Stallgen</i>)	150

Obs.: Valores diferentes destes, quando utilizados, serão citados no texto.

Tabela 16 – Parâmetros utilizados no FAST.

Descrição	Valor / Unidade
Algoritmo de controle (<i>Newton-Rapson</i>)	-----
Número Máximo de Passo (<i>nº step</i>)	3
Número Máximo de Iterações	60
Tolerância na análise	1×10^{-6}
Número de EF por segmento	5

Obs.: Valores diferentes destes, quando utilizados, serão citados no texto.

Tabela 17 – Parâmetros utilizados no cálculo da carga de vento.

Descrição	Valor
Fator topográfico (S_1)	1
Parâmetro meteorológico (b)	1
Fator de rajada (F_r)	0,95
Expoente da lei potencial de S_2 (p)	0,10
Fator estatístico (S_3)	0,95
Velocidade básica do vento (V_0)	30 m/s

Tabela 18 – EF utilizados no ABAQUS (obtenção de u e tensão *von Mises*).

Descrição	Tipo de EF de casca
Utilizado na TTC-45	S3
Utilizados nas demais torres	S4R

Obs.: A análise foi do tipo NÃO LINEAR.

8.1 Configuração Cilíndrica

Neste modelo, a carga de vento (não linear) foi definida atuando apenas sobre a torre. Sua incidência foi considerada no ponto médio de cada elemento finito, tomada pela pressão média do vento a partir dos extremos do elemento. Também foram consideradas as ações do peso próprio (PP , carga axial de compressão distribuída ao longo do elemento) e do peso da nacele (P , carga axial de compressão aplicada no topo, correspondente ao conjunto nacele/rotor). Dessa forma, a carga de vento aplicada sobre a torre difere do carregamento trapezoidal (base/topo), linear, portanto, que foi modelada por Feijó (2010).

Por questões de transporte, a torre de 45 m de comprimento foi dividida em três segmentos iguais. Para estes cálculos foram utilizados os mesmos parâmetros do aço (tensão de escoamento e módulo de elasticidade) utilizados por Feijó (2010), de forma a permitir compatibilização com o modelo de comparação ($f_y = 250$ MPa e $E = 210$ GPa). Além disso, a restrição de frequência foi relaxada, uma vez que o modelo de analogia não contemplava essa verificação. Registra-se que o AG (ALGA) utilizado por Feijó (2010) tratou os diâmetros como variáveis contínuas.

A Tabela 19 apresenta os resultados para a TCIL-45 expondo 4 (quatro) processamentos (além daquele tomado para comparação, na 1ª coluna): nas três primeiras colunas a limitação de frequência natural não foi considerada, enquanto na última coluna incluiu-se esta limitação. Utilizaram-se nos cálculos as opções AGDisc, AGCont e *fmincon*.

Tabela 19 – TCIL-45 com carga de vento somente sobre a torre.

TORRE CILÍNDRICA - 45 m							
ALGORITMO		AG-ALGA	AGDisc	fmincon	AGCont	AGDisc	
$f_y = 250 \text{ MPa}; E=210 \text{ GPa}$		ATUAÇÃO DA CARGA DE VENTO APENAS NA TORRE					
CASO		Feijó (sem Frq)	(sem Frq)	(sem Frq)	(sem Frq)	(com Frq)	
Peso Mínimo (<i>kN</i>)		162,70	160,36	158,45	152,92	217,33	
Variáveis (<i>m</i>)	Diâmetros	D1	1,74100	2,30000	2,29912	1,98050	2,35000
		D2	1,74100	2,30000	2,30000	1,98050	2,35000
		D3	1,74100	2,30000	2,30000	1,98050	2,35000
		D4	1,74100	2,30000	2,30000	1,98050	2,35000
	-----		-----	-----	-----	-----	-----
	Espessuras	e1	0,01600	0,00630	0,00625	0,01016	0,01250
		e2	0,00475	0,00630	0,00622	0,00550	0,00630
		e3	0,00475	0,00630	0,00621	0,00529	0,00630
e4		-----	-----	-----	-----	-----	
Restrições	Projeto	FlxComp	-0,56900	-0,54319	-0,53637	-0,69280	-0,77263
		Cortante	-0,91500	-0,91785	-0,91643	-0,92524	-0,93821
		FlambLoc	-0,03700	-0,03683	-0,02359	-0,01239	-0,01583
		Desloc	0,00000	-0,01009	-0,00015	-0,01404	-0,43304
		GeomDe	-----	-0,99452	-0,99456	-0,98974	-0,98936
		FrqNat	-----	-0,96534	-38,13350	-35,22710	-0,00779
	Cone reverso	D2 < D1	-----	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
		D3 < D2	-----	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
		D4 < D3	-----	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	1ª Freq. Natural (<i>Hz</i>)	-----	0,39307	0,39133	0,36227	0,50390	
Projetos Avaliados (<i>nº</i>)	-----	9,00E+04	-----	9,00E+04	9,00E+04		
Total de Projetos (<i>nº</i>)	-----	9,74E+10	-----	2,39E+10	9,74E+10		
Amostra Testada (%)	-----	9,24E-05	-----	3,76E-04	9,24E-05		

Obs.: Para a função *fmincon* o ponto de partida é a coluna do AGDisc antecedente.

Para os casos sem frequência, adotou-se FrqLim = 0,01, mas 0,2 para a 1ª coluna AGDisc.

Ocorreu convergência de solução ótima com poucas execuções do algoritmo, tendo-se conseguido com o AGDisc um resultado com valor de peso mínimo pouco inferior àquele tomado para comparação (-1,45%) e em torno de -2,70% em relação à *fmincon*. A restrição de deslocamento no topo da torre, à exceção da última coluna (AGDisc com Frq), foi

responsável pela limitação da solução, que se tornou praticamente ativa através da resolução pela *fmincon*, valendo também registrar, que, para a solução com o AGCont, a restrição de flambagem local foi ligeiramente inferior a de deslocamento. A restrição de flambagem local foi a segunda mais restritiva, fato confirmado pelas soluções dos três algoritmos envolvidos. A solução do ótimo pelo AGDisc apresentou diâmetro cerca de 32% superior àquele da solução de referência, porém com única espessura de chapa (6,3 mm) para os três segmentos da TCIL-45. Esse fato pode representar maior facilidade de execução e menor custo do projeto pela possibilidade de fabricação padronizada. Como os diâmetros são todos iguais, as restrições de cone reverso tornaram-se ativas. Todas as soluções obtidas com o relaxamento da restrição de frequência são melhores do que a de Feijó (2010) e, no geral, ocorreu prevalência do critério de parada (do AG) pelo número de gerações.

Ao realizar-se o processamento da TCIL-45 com a restrição de frequência de 0,5 Hz, conforme última coluna da Tabela 19, ocorreu, como era esperado, aumento no valor do peso mínimo. O acréscimo foi da ordem de 35% (em relação à solução com o AGDisc sem frequência), recaindo na restrição de frequência natural a limitação à solução, seguida muito de perto pela restrição de flambagem local, e, só em terceira posição aparece a limitação da solução pelo deslocamento. Por evidente, o valor obtido para a frequência natural igualou-se, praticamente, ao valor da frequência limite (imposta), o que impõe alerta sobre a necessidade de ser dada maior atenção à frequência natural da estrutura.

Para torres de mesmo comprimento, a título de ordem de grandeza, estabeleceu-se a comparação do peso mínimo obtido através do AGDisc (de 162,70 kN), com o estudo de Lavassas (2003) no valor de 393,33 kN e com o de Uys (2007) no valor de 305,18 kN. Não se pode empregar uma comparação direta, uma vez que ambos os estudos apontados foram realizados em condições de carregamentos mais severos.

Outra comparação possível, também como ordem de grandeza, pode ser feita com torres cilíndricas tubulares, através dos estudos de Hau (2006), que desenvolveu um modelo de dimensionamento simplificado para obtenção da espessura do tubo. Considerando como dados de entrada a altura da torre, casos de carga, a massa concentrada no topo da torre, o número de pás do rotor e a concepção de rigidez do projeto, é estimada a massa específica da torre (m_e), definida como a relação entre a massa da torre e a área de varredura das pás do rotor. Assim, para uma torre de 45 m de altura, com três pás e considerando a frequência da torre igual a 1,5 vezes a frequência de excitação do rotor (concepção rígida), a partir do diâmetro D do rotor, suposto igual à altura da torre, e da concepção de rigidez, tem-se, aproximadamente, a massa específica ($m_e = 38 \text{ kg/m}^2$), que multiplicada pela área de

varredura ($A_v = 1.590,43 \text{ m}^2$), resulta no peso de 604,36 kN (contra 162,70 kN, aqui obtido). Sobre este estudo, quando das comparações dos casos à frente, apenas os valores de m_e e de A_v , além do valor resultante do peso, serão informados, a fim de não se repetir o conceito do modelo simplificado ora exposto.

Apresenta-se através da Figura 37, apenas a título de demonstrar a aparência da evolução gráfica da função objetivo *versus* número de gerações, o desenvolvimento típico dos processamentos de otimização que foram realizados para a TCIL-45.

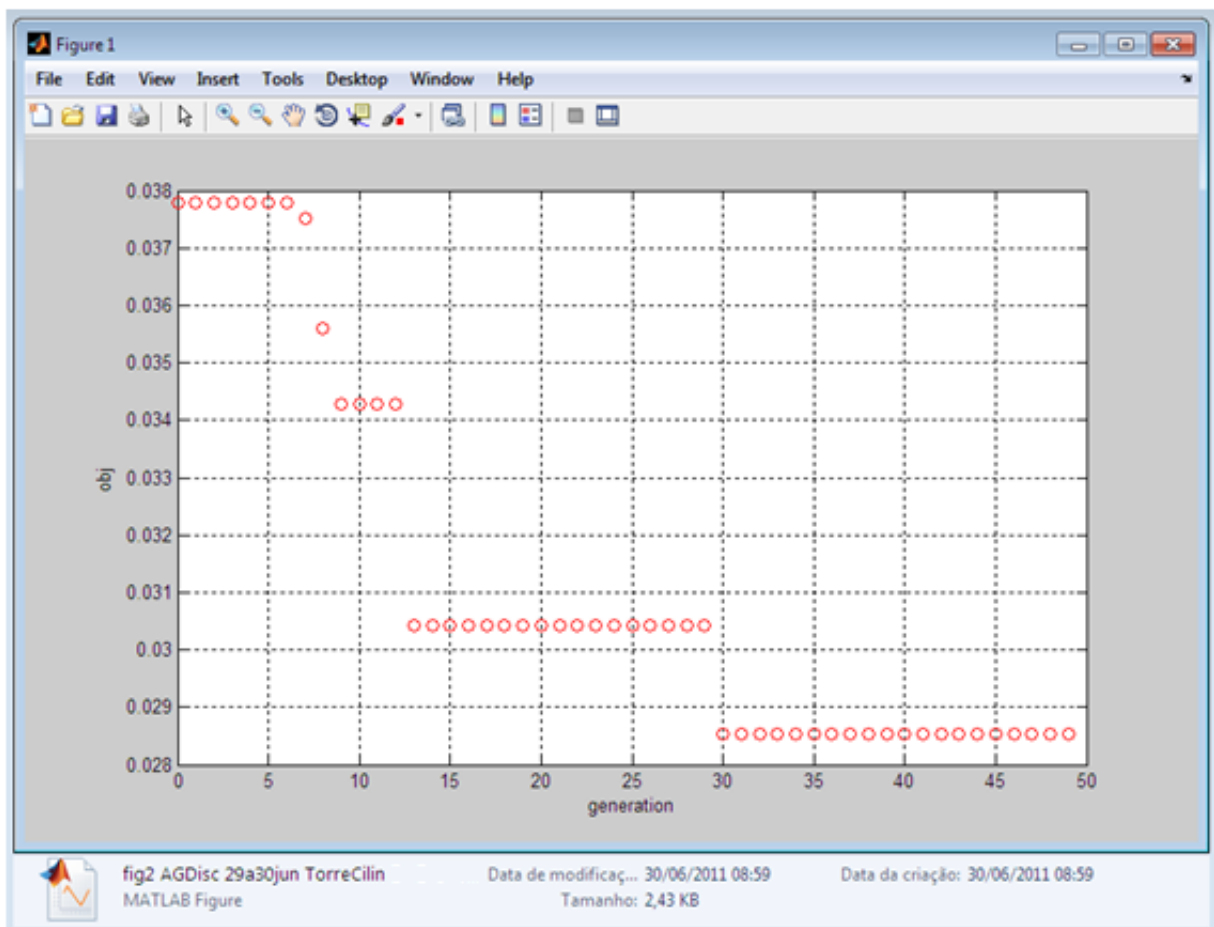


Figura 37 – Gráfico da aparência evolucionária “função objetivo” *versus* “nº de gerações”.

8.2 Configuração de Troncos de Cone

Uma vez constatado que os resultados obtidos para o modelo prismático se mostraram lógicos e razoáveis, passou-se a explorar as torres em configuração de troncos de cone, a começar pela torre de 45 m, intitulada TTC-45 (sem e com frequência). Em seguida, otimizou-se uma torre de 60 m de comprimento (designada TTC-60), por permitir comparação com o estudo de Yoshida (2006), e na sequência os testes foram realizados para torres mais elevadas (78m e 91 m).

Nos modelos em troncos de cone, todos os casos foram tratados com o carregamento já citado para a TCIL-45 e, adicionalmente, considerou-se a carga de vento incidindo sobre o rotor (que produziu uma força horizontal e um momento concentrado no topo). A magnitude da carga resultante de vento sobre as pás (força horizontal) e sua excentricidade ao topo da torre, foram baseados em Lavassas (2003), utilizando-se os mesmos valores para a TTC-45 e TTC-60. Para os modelos TTC-78 e TTC-91, adotou-se valores proporcionais aos diâmetros de rotor compatíveis com o caso. A massa do aerogerador foi considerada concentrada, fixada no topo da torre, assumindo valores diferentes conforme Tabela 14, em função de seu comprimento.

Admitiu-se como parâmetros de material para esse projeto, aqueles indicados pela NBR 8800 (2008), com a escolha do aço estrutural ASTM (A572), exceto quando foi necessário estabelecer comparação com o estudo de Feijó (2010), caso em que se utilizou o aço ASTM (A36).

Para as TTC, os critérios de parada do AG ocorreram tanto pelo número de gerações quanto pelo *stallgen*. Não foi possível um controle rigoroso, todavia foram feitas experiências com alterações desses valores, sem que influências representativas tenham sido observadas. As evoluções dos gráficos “função objetivo” *versus* “nº de gerações” também evoluíram com o mesmo aspecto já mostrado na Figura 37.

8.2.1 Modelo TTC-45

Com o objetivo de validar o modelo tronco de cone, comparou-se um primeiro caso de TTC-45 (sem utilização de restrição de frequência) com aquele apresentado por Feijó (2010) empregando o ALGA, e se incluiu na última coluna um caso de processamento considerando os diâmetros como variáveis contínuas. A Tabela 20 apresenta os resultados obtidos das três execuções, sendo duas com o AGDisc, onde foram considerados os limites de frequência relaxados, uma vez que o modelo de analogia não contemplou essa verificação.

A torre TTC-45 foi dividida em três segmentos de 15 m, cada. O valor do deslocamento máximo permitido foi de 0,1125 m ($L/400$). Em relação aos parâmetros de projeto utilizados nas Tabelas Gerais (Tabela 12 até Tabela 18), destaca-se a seguir aqueles que sofreram alterações envolvendo o processamento com AGDisc: 0,025 para o incremento do intervalo dos diâmetros; $f_y = 250$ MPa e $E = 210$ GPa.

Todos os resultados alcançados pelas execuções constam da Tabela 20.

Tabela 20 – TTC-45 (sem frequência) com carga de vento somente sobre a torre.

TORRE DE TRONCOS DE CONE - 45 m					
ALGORITMO		AGDisc	AGDisc	fmincon	
$f_y=250 \text{ MPa}; E=210 \text{ GPa}$		ATUAÇÃO VENTO APENAS NA TORRE			
CASO		Feijó=sem Frq	FrqLim=0,01	FrqLim=0,01	
Peso Mínimo (kN)		91,20	105,64	96,57	
Variáveis (m)	Diâmetros	D1	2,22430	2,90000	2,87567
		D2	1,80710	1,75000	1,72259
		D3	1,02350	1,12500	1,09987
		D4	1,00210	1,02500	1,01909
	Espessuras	e1	0,00630	0,00800	0,00731
		e2	0,00630	0,00475	0,00446
e3		0,00300	0,00300	0,00292	
-----		-----	-----	-----	
Restrições	Projeto	FlxComp	-0,57800	-0,52532	-0,48544
		Cortante	-0,93830	-0,89132	-0,88284
		FlambLoc	-0,09520	-0,01940	-0,00348
		Desloc	0,00060	-0,04716	-0,07518
		GeomDe	-----	-0,99142	-0,99205
		FrqNat	-----	-24,57053	-23,20688
	Cone reverso	D2 < D1	-----	-0,39655	-0,40098
		D3 < D2	-----	-0,35714	-0,36150
		D4 < D3	-----	-0,08889	-0,07344
	1ª Freq. Natural (Hz)		-----	0,25571	0,24207
Projetos Avaliados (nº)		-----	9,00E+04	-----	
Total de Projetos (nº)		-----	2,95E+12	-----	
Amostra Testada (%)		-----	3,05E-06	-----	

Obs.: Para a função *fmincon* o ponto de partida é a coluna do AGDisc antecedente.

O AGDisc foi processado e produziu convergências para as duas situações de relaxamento de frequência, com os valores próximos entre si e em relação ao resultado apresentado por Feijó (2010), o qual, se observado, aponta ligeira violação na restrição de deslocamento no topo, fato não ocorrido para nenhuma das soluções aqui propostas. A restrição que mais restringiu as limitações das soluções foi a de flambagem local. Evidencia-se que a conicidade continuada está presente em todos os segmentos de todos os casos, porém deixa de existir, praticamente, no último segmento da solução de Feijó (2010), o que pode causar aumento de concentração de tensão, mesmo com a possibilidade de atenuação devido à absorção pelos flanges de ligação.

Como os valores obtidos para as primeiras frequências naturais dos projetos estruturais das torres, Tabela 20, apresentou valor médio de 0,25 Hz, se for levada em consideração que a velocidade ideal de rotação das turbinas situa-se na faixa entre 15 rpm a 18 rpm (0,25 Hz a 0,30 Hz, respectivamente), conclui-se que todos aqueles projetos podem estar sujeitos a problemas de ressonância, evidenciando a necessidade de análise e consideração de uma frequência limite, a fim de se evitar problemas de natureza estrutural.

Se compararmos os resultados de valor intermediário desta TTC-45 com aqueles produzidos pela TCIL-45, observa-se, com relação às respostas sem frequência ou com frequência limite igual a 0,01 Hz, que o valor médio da TTC-45 (97,80 kN), em confronto com o valor médio da TCIL-45 (158,60 kN), resulta que uma torre de configuração em troncos de cone, nestas condições, é bem mais vantajosa, pois a redução de peso é da ordem de 62%.

Procedeu-se a uma segunda avaliação da TTC-45, Tabela 21, agora com a carga de vento atuando também sobre as pás do rotor e, além disso, a consideração de imposição de frequência limite no valor de 0,5 Hz. Quanto ao carregamento devido ao vento incidente sobre o conjunto pás/rotor/nacele, foram considerados os valores de 282 kN e 3,53 m, respectivamente, para a “força das pás” e “excentricidade ao topo da torre”.

Em relação às Tabelas Gerais, os novos cálculos abrangendo o AGDisc foram realizados com as seguintes alterações: diminuição do incremento do intervalo dos diâmetros possíveis de 0,05 para 0,025 (causando acréscimo do número de diâmetros avaliáveis) e dos parâmetros de controle do AG, substituindo-se os valores predefinidos por 250, 250 e 100 (visando menor tempo de processamento), correspondentes à população inicial, número de gerações e *stallgen*, respectivamente.

A Tabela 21, atendendo às novas condições, resume os resultados das otimizações com AGDisc e *fmincon* para a TTC-45.

Tabela 21 – TTC-45 com vento sobre torre e pás.

TORRE DE TRONCOS DE CONE - 45 m					
ALGORITMO		AGDisc	fmincon		
CASO		CARGA VENTO NA TORRE E PÁS			
Peso Mínimo (kN)		698,65	695,12		
Variáveis (m)	Diâmetros	D1	4,15000	4,14987	
		D2	4,07500	4,07463	
		D3	3,95000	3,94973	
		D4	1,97500	1,94488	
	Espessuras	e1	0,01900	0,01884	
		e2	0,01600	0,01599	
		e3	0,01600	0,01591	
		-----	-----	-----	
Restrições	Projeto	FlxComp	-0,69167	-0,68663	
		Cortante	-0,94132	-0,94053	
		FlambLoc	-0,03053	-0,03024	
		Desloc	-0,00588	0,00000	
		GeomDe	-0,98527	-0,98536	
		FrqNat	-1,71495	-1,70840	
	Cone reverso	D2 < D1	-0,01807	-0,01813	
		D3 < D2	-0,03067	-0,03065	
		D4 < D3	-0,50000	-0,50000	
		-----	-----	-----	
	1ª Freq. Natural (Hz)		1,35748	1,35420	
	Projetos Avaliados (nº)		6,25E+04	-----	
	Total de Projetos (nº)		4,76E+11	-----	
Amostra Testada (%)		1,31E-05	-----		

Obs.: Para a função *fmincon* o ponto de partida é a solução do AGDisc.

As convergências de soluções obtidas para o AGDisc e *fmincon* apontam pouca divergência quanto ao peso mínimo, com um valor médio aproximado de 697 kN, contra 393,33 kN obtido no modelo desenvolvido por Lavassas (2003) e 305,18 kN no estudo de Uys (2007). Outra avaliação comparativa possível foi tomada em relação aos estudos apresentados por Hau (2006), detalhado no penúltimo parágrafo do item 8.1, com obtenção de 604,36 kN de peso para uma TCIL-45 (contra 698,65 kN para esta TTC-45 com o AGDisc). Pelos motivos já comentados, esta avaliação serve apenas como uma relação de ordem de grandeza, em razão das diferenças de modelos adotados em cada caso (critérios normativos, carregamentos etc.).

A restrição de deslocamento no topo da torre voltou a ser a responsável pela limitação da solução, tendo se tornado ativa através da execução pela *fmincon*, além de

evidenciar a mesma tendência na solução ótima do AGDisc. A restrição de flambagem local depois da restrição do deslocamento, continuou a se apresentar como a mais crítica, inclusive com o mesmo grau de intensidade e, contrapondo-a, a restrição de frequência natural, agora incorporada ao modelo, apresentou-se bastante folgada, indicando não estar interferindo na solução do problema. Conseqüentemente, a primeira frequência natural da estrutura, no valor de 1,35 Hz, se mostrou bem elevada em relação a um rotor usual com velocidade de excitação ao redor de 0,25 Hz. Nessa condição, a estrutura pode ser classificada como rígida, $f > 4P$ (HAU, 2006). Se essa torre suportar um rotor com velocidade de excitação de até 0,45 Hz (27 rpm), condição bem acima da velocidade nominal de geração para a qual as turbinas são normalmente produzidas, essa condição corresponderá a 1/3 de sua frequência natural fundamental, podendo-se dispensar a avaliação dinâmica da torre, conforme Cook *et al.* (2002).

Os diâmetros, em razão da restrição de cone reverso, demonstraram boa preservação de conicidade com formação suavizada da base ao penúltimo segmento, acentuando-se, porém, no último. No mesmo sentido, na solução com o AGDisc, as espessuras se apresentaram com progressiva redução, embora tenham se igualado nos dois últimos segmentos.

A resposta obtida com a *fmincon*, contemplando vizinhança da solução do AGDisc, mostra que o resultado alcançado é excelente, ainda mais se observarmos que a resposta foi obtida verificando apenas $1,31 \times 10^{-5}$ das soluções possíveis.

Pela Figura 38, a solução da TTC-45 da Tabela 21 foi analisada no programa ABAQUS para a solução de projeto ótimo alcançada pelo AGDisc, com a finalidade de avaliar os valores do deslocamento (m) e das tensões de *von Mises* (N/m²). Os resultados indicam que os deslocamentos e as tensões não superaram os valores $L/400$ (deslocamento limite de 0,1125 m) e da tensão de escoamento do aço ($345/1,10=313,63$ MPa).

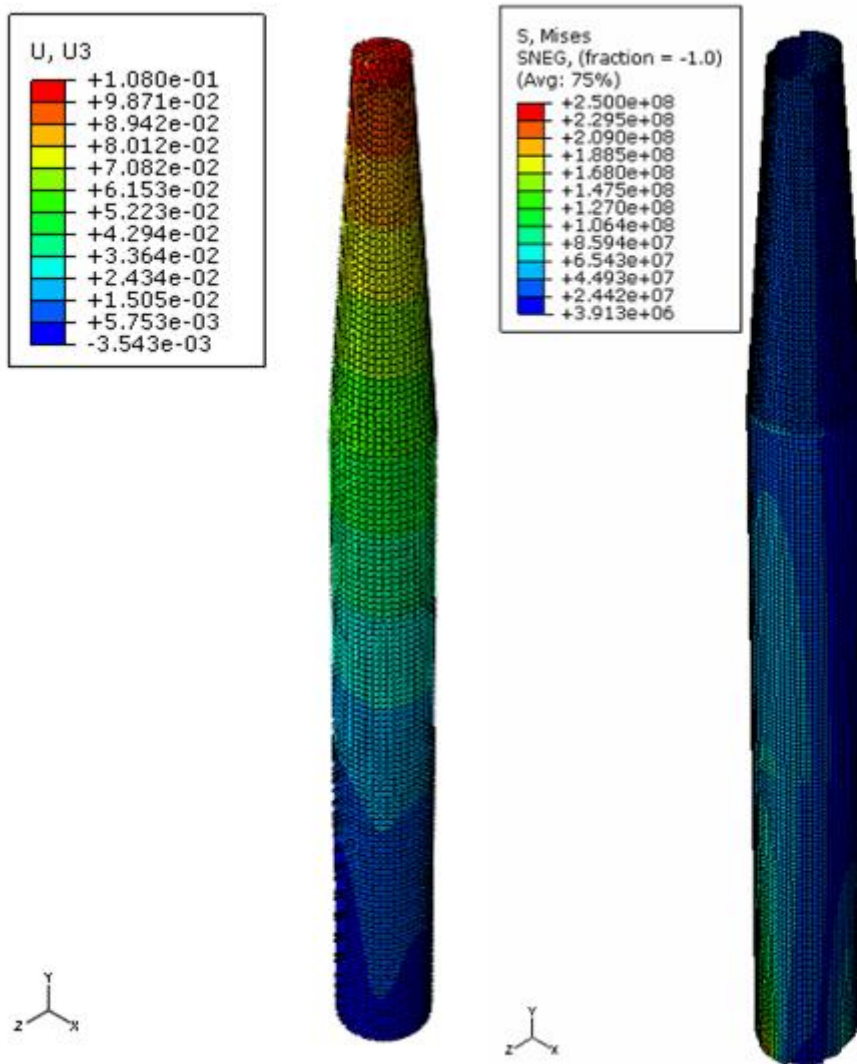


Figura 38 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-45.

8.2.2 Modelo TTC-60

Para este modelo, além dos processamentos de otimização que vêm sendo utilizados, aplicou-se um “AGDisc com relaxamento para a restrição do deslocamento no topo”, de modo a avaliar-se o efeito desta restrição no modelo.

Utilizaram-se para a força horizontal devido ao vento sobre as pás/rotor e para a excentricidade entre o ponto de sua aplicação e o topo da torre, as considerações da TTC-45, i.e, os valores de 282 kN e 3,53 m (LAVASSAS, 2003), respectivamente, pelos motivos já mencionados.

Para satisfazer a exigência de transporte, a TTC-60 foi empregada com 4 (quatro) divisões de segmentos (15 m, cada) e, como limite máximo de deslocamento no topo, o valor

de 0,15 m. As Tabelas Gerais contêm os demais parâmetros de projeto, à exceção dos seguintes: para os casos de processamentos fazendo uso do AGDisc, o incremento do intervalo de diâmetros foi de 0,025, com o objetivo de possibilitar a flexibilização de soluções de menor espessura e, o valor de 0.04450 para a espessura máxima. Os parâmetros do AG relativos à população inicial, número de gerações e critério de parada, foram adotados como 250, 250 e 100, respectivamente. Os resultados alcançados nas otimizações acham-se transcritos na Tabela 22.

Tabela 22 – TTC-60 com vento sobre torre e pás.

TORRE DE TRONCOS DE CONE - 60 m					
ALGORÍTIMO	AGDisc	fmincon	AGDisc		
CASO	CARGA DE VENTO NA TORRE E PÁS				
Limite do Desloc.Topo	$L/400$	$L/400$	$L/10$ (relaxada)		
Desloc. real no Topo (m)	0,1499	0,1500	0,9189		
Peso Mínimo (kN)	1.587,55	1.587,12	536,83		
Variáveis (m)	Diâmetros	D1	4,15000	4,14999	3,32500
		D2	4,00000	3,99999	3,05000
		D3	3,87500	3,87498	2,90000
		D4	3,60000	3,59998	1,57500
		D5	1,87500	1,87499	1,52500
	-----	-----	-----	-----	
	Espessuras	e1	0,04450	0,04448	0,01600
		e2	0,03150	0,03149	0,01600
		e3	0,02240	0,02239	0,01250
		e4	0,01600	0,01600	0,01250
-----		-----	-----	-----	
Restrições	Projeto	FlxComp	-0,81029	-0,81035	-0,04733
		Cortante	-0,93113	-0,93115	-0,86458
		FlambLoc	-0,18266	-0,18280	-0,15513
		Desloc	-0,00029	0,00000	-0,84685
		GeomDe	-0,97783	-0,97784	-0,98366
		FrqNat	-1,23584	-1,23552	-0,02609
	Cone reverso	D2 < D1	-0,03614	-0,03615	-0,08271
		D3 < D2	-0,03125	-0,03125	-0,04918
		D4 < D3	-0,07097	-0,07097	-0,45690
		D5 < D4	-0,47917	-0,47917	-0,03175
-----	-----	-----	-----		
1ª Freq. Natural (Hz)	1,11792	1,11776	0,51305		
Projetos Avaliados (nº)	6,25E+04	-----	6,25E+04		
Total de Projetos (nº)	7,43E+14	-----	7,43E+14		
Amostra Testada (%)	8,40E-09	-----	8,40E-09		

Obs.: Para a função *fmincon* o ponto de partida é a coluna do AGDisc antecedente.

Mais uma vez a resposta obtida com a *fmincon* se mostra uma excelente solução, mas comprova que não há uma solução prática melhor (de vizinhança) para aquela obtida pelo AGDisc (diâmetros, espessuras, restrições e frequência natural praticamente iguais).

O peso mínimo de 1.587,55 kN pode ser analisado em contraposição ao valor médio de 1080 kN obtido entre os modelos desenvolvidos por Yoshida (2003), embora provenha de trabalho que recebeu tratamento de outras condições de carga e de normas. Fazendo-se também um paralelo com os estudos apresentados por Hau (2006) e admitindo-se a mesma tendência da curva ali estabelecida, com massa específica ($m_e = 48 \text{ kg/m}^2$) e área de varredura ($A_v = 2.827,43 \text{ m}^2$), multiplicadas, resulta em peso equivalente de 1.357 kN (para uma de torre de 60 m), do que se conclui, a título comparativo e apenas como ordens de grandeza, como valores que se mostram razoavelmente aceitáveis, uma vez que não foram encontrados trabalhos que possibilitassem uma comparação direta.

A restrição de deslocamento imposta para o topo da torre, voltou a ser responsável pela limitação da solução. Tornou-se ativa com a utilização da *fmincon* e apresentou-se com igual tendência na solução ótima do AGDisc. A restrição de flambagem local, mesmo com menor grau de intensidade, foi a segunda mais crítica quando comparada com todos os casos de torre até aqui analisadas.

A primeira frequência natural da estrutura, de 1,11 Hz, foi reduzida próximo de 18% em relação à TTC-45 (com frequência), e ainda se mostrou bem elevada em relação à frequência de excitação usual do rotor (0,25 Hz). Permanece, portanto, a classificação de estrutura rígida para a TTC-45, conforme estabelecida por Hau (2006). Se essa torre suportar um rotor com velocidade de excitação de até 0,37 Hz (22,2 rpm), condição bem acima da velocidade nominal de geração para a qual as turbinas são normalmente produzidas, analogamente ao comentado para a TTC-45, pode-se dispensar a avaliação dinâmica da torre, conforme Cook *et al.* (2002).

Os diâmetros demonstraram formação de suave conicidade para os dois primeiros segmentos; acentuou-se no segundo e no último praticamente tornou-se cilíndrica, o que pode facilitar escolha de turbinas de diferentes fabricantes, conforme seja o diâmetro requerido caso a caso. As espessuras, apesar de livres quanto às escolhas, se apresentaram com progressiva redução.

Merece destaque a última coluna da Tabela 22, por se tratar de solução com relaxamento do deslocamento no topo, cujo afastamento (considerado elevado) foi da ordem de 0,92 m. O peso mínimo até então obtido, foi agora reduzido a quase um terço (536,83 kN),

que em termos práticos pode inviabilizar o projeto da torre, devido às possíveis interferências entre as pás do rotor com a torre em si. A comparação em termos de peso, devido tratar-se de projeto sob condição especial, leva à classificação da rigidez como sendo uma estrutura flexível, conforme critério de Hau (2006), $f \leq 2,2P$. Analisando a correlação entre os diâmetros de cada segmento, observa-se conicidade mais acentuada no último tronco de cone e, em relação às espessuras, estas se repetiram (aos pares) para os segmentos contíguos. A restrição que levou à solução ótima foi a da frequência natural. Vale destacar que a segunda restrição mais crítica do projeto, foi, pela primeira vez, a responsável pela segurança à resistência à flexão composta (esforços N e M , combinados).

Os resultados das torres TTC-60 apontados pelos processamentos realizados no ABAQUS (com e sem restrição ao deslocamento no topo), indicam que os deslocamentos e as tensões se mostram dentro do esperado, apesar de que, para o caso da torre com relaxamento de deslocamento, a máxima tensão de *von Mises* superou em cerca de 14% a tensão de escoamento (de cálculo) do aço ($345/1,10 = 313,63$ MPa). A Figura 39 (situação com o limite $L/400 = 0,15$ m para o deslocamento no topo) e Figura 40 (situação sem o limite $L/400$ no topo, i.e, com relaxamento dessa restrição) reúnem os valores encontrados.

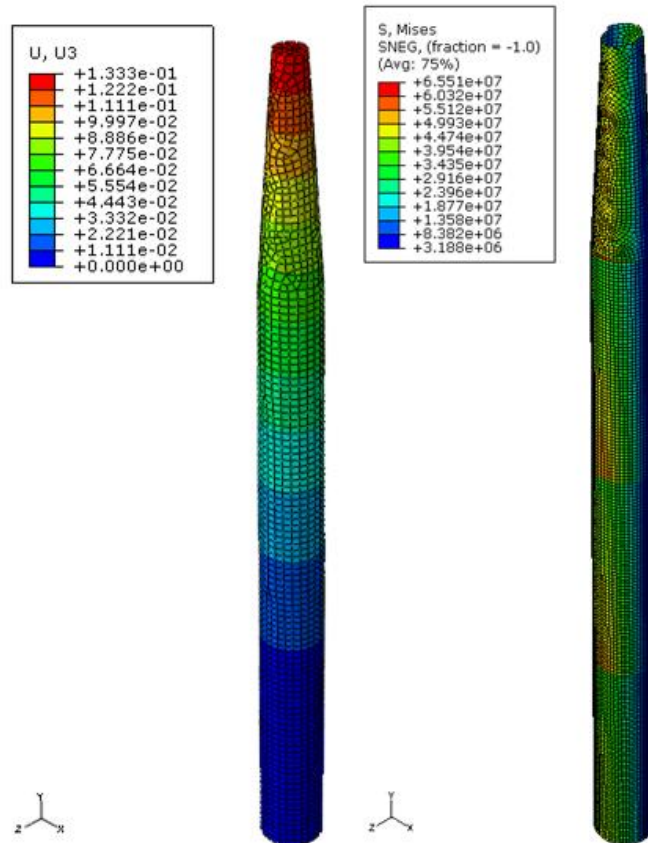


Figura 39 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-60 com limite $L/400$.

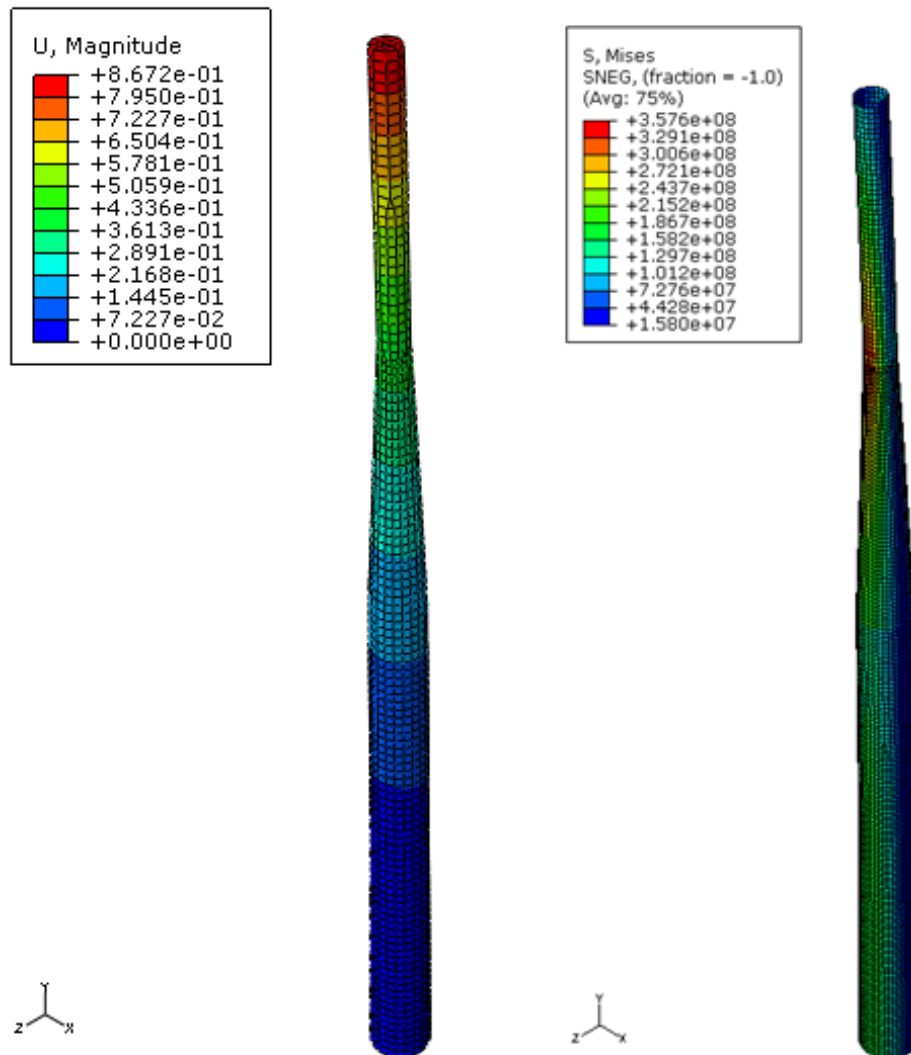


Figura 40 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-60 sem o limite $L/400$.

8.2.3 Modelo TTC-78

Para a torre de 78 m de comprimento, a força horizontal devido ao vento atuante sobre as pás/rotor e sua excentricidade entre o ponto de aplicação da força e o topo da torre, pelos motivos já justificados, empregou-se cálculo proporcional a partir dos valores que foram atribuídos para a TTC-45/TTC-60, resultando nos valores de 317 kN e 3,93 m (LAVASSAS, 2003), respectivamente, em razão da utilização de um rotor de maior diâmetro para a turbina.

A torre TTC-78 foi utilizada com uma composição de seis segmentos de 13 m (cada) e valor de 0,195 m para o deslocamento máximo no topo. Além do diâmetro máximo da base (constante da Tabela 23), os seguintes parâmetros de projeto sofreram alterações em

relação às Tabelas Gerais: utilizou-se 0,025 como incremento do intervalo dos diâmetros externos para as duas colunas com AGDisc, e:

- a) visando explorar as possibilidades de resposta do AG para uma condição de número de gerações elevada, este parâmetro foi alterado para 2000;
- b) os parâmetros correspondentes à população inicial e *stallgen* foram adotados com valor igual a 200;
- b) para a última coluna de AGDisc utilizou-se a chapa de espessura 0,019 m como chapa de espessura mínima possível;
- c) e, finalmente, testou-se para a TTC-78 a aplicação de um carregamento mais severo para a força do vento que atua sobre as pás, de valor proporcional ao previsto para uma TTC de 90 m, a fim de avaliar a influência de possíveis alterações dessa força sobre a estrutura da torre (última coluna da Tabela 23).

Os resultados são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – TTC-78 com vento sobre torre e pás.

TORRE DE TRONCOS DE CONE - H = 78 m					
ALGORITMO	AGDisc	fmincon	AGDisc		
F_{horiz} (kN)	317,00	317,00	352,00		
Excentr. Pás/topo (m)	3,93	3,93	3,93		
Dbase (m)	Dbase=5,20	Dbase=5,20	Dbase=5,00		
CASO	CARGA DE VENTO NA TORRE E PÁS				
Peso Mínimo (kN)	3.009,55	3.009,25	3.776,64		
Variáveis (m)	Diâmetros	D1	4,92500	4,92500	4,67500
		D2	4,77500	4,77500	4,62500
		D3	4,65000	4,65000	4,42500
		D4	4,40000	4,40000	4,25000
		D5	4,07500	4,07500	4,07500
		D6	3,65000	3,65000	4,00000
		D7	1,87500	1,87500	3,17500
	Espessuras	e1	0,06300	0,06299	0,07500
		e2	0,03750	0,03750	0,05700
		e3	0,04450	0,04450	0,06300
		e4	0,03150	0,03150	0,03750
		e5	0,02240	0,02240	0,01900
		e6	0,01600	0,01600	0,02240
Restrições	Projeto	FlxComp	-0,79352	-0,79351	-0,77507
		Cortante	-0,91028	-0,91028	-0,94345
		FlambLoc	-0,17188	-0,17186	-0,18320
		Desloc	-0,00010	0,00000	-0,14598
		GeomDe	-0,97370	-0,97370	-0,96760
		FrqNat	-0,20179	-0,20174	-0,25968
	Cone reverso	D2 < D1	-0,03046	-0,03046	-0,01070
		D3 < D2	-0,02618	-0,02618	-0,04324
		D4 < D3	-0,05376	-0,05376	-0,03955
		D5 < D4	-0,07386	-0,07386	-0,04118
		D6 < D5	-0,10429	-0,10429	-0,01840
		D7 < D6	-0,48630	-0,48630	-0,20625
		1ª Freq. Natural (Hz)	0,60090	0,60087	0,62984
Projetos Avaliados (nº)	4,00E+05	-----	9,00E+04		
Total de Projetos (nº)	1,76E+23	-----	1,06E+21		
Amostra Testada (%)	2,26E-16	-----	8,43E-15		

Obs.: Para a função *fmincon* o ponto de partida é a coluna AGDisc antecedente.

Mantendo-se o diâmetro da base igual a 4,20 m como na maioria dos cálculos, a convergência do algoritmo exigiu bem mais processamentos (entre 10 e 20). Alterando-se o

diâmetro da base para 5,20 m, os cálculos voltaram a apresentar o mesmo desempenho dos casos anteriores. A conicidade dos segmentos se mostrou suave como na TTC-60 (com restrição de frequência inclusa) e as espessuras apresentaram redução progressiva, à exceção da “e2”. Também se repetiram os mesmos fatos em relação às restrições, todavia a restrição de frequência natural foi bastante exigida, chegando a concorrer com a de flambagem local, como esperado, em função da elevação da torre.

O valor da frequência natural fundamental, por conseguinte, foi reduzido sensivelmente, ficando em torno de 0,60 Hz. Nessa condição, a torre suporta, sem risco de ressonância, uma turbina usual com velocidade de rotação de até 15 rpm (0,25 Hz) e pode ser classificada como flexível pelo critério de Hau (2006). Por Cook *et al.* (2002), a torre deve ser analisada com as considerações dos efeitos dinâmicos do carregamento.

O resultado apontado pela *fmincon* é praticamente o mesmo, significando que não há outros projetos de peso mínimo mais representativos, nas proximidades da solução obtida com o AGDisc. A única forma de comparar o resultado encontrado foi por meio da extrapolação do modelo desenvolvido nos estudos apresentados por Hau (2006), cujo valor equivalente para uma torre de 78 m, apresenta indicação de peso em torno de 2.628 kN, resultado da multiplicação entre a massa específica ($m_e = 55 \text{ kg/m}^2$) e a área de varredura ($A_v = 4.778,36 \text{ m}^2$), contra 3.009,55 kN deste trabalho. Esta avaliação, como nos casos anteriores, em razão das diferenças dos modelos ora comparados, serve apenas como ordem de grandeza.

Com relação ao aumento de carga introduzido pela força horizontal de 352 kN, incremento equivalente a 11%, o peso mínimo foi elevado em cerca de 25%, comprovando importante influência no projeto, da força do vento atuante sobre as pás/rotor.

Os resultados apontados pelo processamento realizado no ABAQUS, Figura 41, demonstram que os requisitos de deslocamento e de tensões (comparados com o deslocamento máximo permitido, $L/400 = 0,195 \text{ m}$, e com a tensão de escoamento de cálculo $345/1,10 = 313,63 \text{ MPa}$ do aço, respectivamente), também se mostraram atendidas.

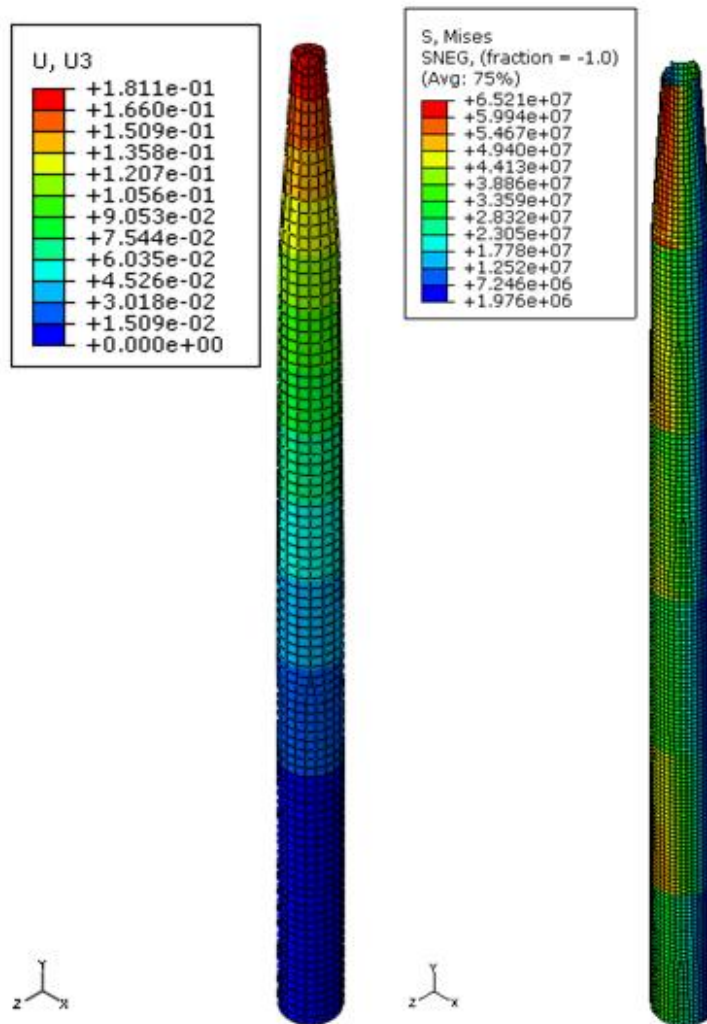


Figura 41 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-78.

8.2.4 Modelo TTC-91

Para a torre de 91m, a força horizontal devido ao vento sobre as pás/rotor e a excentricidade entre o ponto de sua aplicação e o topo da torre, foram consideradas com os valores de 352 kN e 4,40 m, respectivamente, pelas razões já apresentadas.

A torre TTC-91 foi utilizada com divisão em seis segmentos de 15,17 m cada. O deslocamento máximo no topo foi admitido igual 0,2275 m. Além do diâmetro máximo da base (indicado na tabela Tabela 24), os seguintes parâmetros de projeto sofreram alterações em relação às Tabelas Gerais: utilizou-se 0,0125 como incremento do intervalo dos diâmetros externos para o AGDisc; e, para os parâmetros do AG relacionados à população inicial, número de gerações e *stallgen* foram adotados valores iguais a 250, 250 e 100, respectivamente.

Os resultados alcançados nas otimizações acham-se relacionados na Tabela 24.

Tabela 24 – TTC-91 com vento sobre torre e pás.

TORRE DE TRONCOS DE CONE - H = 91 m				
ALGORÍTIMO		AGDisc	fmincon	
F_{horiz} (kN)		352,00	352,00	
Altura excentr.eixo-topo (m)		4,40	4,40	
Dbase (m)		5,75	5,75	
CASO		CARGA VENTO NA TORRE E PÁS		
Peso Mínimo (kN)		4.969,65	4.963,66	
Variáveis (m)	Diâmetros	D1	5,67500	5,67499
		D2	5,40000	5,39997
		D3	5,08750	5,08748
		D4	4,78750	4,78749
		D5	4,57500	4,57499
		D6	3,46250	3,46249
		D7	2,43750	2,43749
	Espessuras	e1	0,07000	0,06991
		e2	0,07500	0,07490
		e3	0,02500	0,02500
		e4	0,04450	0,04444
		e5	0,02500	0,02497
		e6	0,04450	0,04444
Restrições	Projeto	FlxComp	-0,73052	-0,73045
		Cortante	-0,96093	-0,96091
		FlambLoc	-0,22835	-0,22823
		Desloc	-0,00091	0,00000
		GeomDe	-0,96496	-0,96501
		FrqNat	-0,07010	-0,06984
		D2 < D1	-0,04846	-0,04846
	D3 < D2	-0,05787	-0,05787	
	D4 < D3	-0,05897	-0,05897	
	D5 < D4	-0,04439	-0,04439	
	D6 < D5	-0,24317	-0,24317	
	D7 < D6	-0,29603	-0,29603	
	1ª Freq. Natural (Hz)		0,53505	0,53492
Projetos Avaliados (nº)		6,25E+04	-----	
Total de Projetos (nº)		5,95E+25	-----	
Amostra Testada (%)		1,04E-19	-----	

Obs.: função *fmincon* obtida a partir da coluna do AGDisc antecedente.

Os processamentos foram iniciados com o diâmetro da base igual a 5,0 m, o que causou a mesma dificuldade de convergência ocorrida com a TTC-78. Adotou-se, então, em razão da experiência ocorrida com a mudança (de comprimento) da torre de 60 m para 78 m, alteração no diâmetro da base. O valor de 5,50 m testado não se mostrou suficiente para produzir resultado satisfatório. Tão logo foi adotado o diâmetro 5,75 m, contudo, a convergência do algoritmo se processou com a mesma regularidade dos casos anteriores. Este fato confirma o comentário feito por Brughuis (2003) sobre torres elevadas (com altura próxima de 100 m), no item 2.1 deste, segundo o qual, somente é possível concebê-las com diâmetro de 4,3 m na base e espessura de parede de 40 mm, se a torre for projetada com cabos de estais.

Como já ocorrido para a TTC-78, a conicidade também se mostrou suave, embora as espessuras não tenham se mantido com a regularidade de redução progressiva, o que pode ser um indicativo de que ainda não foi atingida a solução ótima, contudo não se trata de uma afirmativa, uma vez que as alternativas apontadas pelo AG, nem sempre guardam coerência com o esperado (visão convencional). Essa ocorrência, todavia, pode resultar em concentrações de tensões, mesmo que elas tendam a ser absorvidas pelos flanges de ligações (existentes) nas interfaces entre os segmentos de troncos de cone. Os mesmos fatos também se repetiram em relação às restrições, inclusive à de frequência limite, agora concorrendo de forma mais intensa para a limitação da solução do que a restrição de flambagem local, em função da maior elevação da torre (consequência esperada).

O valor da frequência natural fundamental, por conseguinte, foi reduzido sensivelmente, chegando ao valor em torno de 0,53 Hz. Nessa condição, a torre suporta sem risco de ressonância, uma turbina usual com velocidade de rotação de até 15 rpm (0,25 Hz). Segundo Hau (2006), nessa circunstância, a torre deve ser classificada como flexível, e merece ser analisada com as considerações afetas ao carregamento dinâmico.

O resultado apontado pela *fmincon* em relação àquele produzido pelo AGDisc é praticamente o mesmo. E como na *fmincon* a restrição de deslocamento no topo ficou ativa, tem-se um indicativo de que não há outro projeto de peso mínimo que seja mais representativo.

Analisando o peso mínimo de 4.966,0 kN (média dos valores obtidos), pode-se estabelecer um paralelo com os estudos de Seidel (2003) para uma torre de 96 m (2003) e de Hau (2006) para uma torre com 90 m. Neste último, como vem sendo tratado nos casos TTC, considerando $m_e = 60 \text{ kg/m}^2$ e a área de varredura $A_v = 6.503,88 \text{ m}^2$, chega-se nos pesos de 2.900 kN e 3.902 kN, respectivamente. Por maior razão (comparações de torres com pequenas

divergências de comprimentos), e também como nos casos anteriores, tais valores se constituem em mera ordem de grandeza, pelos mesmos motivos já elencados, além do que, em Hau (2006), o presente caso explora uma tendência (razoável) que não está perfeitamente definida, representando, dessa forma, simples expectativa.

Os resultados apontados pelo processamento realizado no ABAQUS, Figura 42, indicam que os deslocamentos e as tensões não superaram os valores $L/400$ (deslocamento máximo permitido de 0,2275 m) e a tensão de escoamento de cálculo do aço (313,63 MPa).

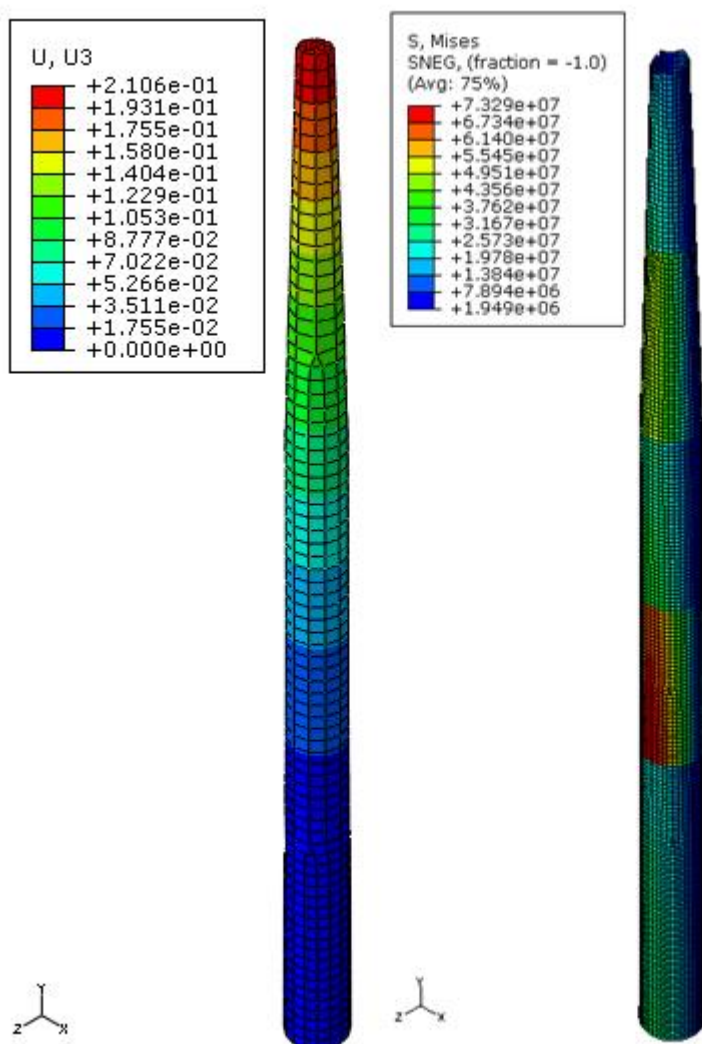


Figura 42 – Modelagem no ABAQUS da solução ótima pelo AGDisc da TTC-91.

Para melhor visão e compreensão do comportamento das soluções aqui obtidas para as diversas torres TTC, mostra-se, na Figura 43, a representação gráfica do peso em função da altura, para os valores otimizados resultantes.

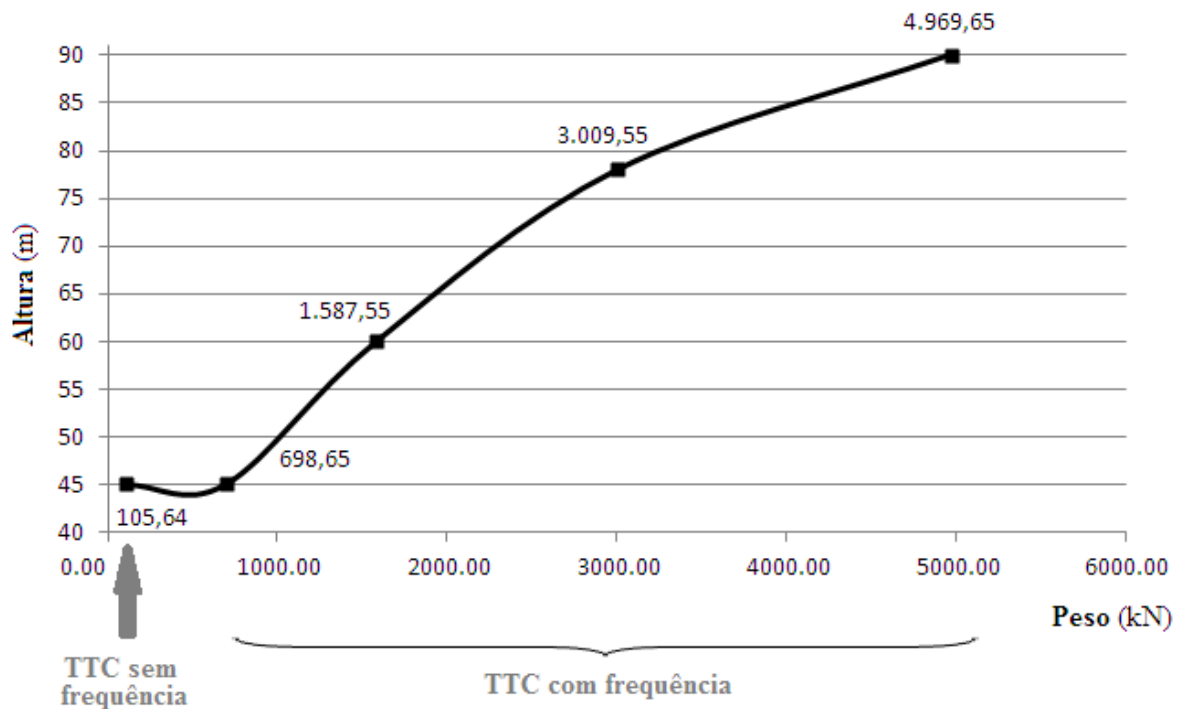


Figura 43 – Gráfico da linha de tendência das soluções TTC obtidas para o peso em função da altura.

Os dois primeiros valores da curva do gráfico são para torres de mesma altura, i.e, 45 m (configuração TTC-45, portanto) e apresentam grande variação de peso (105,64 kN no modelo sem restrição de frequência, contra 698,65 kN incluindo-a). Como já explicado, esta diferença não é decorrente da inclusão da restrição de frequência. O resultado sugere que o sobrepeso seja devido à inclusão da força do vento sobre as pás do rotor, inclusa na resposta obtida para o valor de 698,65 kN.

Dentre os demais resultados, que levam em consideração tanto a restrição de frequência, quanto a atuação da força do vento nas pás, compreendidos entre os casos TTC-45 de 698,65 kN à TTC-91 com 4.969,65 kN, observa-se que a variação do peso não confere linearidade em função da altura da torre. O diâmetro da base, nos casos de torres com altura acima de 60 m, também influenciou no comportamento da curva, visto que o mesmo não ficou limitado à restrição de transporte (4,20 m). Como neste estudo não foram produzidos projetos com alturas intermediárias (intervalo entre 60 m e 78 m), não foi possível definir a altura de referência que exige uma maior dimensão para o diâmetro da base da torre (superior ao limite de 4,20 m).

9. CONCLUSÕES

Um modelo para minimização do peso de torres de aço para turbinas eólicas, composta de segmentos tubulares de troncos de cone, foi apresentado. A torre foi analisada como viga engastada na base e livre no topo, mediante análise não linear geométrica por elementos finitos de pórtico plano. O modelo de otimização foi implementado em um programa no ambiente MATLAB e resolvido utilizando um AG. Buscas locais na circunvizinhança da solução discreta do AG foram feitas com algoritmo de Programação Quadrática Sequencial (SQP). Foram empregadas como variáveis de projeto, preponderantemente tratadas como variáveis discretas, as espessuras das paredes e os diâmetros externos representativos dos segmentos, com imposição de continuidade entre eles. Como funções de restrição foram consideradas as exigências da NBR 8800 (2008) relativas à resistência (momento fletor, esforços normal e cortante), estabilidade e rigidez, além de restrições relacionadas com a geometria (cone reverso), com a primeira frequência natural de flexão e indiretamente com limitações de transporte (diâmetro da base). O carregamento foi tratado de forma estática, considerando a ação do vento sobre a torre e/ou nas pás do rotor, a massa do conjunto rotor/nacele concentrada no topo da torre e seu peso próprio. Foi realizada análise de vibração livre extraindo-se a primeira frequência natural de flexão, motivada pela importância do problema que a ressonância pode causar. Influências de imposições e relaxamentos, tanto do limite estabelecido para o deslocamento no topo da torre, como para o limite da frequência, foram avaliadas. A torre, caso a caso, foi classificada segundo a rigidez alcançada.

O modelo foi particularizado para torres de configuração cilíndrica e os resultados foram validados mediante comparação direta com resultados específicos da literatura. A análise dos resultados do modelo de troncos de cone, alvo principal deste estudo, somente foi possível em termos de ordem de grandeza em razão de inexistências de trabalhos similares.

As aplicações foram direcionadas para obtenções de respostas pelo AG com projetos de torres com alturas de 45 m, 60 m, 78 m e 91 m e, paralelamente, com utilização secundária do algoritmo SQP (função *fmincon* que trabalha com gradientes das funções), a fim de verificar possível existência de soluções contínuas de melhor representatividade do que a solução ótima discreta encontrada pelo AG.

O modelo de otimização foi aplicado inicialmente para torres com 45 m (TCIL-45 e TTC-45) sem a atuação da ação do vento nas pás, sem a restrição de frequência e considerando o aço A36 ($f_y = 250$ MPa) e adotando-se $E = 210$ GPa, objetivando comparação

com o trabalho de Feijó (2010). Embora a modelagem da carga de vento sobre a torre tenha configurações diferentes neste estudo e no de Feijó (2010), curva não linear e trapezoidal respectivamente, observa-se que este fato não influenciou no resultado de forma significativa, e nem tampouco os usos da análise não linear pelo MEF (presente trabalho) *versus* análise analítica linear (Feijó, 2010), uma vez que os valores dos pesos mínimos obtidos se mostraram bem próximos (Tabela 19: 160,36 kN neste estudo e 162,70 kN por Feijó, 2010). Consumou-se, assim, a validação pretendida neste trabalho quanto ao uso do novo AG.

Revelação importante foi observada com a inclusão da restrição de frequência no modelo de otimização na TCIL-45 (última coluna da Tabela 19), tendo demonstrado o quanto o peso mínimo foi sensibilizado (35% maior), corroborando pela imperiosa necessidade de avaliação da frequência natural da estrutura e imposição de um limite em função da frequência de excitação do rotor, ou, em outras palavras, da importância da decisão quanto ao emprego do tipo de concepção de rigidez a ser adotado para o projeto da torre.

Os resultados da aplicação à torre em troncos de cone TTC-45 sem carga de vento nas pás e sem restrição de frequência (relaxada), Tabela 20, embora tenham a mesma ordem de grandeza (105,64 kN neste estudo e 91,20 kN por Feijó, 2010), não permitiu a conclusão esperada, isto é, que o primeiro resultado se apresentasse menor ou igual ao segundo. A razão desta discrepância pode ser a violação da restrição de deslocamento no topo, presente na solução apresentada por Feijó (2010). Sendo as variáveis discretas, uma provável solução viável deve aumentar significativamente o peso. Essa conclusão fática, contudo, não inviabiliza a coerência pretendida e esperada para essa comparação, pois a ordem de grandeza atingida no resultado alcançado com o emprego do algoritmo SQP (*fmincon* do MATLAB, última coluna da Tabela 20), peso no valor de 96,57 kN, reflete a real tendência de aproximação entre os estudos cotejados, sendo suficiente para validar o modelo para a TTC-45, sem carga de vento nas pás e sem restrição de frequência. Mais relevante, todavia, foi o fato do peso da TTC-45 (105,64 kN) ter sofrido redução de cerca de 35% em relação à TCIL-45 (160,36), vantagem decorrente da alteração da geometria da torre, de configuração cilíndrica para configuração em troncos de cone. A restrição crítica passou a ser a de flambagem local na TTC-45, ao invés da restrição de deslocamento no topo na TCIL-45. Mais uma vez, a observação das frequências naturais das soluções para a TTC-45 (Tabela 20), mostra valores em torno da metade do valor mínimo sugerido na literatura para esta grandeza, revelando a necessidade de imposição da restrição de frequência.

Uma vez validado o modelo proposto para a TCIL e a TTC, imposições foram consideradas para as aplicações seguintes do modelo de otimização das TTC: limite mínimo

de 0,5 Hz na frequência natural fundamental (LAVASSAS, 2003); incidência da carga de vento atuando não só sobre a torre, mas também sobre as pás do rotor e adoção do aço A572 para as chapas do material utilizado nos segmentos troncos de cone ($f_y = 345$ MPa e $E = 200$ GPa, representando incremento de 38% na tensão de escoamento e redução de 5% no módulo de elasticidade do material), tanto para atender às recomendações da NBR 8800/2008, como também para melhor adequar as comparações com trabalhos da literatura científica.

A inclusão da força do vento nas pás, na TTC-45, provocou uma variação no peso, de 105,64 kN (Tabela 20) para 698,65 kN (Tabela 21). A restrição de frequência também foi incluída, mas não teve influência alguma, uma vez que a mesma se mostrou mais folgada que as demais restrições. A ação do vento nas pás, provavelmente, foi a responsável pela criticidade da restrição de deslocamento no topo, seguida pela de flambagem local. Devido à majoração do peso (massa), a frequência natural fundamental foi elevada de 0.25571 Hz para 1.35748 Hz, o que resguardou a estrutura contra risco à ressonância (folga abundante), permitindo classificá-la como uma estrutura muito rígida ($1,35/0,25 = 5,4$ P, critério de Hau, 2006). O aumento de 560% ocorrido no resultado do peso da TTC-45 indica grande influência da força do vento quando esta é considerada atuando sobre as pás. Por esta razão, dita força foi incorporada no modelo dos exemplos seguintes.

A aplicação do modelo para torres mais altas conduz, obviamente, a pesos maiores. Para a TTC-60 foi produzida uma solução discreta com 1.587,55 kN, sendo praticamente igual à solução contínua obtida com a *fmincon* (1.587,12 kN). A restrição ativa, em relação à TTC-45, continuou sendo a de deslocamento no topo. Ainda na TTC-60 houve uma redução de 18% na frequência natural fundamental da estrutura. Essa ocorrência, todavia, não se mostrou suficiente para alterar a classificação muito rígida anteriormente estabelecida. Merece destaque, todavia, a solução que foi obtida para a TTC-60 com imposição do relaxamento da restrição ao deslocamento no topo, de $L/400$ para $L/10$, como forma de testar, principalmente, a influência decorrente do emprego dos efeitos da análise de segunda ordem. O resultado do peso mínimo foi reduzido a quase um terço (536,83 kN) e a deflexão no topo foi a 0,92 m, o que levou a restrição correspondente (deslocamento) a deixar de ser crítica. A frequência natural praticamente se igualou à frequência limite, tornando a TTC-60 uma estrutura flexível, porém com frequência (2,04P) abaixo e próxima da faixa permissível ($2,2P \leq f_1 \leq 2,75P$). Como esperado, o colapso da estrutura ficou mais suscetível de ocorrer pelo risco de ressonância (controle da rigidez regida pela restrição de frequência) ou pela não resistência do material aos esforços à flexão composta (restrição que pela primeira vez tendeu a ficar ativa).

Cenários com torres de 78 m e 91 m foram também explorados. Como conclusões gerais mais significativas, em comum, a exigência de maior diâmetro na base (4,93 m e 5,68 m, respectivamente) e redução significativa da frequência natural fundamental (0,60 Hz e 0,53 Hz, respectivamente), pontos esperados e plenamente justificados em razão dos maiores comprimentos da torre. Nessas condições, as restrições de deslocamento no topo e de frequência limite foram as mais críticas à obtenção das soluções ótimas, indicando que a rigidez e o risco de colapso por ressonância são seus pontos mais vulneráveis, merecedores de análises, portanto, que levem em consideração os efeitos dinâmicos dos carregamentos. Ambas as torres puderam ser classificadas como estruturas flexíveis: TTC-78 com $f = 2,4P$ e TTC-91 com $f = 2,12P$, esta com valor um pouco abaixo da faixa permissível ($2,2P \leq f_1 \leq 2,75P$).

Para as torres de menor comprimento (TTC-45, Tabela 21 e TTC-60, Tabela 22), as soluções apresentaram restrição de frequência satisfeita com folga (frequência fundamental acima de 1 Hz) e com o diâmetro da base (o maior) não superando o máximo permitido para transporte dos segmentos (4,20 m). O relaxamento da restrição de deslocamento no topo, no caso da TTC-60 ($f_1 = 0,51305$ Hz), contudo, transferiu para a restrição de frequência a regência da solução (responsável pelo controle da rigidez).

Nos estudos com as torres de maior altura (TTC-78, Tabela 23 e TTC-91, Tabela 24), as soluções indicaram frequências fundamentais próximas da frequência limite de 0,5 Hz, levando a restrição de frequência do processamento da TTC-91, a ser considerada crítica juntamente com a de deslocamento no topo. Para estes casos só foram obtidas soluções mediante incrementos nos diâmetros das bases, em relação àquele inicialmente previsto para o limite de transporte. Os resultados sugerem que a restrição de frequência exerce significativo papel na definição das concepções dos projetos para torres dessa natureza. Com efeito, a obtenção de soluções para torres de grande altura, respeitando-se o máximo diâmetro permitido pelo transporte, requer adoção de concepções de projeto menos rígida, relaxando-se as restrições de deslocamento e de frequência.

No sentido base/topo, os casos de TTC estudados mostraram tendência de redução progressiva para os diâmetros. Isto também ocorreu com as espessuras nas torres mais baixas (com repetições de parâmetro, por vezes), sendo menos acentuado nas torres mais altas. A conicidade apresentou-se mais forte no segmento da torre mais próximo do topo. Análises de soluções no *software* ABAQUS (Figura 38 a Figura 42) usando modelos de casca, mostraram resultados satisfatórios com relação ao deslocamento limite no topo e à tensão de *von Mises*

(exceção do caso com relaxamento da restrição de deslocamento da TTC-60, especificamente quanto à tensão de escoamento do aço).

Também como observação geral, o AG apresentou comportamento considerado satisfatório, uma vez que soluções foram obtidas avaliando-se uma pequena amostra (produto do tamanho da população pelo número de gerações) do universo de soluções possíveis (resultantes de combinações dos valores discretos das variáveis). Paralelamente, o algoritmo SQP da ferramenta *fmincon* do MATLAB, baseado em informações de gradientes, executado a partir de soluções do AGDisc, produziu soluções pouco diferentes da solução discreta, sugerindo, na pior das hipóteses, a obtenção de mínimo local para as soluções resultantes.

Cabe ainda ressaltar que: uma restrição poderia ser imposta ao diâmetro do topo para adequar a torre à turbina utilizada ou simplesmente considerar este diâmetro como um parâmetro fixo definido pelo fabricante; neste estudo não foram levados em consideração as aberturas e os enrijecimentos nelas usualmente presentes, além da influência dos flanges de ligação dos segmentos, das plataformas internas e das suas massas.

As soluções obtidas guardam coerência proporcional entre si, demonstrando razoabilidade, principalmente nas comparações com as torres de menor comprimento, pois permitem avaliações com mais de um estudo, nada obstante, em razão das diferenças nos modelos de otimização, estas análises não podem ser determinantes. A Figura 43 reúne o comportamento dos pesos otimizados obtidos para as TTC em relação à altura, com evidente tendência não linear, à medida que foram sendo testados projetos de torres mais elevadas.

9.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Deixamos como sugestões para continuidade do desenvolvimento deste estudo as proposições relacionadas com a otimização estrutural de torres, tais como:

- a) investir na inserção de elemento 3D no programa FAST, de modo a ser possível considerar as verificações relativas ao efeito de torção;
- b) considerar critério de resistência em termos de tensões, ao invés de esforços resultantes, como é sugerido por normas internacionais específicas para torres de aerogeradores;
- c) considerar no modelo as várias situações de projeto com seus respectivos casos de carga, em geral definidos pela condição de vento, que incluem, por exemplo:
 - efeito dinâmico do vento;
 - sismo;
 - e efeito de fadiga;

- d) estudar a possibilidade de associar algumas considerações de normas específicas estrangeiras às brasileiras, como as que influenciam o projeto estrutural em decorrência do funcionamento das turbinas eólicas (p. ex: *Design of Offshore Wind Turbine Structures*, de outubro de 2010);
- e) avaliar a interação solo-estrutura;
- f) estudar funções objetivo alternativas, considerando o custo dos materiais, de mão de obra de fabricação ou até de uma modelagem multiobjetivo;
- g) estudar, detalhadamente, a modelagem da ação do vento nas pás e a sua interação com a ação na torre, dada a importância desta força no resultado final;
- h) refinar a geometria da torre incluindo outros elementos estruturais, como anéis enrijecedores anelares e longitudinais, plataformas, aberturas para iluminação e os flanges das ligações dos segmentos;
- i) estudar a otimização baseada em confiabilidade, de modo a levar em conta, adequadamente, a grande variabilidade da carga de vento, bem como o uso de distribuições extremas, como vento de 1000 anos e etc.

REFERÊNCIAS

ADECE representa o Brasil em evento internacional de energia eólica. **ADECE**, [Hamburgo], 8 dez. 2009. Disponível em: < <http://www.adece.ce.gov.br/noticias/texto.php?Noticia=179> >. Acesso em: 22 abr. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aneel promove leilão inédito de energia eólica segunda-feira (14/12) na CCEE**. Brasília, 11 dez. 2009. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=3246&id_area= >. Acesso em: 23 abr. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aspectos tecnológicos das Fontes de Energia Renováveis (Energia Eólica). Níveis de ruído**. Cartagena de Índias (Colômbia), 10 fev. 2009. Disponível em: < http://www.ariae.org/pdf/VI_Curso_Ariae/pdf91.pdf >. Acesso em: 23 jan. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Leilões de fontes alternativas e de reserva comercializam 1159,4 MW médios de 89 usinas**. Brasília, 27 ago. 2010. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=3541&id_area=90 >. Acesso em: 30 ago. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz Energética do Brasil. Usinas do tipo Eólica em Operação**. Brasília, jul. 2011. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3&UF=CE:CEARÁ> >. Acesso em: 10 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Primeiro Leilão de Energia A-3 do ano tem deságio médio de 26,6%**. Brasília, 17 ago. 2011. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4466&id_area=90 >. Acesso em: 19 ago. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia vendida no Leilão de Reserva tem deságio médio de 31,8%**. Brasília, 18 ago. 2011. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4472&id_area=90 >. Acesso em: 19 ago. 2011.

AMARANTE, O. A. C. *et al.* **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. CRESESB, Brasília, 2001. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm >. Acesso em: 18 jun. 2010.

ARORA, J. S. **Guide to Structural Optimization**. 4a. ed. Winsconsin-Madison: USA, 1996. 349 p. Inclui bibliografia e guia de URL's em literatura. ISBN 0-7844-0220-5.

ARORA, J. S. Computational design optimization: A review and future directions. **Structural Safety**, Elsevier, [S.l.], v. 7, p. 131-148, mar. 1990.

ARORA, J. S. **Introduction to optimum design**. 2. ed. New York: Academic, 1989, 2004.

ARORA, J. S. and THANEDAR, P.B. Computational methods for optimum design of large complex systems. **Computational Mechanics**, Iowa City, USA, v. 1, p. 221-242, 1986.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6120**: Cargas para o cálculo de estruturas de edificações. Rio de Janeiro, 1980. 5 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6123**: Forças devido ao vento em edificações. Rio de Janeiro, 1988. 66 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8681**: Ações e Segurança nas Estruturas. Rio de Janeiro, 2003. 18 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8800**: Projeto de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios. Rio de Janeiro, 2008. 237 p.

BLESSMANN, Joaquim. **Ação do vento em edifícios**. 2ª Ed. Porto Alegre: Ed. Da Universidade/UFRGS, 1989. 81p.

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.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. CCEE. **Preços - CEPTEL - DECOMP - PMO Ago e Set 2010 - pág. 4 - CMO (R\$/MWh)**. Brasília, 13 ago. 2010. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?qryANO=2010&contentType=DECK_PR_ECO&vgnextoid=9283a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD&x=12&y=11>.
Acesso em: 16 ago. 2010.

CASTRO, R. E. **Otimização de Estruturas com Multi-Objetivos Via Algoritmos Genéticos**. 2001. 206f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Ago, 2001.

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.]. 2001. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/content.php?catid\[\]=1&catid\[\]=5](http://www.cresesb.cepel.br/content.php?catid[]=1&catid[]=5)>. Acesso em: 26 jun. 2010.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. CRESEB. **Tutorial de Energia Eólica – Princípios e Tecnologias**. [S.l.]. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm>. Acesso em: 26 jun. 2010.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. CRESEB. [S.l.]. 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. **“Link” Potencial Energético/Potencial Eólico/Atlas do Potencial Eólico Brasileiro/ “Hyperlink” em Ceará** <<http://www.seinfra.ce.gov.br/>>. Acesso em: 13 jan. 2011.

CHIPPERFIELD, A.; FLEMING, P.; POHLHEIM, H.; FONSECA, C. DEPARTAMENT AUTOMATIC CONTROL and SYSTEMS ENGINEERING. UNIVERSITY of SHEFFIELD. **Genetic Algorithm TOOLBOX For Use with MATLAB**. Version 1.2. Plymouth, Reino Unido, 21 - 22 set. 1994. Disponível em: <<http://www.sheffield.ac.uk/acse/research/ecrg/gat.html>>. Acesso em: 10 nov. 2010.

COMEÇAM testes da correia transportadora. **Jornal O Povo Online**. Fortaleza, 12 jul. 2011. Disponível em: <<http://www.opovo.com.br/app/opovo/economia/2011/07/12/noticiaeconomiajornal,2266239/comeca-teste-de-correia-transportadora.shtml>>. Acesso em: 19 ago. 2011.

COOK, R.D *et al.* **Concepts and applications of finite element analysis**. 4a. ed. Winesconsin-Madison: Wiley, 2002. 719 p. Inclui bibliografia e guia de URL's em literatura. ISBN 0-471-35605-0.

CRAIG, R. R. Jr. **Structural Dynamics**. An Introduction to computer methods. 1a. ed. New York: John Wiley & Sons, 1995. 527 p. Inclui bibliografia e guia de URL's em literatura. ISBN 0-471-87715-8.

CUCOLO, Eduardo. Brasil responde por 3% das emissões globais de gases-estufa. **Folha.com**, Brasília, 8 dez. 2004. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/ciencia/ult306u12717.shtml>>. Acesso em: 22 abr. 2010.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. DWIA. By Soren Krohn. **Guided Tour on Wind Energy**. Alemanha, 6 ago. e 9 set. 2000. Disponível em: <<http://www.heliosat3.de/e-learning/wind-energy/windpowr.pdf>>. Acesso em: 21 jan. 2011.

Deutsche Norm, Steel Stacks, **DIN4133**, 1991.

Deutsche Norm, Structural Steel Work, Analysis of Safety against Buckling of Shells, **DIN18800 Part 4**, 1990

ELETRONUCLEAR. **Panorama da Energia Nuclear no Mundo**. Rio de Janeiro, jun. ed. 2009. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/pdf/panorama.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2011.

Eurocode 1: Design of Steel Structures, Part 2-4: Wind loads, CEN European Committee of Standardization, ENV 1991-2-4, 1999.

Eurocode 3: Design of Steel Structures, Part 1-1: General Rules and rules for Buildings, CEN European Committee of Standardization, ENV 1993-1-1, 1992.

Eurocode 3: Design of Steel Structures, Part 1-9: Fatigue strength of steel structures, CEN European Committee of Standardization, ENV 1993-1-9, 2002.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. EWEA. **Prioritising Wind Energy Research. Strategic Research Agenda of the Wind Energy Sector 2020**. Bruxelas, jul. 2005. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/SRA/SRA_final.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2010.

FEIJÓ, P. B.; MELO, C. M. A.; PARENTE, E. Otimização de Torres de Aço para Geradores Eólicos Utilizando Algoritmos Genéticos. In: IBERIAN LATIN AMERICAN CONGRESS ON COMPUTATIONAL METHODS IN ENGINEERING-CILAMCE, 8-11, 11., 2009, Armação de Búzios. **Anais...** Armação de Búzios: 2009.

FEIJÓ, P. B. **Otimização de Torres de Aço para Geradores Eólicos**. 2010. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil – Área de Concentração: Estruturas) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

FEITOSA, E.A.N. *et al.* **Panorama do Potencial Eólico do Brasil**. ANEEL. Brasília: Dupligráfica, 2003 (adaptado), em continuidade ao trabalho do CBEE / UFPE, 1998.

FLICKR.com, by Iluvpepero. **I heart wind turbines**. [S.l.]. 25 jul. 2007. Disponível em: <<http://www.flickr.com/photos/iluvpepero/1057966417/in/photostream/>>. Acesso em: 25 jan. 2011.

FLICKR.com, by Bill Brown. **Wind power**. [S.l.]. 10 dez. 2008. Disponível em: <http://www.flickr.com/photos/bill_brown/2346194084/>. Acesso em: 25 jan. 2011.

FLICKR.com, by Aaronmurray80. **Windmill 2**. [S.l.]. 30 out. 2008. Disponível em: <<http://www.flickr.com/photos/aaronphoto/2986890283/>>. Acesso em: 25 jan. 2011.

FOLHA.com, FRANCE Presse. Protocolo de Kyoto entra em vigor sem ratificação dos EUA. **UOL**, [S.l.], 16 fev. 2005. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/ciencia/ult306u12926.shtml>>. Acesso em: 22 abr. 2010.

FOLHA.com, BBC Brasil. Entenda os principais pontos do Protocolo de Kyoto. **UOL**, [S.l.], 16 fev. 2005. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/bbc/ult272u39714.shtml>>. Acesso em: 22 abr. 2010.

FREIRE-MAIA, Newton. **A Ciência por dentro**. 3ª ed. Petrópolis: VOZES, 1995. 66p.

GEO-NET. **GEO-PARK, para Micrositing: Otimização da configuração de parques**. Alemanha, 07 set. 2007. Disponível em: <http://www.atlantec.com.br/produtos/pdf/flyer_geopark_pt_rz_070907_rev00.pdf>. Acesso em: 22 set. 2010.

Germanischer Lloyd, Rules and Regulations, IV – Non-marine Technology, **Part 1 – Wind Energy**, Guidelines for the Certification of Wind Turbines, 2003.

HAU, E. **Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2a. ed. Krailling-Germany: Springer, 2006. 783p.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems: an Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence**. The MIT Press, Ann Arbor, MI.1992.

IEC 61400-1, Ed.3: Wind Turbines - **Part 1**: Design Requirements, 2005.

Imagens turbinas eolicas. [S.l.], 2011. Disponível em: <
<http://www.google.com.br/search?q=imagens+turbinas+e%C3%B3licas&hl=pt-BR&imgrefurl=http://www.educadores.diaadia.pr.gov.br/modules/mylinks/viewcat.php%3Fcid%3D48&imgurl=http://www.educadores.diaadia.pr.gov.br/arquivos/File/tvmultimedia/images/4fisica/4aerog03.jpg&w=720&h=480&sig=114194769285619242886&ndsp=22&tbm=isch&tbs=simg:CAESEgmlsmfw9byFRyGjnRfwty1OFg&sa=X&ei=N1SkT9asKqWg6QHS94GjBA&ved=0CAQQ0gU4ygI&biw=1920&bih=963>>
 > Acesso em: 12 jan. 2011.

INNEO Torres. Torres de hormigón para dotar demás altura y estabilidad a la eólica. **ENERGIAEÓLICA**, Espanha, 14 set. 2009. Disponível em: <
http://www.inneo.es/images/stories/docs/noticias/inneo_articulo_energetica21_140909.pdf
 >. Acesso em: 15 jan. 2011.

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, S. S. e SANTOS, S. H. C. **Análise Dinâmica das Estruturas**. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2008. 171p.

NEGM, M. H.; MAALAWI, K. Y. Structural design optimization of Wind turbine towers. **Computers and Structures**, v. 74, p. 649-666, 2000.

NETO, C. G. Ceará vai garantir energia de reserva ao SIN. **ADECE – Diário do Nordeste**, [Fortaleza], 14 dez. 2009. Disponível em: <
<http://www.adece.ce.gov.br/noticias/texto.php?Noticia=181>>. Acesso em: 22 abr. 2010.

NORTHERNTOOL.com. **Southwest Windpower Whisper 200 Wind Turbine, Modelo 1-WH200L-10**. [S.l.], 22 nov. 2004. Disponível em: <
http://www.northerntool.com/shop/tools/product_200334243_200334243>. Acesso em: 04 fev. 2011.

OBRAS avançam e operação está prevista para 2011. **Jornal O Povo Online**, [Fortaleza], 13 abr. 2009. Disponível em: <
<http://www.opovo.com.br/app/opovo/economia/2009/04/13/noticiaeconomiajornal.869946/obras-avancam-e-operacao-br-esta-prevista-para-2011.shtml>>. Acesso em: 19 ago. 2011.

ONS prioriza energia eólica na operação do sistema elétrico. **ADECE**, Fortaleza, 9 mar. 2010. Disponível em: < <http://www.adece.ce.gov.br/noticias/texto.php?Noticia=200> >. Acesso em: 22 abr. 2010.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. ONU. **Protocolo de Kyoto**. [New York], 9 mai. 1992. Disponível em: < http://www.onu-brasil.org.br/doc_quioto.php >. Acesso em: 21 abr. 2010.

PFEIL, W.; PFEIL, M. **Estruturas de Aço**. 8ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008. 357p.

PORTAL SÃO FRANCISCO. **Protocolo de Montreal sobre Substâncias que Destroem a Camada de Ozônio**. Montreal, 16 set. 1987. Disponível em: <<http://www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/meio-ambiente-protocolo-de-montreal/>>. Acesso em: 21 abr. 2010.

PRZEMIENIECKI, J.S. **Theory of Matrix Structural Analysis**. New York. EUA: McGraw-Hill, 1968. 482p.

SEIDEL, M. Experiences with Two of the World's Largest Wind Turbines Towers. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE & EXHIBITION-EWEC, 16-19, 6., 2003, Madri. **Anais... Madri: Technical Sessions**, 2003.

SETOR eólico é o que mais emprega no mundo, diz associação. **Jornal da Energia**, [S.l.], 6 abr. 2010. Disponível em: < <http://www.adece.ce.gov.br/noticias/texto.php?Noticia=211> >. Acesso em: 22 abr. 2010.

SILVA, M. A.; Brasil, R. M. L. R. F.; Arora, J. S. Formulations for the optimal design of RC Wind turbine towers. In: ENGOPT, INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING OPTIMIZATION, 1-5, 6., 2008, Rio de Janeiro. **Anais... Rio de Janeiro: Structural Optimization Session**, 2008.

SOUZA, A. S. Clemente de. **Dimensionamento de Elementos Estruturais em Aço**. São Carlos: EdUFSCar, 2011. 108p.

TECNOMAQ. Fotos da fabricação de torres de aço em Aquiraz. Ceará, 2010. Disponível em: <http://www.tecnomaq-ce.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=60&Itemid=57&lang=pt-br>. Acesso em: 25 jan. 2011.

The Building Standard Law of Japan. 2000.

UYS, P. E.; FARKAS, J.; JÁRMAI, K.; TONDER, F. van. Optimisation of a steel tower for a wind turbine structure. **Engineering Structures**, v. 29, p. 1337-1342, 2007.

VIEIRA, L. A. **Foto nacele aerogerador E-70 da usina eólica de Osório (RS) parte I, empreendimento Ventos do Sul Energia, pertencentes à espanhola Enerfin/Enervento (Grupo Elecnor), alemã Wobben e à brasileira CIP Brasil**. Osório (RS), 2006. Disponível em: <http://alvaro.lima.vieira.50megs.com/photo_1.html>. Acesso em: 23 jan. 2011.

WILLETT Kempton *et al.* Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection. **Revista Científica PNAS**, v. 107, n. 16, p. 7240–7245, Delaware, Newark, 20 abr. 2010. Disponível em: < <http://www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.0909075107> >. Acesso em: 3 maio 2010.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION-Portal Online. WWEA. **Relatório Mundial de Energia Eólica 2009**. [Bonn]. Disponível em: < http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2009_s.pdf >. Acesso em: 06 mai. 2010.

WWF-Brasil. **Agenda elétrica sustentável 2020: estudo de cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo**. Brasília, 2007. 2ª Ed. 80 p. Série técnica: v.12. [ISSN: 1518-0107]. Disponível em: <http://assets.wwfbr.panda.org/downloads/anexos_tecnicos_agenda.pdf >. Acesso em: 08 fev. 2011.

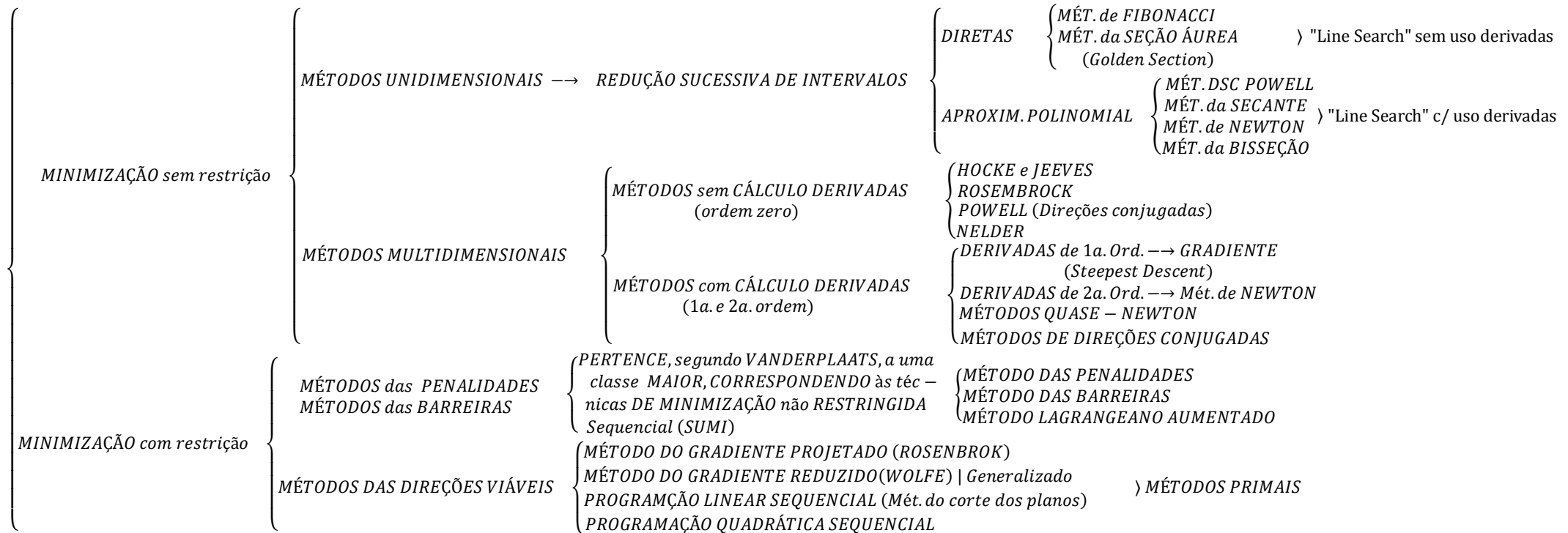
YOSHIDA, S. Wind Turbine Tower Optimization Method Using a Genetic Algorithm. **Wind Engineering**, v. 30, n. 6, p. 453–470, 2006.

ZONA Industrial: Duas centenas de empregos sem candidatos. **Notícias de Aveiro**. Portugal, 17 jan. 2007. Disponível em: <<http://www.noticiasdeaveiro.pt/noticias/show.aspx?idioma=pt&idcont=338>>. Acesso em: 15 jan. 2011.

ANEXOS

ANEXO A – Fluxograma com métodos de programação linear e não linear

Este anexo tem a simples finalidade didática de permitir uma localização dos métodos citados pelos autores em seus artigos, objeto da revisão bibliográfica deste estudo, tais como: *Powell*, Penalidades, *Rosenbrok* e *SQP*.



Fonte: CASTRO (2001).