

INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA E GESTÃO DE BRAGANÇA
MESTRADO EM ENGENHARIA DA CONSTRUÇÃO

LUANA DECHECHI DIAS

**PROPOSTA DE UM MODELO DE CÁLCULO PARA O
DIMENSIONAMENTO DE UMA TORRE EÓLICA A PARTIR DA
ANÁLISE DINÂMICA E ESTÁTICA.**

BRAGANÇA

2018

LUANA DECHECHI DIAS

**PROPOSTA DE UM MODELO DE CÁLCULO PARA O
DIMENSIONAMENTO DE UMA TORRE EÓLICA A PARTIR DA
ANÁLISE DINÂMICA E ESTÁTICA.**

Tese de mestrado apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia da Construção da Escola Superior de Tecnologia e Gestão – ESTIG – do Instituto Politécnico de Bragança – IPB.

Orientador: Prof. Dr. Manuel Teixeira Braz César

Coorientador: Prof. Dr. João Elias Abdalla Filho

BRAGANÇA

2018

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus e aos meus queridos e amados pais, que estiveram presentes durante toda a minha caminhada, dando apoio incondicional para a minha formação, sem o qual não seria possível concluir mais esta etapa da minha vida profissional e acadêmica. Agradeço também as minhas irmãs, que souberam entender os momentos em que estive ausente, dando o suporte necessário para que eu pudesse continuar e alcançar os meus objetivos.

Ao professor orientador deste estudo, Dr. Manuel Teixeira Braz César, por todo o suporte durante esses meses de desenvolvimento do trabalho, fazendo-se presente e sempre disposto a ajudar.

Ao professor coorientador Dr. João Elias Abdalla Filho, que se prontificou a contribuir no aprimoramento da qualidade e no desenvolvimento deste estudo.

Agradeço também aos meus amigos e companheiros de trabalhos, que me deram suporte emocional e me propiciaram excelentes momentos de tréguas aos estudos. Guardá-los-ei por toda a minha vida. Agradeço em especial ao meu namorado Giovani Lombardi, que sempre me apoiou durante minha formação universitária, inclusive durante o desenvolvimento do presente estudo, tendo sido fundamental para a conclusão do mesmo.

Por fim, a todos os meus familiares, que souberam entender a minha ausência durante muitos momentos importantes, mas que foi necessária para me conduzir a esta conquista.

RESUMO

DIAS, Luana D. Estudo de caso: análise estática e dinâmica de uma torre eólica. 2018. Dissertação – Mestrado em Engenharia da Construção. Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2018.

A utilização de fontes de energia renováveis garante, além de autossuficiência na produção de energia, a diversificação da matriz energética. Deste modo, o desenvolvimento de tecnologias que viabilizam o uso de tais fontes é fundamental. Neste contexto, o presente estudo teve como principal objetivo a análise dinâmica e estática de uma torre eólica, possibilitando o dimensionamento da mesma. Para tanto, foi realizado o modelo 3D da torre metálica com auxílio do *software* AutoCad, assim como um modelo numérico simplificado com seção variada no *software* ANSYS de onde foi possível obter os modos de vibração e as frequências próprias de vibração da estrutura, a partir da realização de uma análise modal. Em paralelo, foi realizado um ensaio de vibrações com o objetivo de validar o modelo numérico e obter as frequências reais da estrutura em estudo. Neste contexto, as frequências obtidas foram ligeiramente diferentes, devido ao fato de se tratar de um modelo numérico simplificado, que não considerou detalhes construtivos como a escada. Além disso, durante o ensaio experimental, houveram interferências devido às vibrações do aerogerador. Em seguida, foram apresentados os procedimentos de cálculo normativos do Eurocódigo EN 1991.1.4 de 2010, para obtenção das ações devido ao vento na direção do escoamento. Também, foi realizada uma verificação em relação ao fenômeno de desprendimento de vórtices. Por se tratar de uma torre com rigidez muito elevada, os fenômenos de fadiga não foram analisados.

Palavras-chave: Torre eólica. Análise estática. Análise dinâmica. Modos de vibração. Ação do vento na direção do escoamento.

ABSTRACT

DIAS, Luana D. Case study: Static and Dynamic study of a wind power tower. 2018. Dissertation (Masters) – Construction Engineering. Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2018.

The use of renewable energy sources guarantees, in addition to self-sufficiency in energy production, the diversification of the energy matrix. In this way, the development of technologies that make use of such sources is essential. In this context, the main objective of the present study was the dynamic and static analysis of a wind tower, allowing its design. In order to do so, the 3D model of the metal tower was realized with the aid of AutoCad software, as well as a simplified numerical model with a variable cross-section in ANSYS software from which it was possible to obtain the mode shapes and the vibration frequencies of the structure, through a modal analysis. In parallel, a natural vibration test was carried out with the objective of validating the numerical model and obtaining the real frequencies of the structure under study. In this context, the frequencies obtained were slightly different, due to the fact that it was a simplified numerical model, which did not consider constructive details such as the access stairs. In addition, during the test experiment, there was interference due to the vibrations of the wind turbine. Next, the analytical design of the Eurocode EN 1991.1.4 (2010) were used for obtaining the actions due to the wind in the direction of the flow. Finally, a design verification was made regarding the phenomenon of vortex shedding. Because it is a tower with very high stiffness, the fatigue effects were not analyzed.

Keywords: Wind tower. Static analysis. Dynamic analysis. Mode shapes. Actions due to the wind in the direction of the flow.

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Valor de cálculo para uma determinada ação	45
Equação 2 - Valor representativo da ação	45
Equação 3 - Valor de referência da velocidade do vento	48
Equação 4 - Valor de referência da velocidade do vento	48
Equação 5 - Velocidade média do vento	49
Equação 6 - Coeficiente de rugosidade	49
Equação 7 - Coeficiente de terreno	49
Equação 8 - Fator de resposta de rajada	50
Equação 9 - Desvio padrão	51
Equação 10 - Número de ciclos	52
Equação 11 - Coeficiente de exposição	52
Equação 12 - Pressão dinâmica de pico	52
Equação 13 - Intensidade de turbulência do vento	53
Equação 14 - Desvio padrão da turbulência	53
Equação 15 - Pressão dinâmica de referência	53
Equação 16 - Coeficiente de força	54
Equação 17 - Número de Reynolds	55
Equação 18 - Velocidade de pico	55
Equação 19 - Coeficiente estrutural	58
Equação 20 - Coeficiente de pico	59
Equação 21 - Frequência de passagens ascendentes	59
Equação 22 - Coeficiente de resposta quase-estática	59
Equação 23 - Escala de comprimento de turbulência	60
Equação 24 - Coeficiente alfa	60
Equação 25 - Coeficiente de resposta de ressonância	60
Equação 26 - Decréscimo logarítmico total	60
Equação 27 - Decréscimo logarítmico de amortecimento aerodinâmico	62
Equação 28 - Estimativa da frequência do primeiro modo de vibração	62
Equação 29 - Massa equivalente por unidade de comprimento	62
Equação 30 - Função adimensional de densidade	63
Equação 31 - Frequência adimensional	63

Equação 32 - Função de admissão aerodinâmica	64
Equação 33 - Função de admissão aerodinâmica	64
Equação 34 - Coeficiente η_h	64
Equação 35 - Coeficiente η_p	64
Equação 36 - Força exercida pelo vento.....	64
Equação 37 - Força média exercida pelo vento	65
Equação 38 - Velocidade crítica do vento	65
Equação 39 - Força de inércia por unidade de comprimento	68
Equação 40 - Deslocamento máximo.....	68
Equação 41 - Número de Struton.....	68
Equação 42 - Fator de forma modal.....	69
Equação 43 - Fator de comprimento de correlação efetivo	69
Equação 44 - Número de ciclos de carregamento	71

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Formação dos ventos.....	19
Figura 2 – Capacidade de fontes eólicas anualmente instaladas no mundo.....	22
Figura 3 – Capacidade instalada acumulada de fontes eólicas no mundo.....	22
Figura 4 – Distribuição mundial anual da capacidade instalada e acumulada, respectivamente, de fontes eólicas.	23
Figura 5 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s	25
Figura 6 – Matriz energética de Portugal continental, entre janeiro e julho de 2018.	27
Figura 7 – Evolução da matriz energética de Portugal continental, entre julho/2016 e julho/2018.....	28
Figura 8 – Evolução da produção de energia elétrica de Portugal continental a partir dos ventos, entre julho/2016 e julho/2018.	28
Figura 9 – Evolução da produção de energia elétrica a partir de fontes hídricas, entre julho/2016 e julho/2018.	28
Figura 10 – Esquema simplificado de um gerador eólico.....	31
Figura 11: Escavação e alocação das armaduras.....	33
Figura 12: Concretagem e porcas de nivelamento.....	34
Figura 13: Torre metálica objeto de estudo.....	35
Figura 14: Dados obtidos a partir do levantamento geométrico realizado.....	36
Figura 15: Dados geométricos dos cutelos de tipo 1.....	36
Figura 16: Dados geométricos dos cutelos de tipo 2.....	37
Figura 17: Detalhes da ligação torre-flange.	37
Figura 18: Dados geométricos da flange, situada na base da torre.	38
Figura 19: Distribuição uniforme dos cutelos sobre a flange.....	38
Figura 20: Esquema da abertura para manutenção.	39
Figura 21: Detalhes da seção transversal utilizado no modelo numérico.....	41
Figura 22: Primeiro e segundo modo de vibração, respectivamente.....	42
Figura 23: Velocidades médias anuais do continente Europeu.....	51
Figura 24: Variações dos parâmetros conforme a altura z considerada.	53
Figura 25: Representação do coeficiente de exposição $c_e(z)$ para $c_0 = 1,0$ e $k_1 = 1,0$	54

Figura 26: Coeficiente de força, considerando uma base circular, com extremidades sem livre escoamento e diferentes valores de rugosidades equivalentes.	55
Figura 27: Propriedades geométricas de chaminés.	56
Figura 28: Coeficiente de extremidade em função da esbelteza (λ) e do índice de cheios (φ).....	57
Figura 29: Formas gerais das construções abrangidas pelo método de cálculo.	58
Figura 30: Função da densidade espectral de potência ($S_L(f_L)$).	63
Figura 31: Desprendimento de vórtice em um objeto simétrico.....	66
Figura 32: Números de Strouhal para diferentes seções transversais.	67
Figura 33: Número de antinós em função do comprimento de correlação L_j	70
Figura 34: Valor básico do coeficiente de força lateral ($C_{lat,0}$).	71
Figura 35: Excentricidade do aerogerador.	74
Figura 36: Orientação das faces em relação ao eixo x e numeração das arestas. ...	82

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Dados técnicos adicionais do aerogerador.....	40
Quadro 2: Deslocamento modal normalizado para o primeiro modo de vibração.	41
Quadro 3: Valores recomendados para o coeficiente parcial de resistência a fadiga.	46
Quadro 4: Valor básico da velocidade de referência do vento.	47
Quadro 5: Categorias de terreno.....	48
Quadro 6: Categorias e parâmetros de terrenos.	50
Quadro 7: Rugosidade superficial equivalente.	56
Quadro 8: Esbelteza efetiva da estrutura (λ).	57
Quadro 9: Valores aproximados para o decréscimo logarítmico estrutural do amortecimento no modo fundamental.	61
Quadro 10: Comprimento de correlação efetivo em função da amplitude de vibração.	70
Quadro 11: Coeficiente de força lateral (C_{lat}).	71
Quadro 12: Comparação entre as frequências obtidas pelos diferentes métodos empregados.	74
Quadro 13: Cálculo do valor de referência da velocidade do vento (v_b).	76
Quadro 14: Cálculo da velocidade média do vento (v_m).	76
Quadro 15: Cálculo do coeficiente de exposição (C_e).	77
Quadro 16: Cálculo do coeficiente de força (C_f).	78
Quadro 17: Cálculo das massas equivalentes por elemento.	79
Quadro 18: Cálculo do coeficiente estrutural ($C_s C_d$).	80
Quadro 19: Faces projetadas no eixo x.	83
Quadro 20: Forças causadas pelo vento.	83
Quadro 21: Forças causadas pelo vento.	84
Quadro 22: Fenômeno de desprendimento de vórtices.	85
Quadro 23: Ações devido ao fenômeno de desprendimento de vórtice.	86
Quadro A24 – Distribuição da Produção Anual de Energia Primária no Brasil em TWh.....	91
Quadro A25 – Distribuição Percentual da Produção Anual de Energia Primária no Brasil.	91

Quadro A26 – Distribuição do Consumo Anual de Energia Primária no Brasil em TWh.....	92
Quadro A27 – Distribuição Percentual do Consumo Anual de Energia Primária no Brasil.	92
Quadro A28 - Saldo Anual da Balança Comercial de Energia Primária no Brasil em TWh.....	93
Quadro A29 – Saldo Percentual Anual da Balança Comercial de Energia Primária no Brasil	93
Quadro A30 – Distribuição da Produção Anual de Eletricidade em Portugal Continental em TWh.....	94
Quadro A31 – Distribuição Percentual da Produção Anual de Eletricidade em Portugal Continental.....	94
Quadro A32 – Distribuição Anual da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental em MW.	95
Quadro A33 – Porcentagem Anual da Potência Instalada nos Centros Produtores de Portugal.....	95

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 OBJETIVO GERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.3 JUSTIFICATIVA.....	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS	17
2.2 A ORIGEM DOS VENTOS.....	18
2.3 ENERGIA EÓLICA: VANTAGENS E DESVANTAGENS	20
2.4 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO	22
2.5 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	23
2.6 ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL.....	26
2.7 EVOLUÇÃO DOS AEROGERADORES	29
2.8 TURBINAS EÓLICAS MODERNAS.....	31
3 METODOLOGIA.....	33
3.1 DADOS DA FUNDAÇÃO	33
3.2 DADOS GEOMÉTRICOS E ESTRUTURAIS.....	34
3.3 DADOS DO AEROGERADOR.....	39
3.4 MODELAÇÃO NUMÉRICA	40
3.5 DIMENSIONAMENTO ESTRUTURAL.....	44
3.5.1 Modelação das ações do vento	46
3.5.2 Vibrações na direção do escoamento.....	49
3.5.3 Fator de resposta de rajada.....	50
3.5.4 Coeficiente de exposição.....	52
3.5.5 Coeficiente de força.....	54
3.5.6 Coeficiente estrutural.....	58
3.5.7 Forças causadas pelo vento	64
3.5.8 Fenômeno de desprendimento de vórtices.....	65
4 RESULTADOS E CONCLUSÕES.....	73
4.1 FREQUÊNCIA NATURAL DA ESTRUTURA	73
4.2 DIMENSIONAMENTO ESTRUTURAL.....	76
4.2.1 Modelação das ações do vento	76

4.2.2	Vibrações na direção do escoamento.....	76
4.2.3	Coeficiente de exposição.....	77
4.2.4	Coeficiente de força.....	78
4.2.5	Coeficiente estrutural.....	78
4.2.6	Forças causadas pelo vento.....	81
4.2.7	Fator de resposta de rajada.....	84
4.2.8	Fenômeno de desprendimento de vórtices.....	84
5	ESTUDOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS.....	87

1 INTRODUÇÃO

Até o século XVIII, as fontes de energia utilizadas pelo homem eram exclusivamente oriundas da natureza em sua forma direta (fontes de energia primárias): essencialmente resíduos vegetais e animais, energia solar, hídrica e eólica e, posteriormente, petróleo, gás natural e xisto. Ao longo do tempo, essas fontes energéticas foram aprimoradas para serem utilizadas na indústria e para facilitar os serviços, de modo que o desenvolvimento da produção energética está diretamente relacionado ao próprio desenvolvimento da humanidade (SCHUTZ, MASSUQUETI & ALVES).

Nesse sentido, a revolução industrial, iniciada na segunda metade do século XVIII, só foi possível devido à invenção do motor a vapor, que utilizava o carvão mineral como fonte de energia primária para o aquecimento da água (fonte de energia secundária), que, por sua vez, acionava os pistões do motor. Posteriormente, foram desenvolvidos os motores de combustão interna – empregados na maioria dos veículos de transporte, cujos pistões são movidos pelo calor (fonte de energia secundária) gerado pela queima de combustíveis derivados do petróleo. Por isso, o carvão mineral e, posteriormente, o petróleo se tornaram as principais fontes energéticas primárias mundiais (AMARAL, 2012).

Concomitantemente à utilização de combustíveis fósseis em motores, o primeiro uso de energia elétrica foi na telecomunicação, empregada em telégrafos e telefones elétricos. Em 1882, Thomas Edison implantou a primeira usina geradora de corrente contínua para iluminação. Em 1886, George Westinghouse realizou a primeira transmissão de energia elétrica de corrente alternada; mas, foram Nikola Testa e Willian Stanley que a desenvolveram e propiciaram a transmissão de energia elétrica a grandes distâncias. Por este motivo, a eletricidade se tornou a principal fonte energética para uso doméstico (FARIAS & SELLITTO, 2011).

De acordo com Risatti (2009), o desenvolvimento da indústria marcou de forma significativa a mudança da produção mundial de bens, que passou de técnicas artesanais para a manufatura e contribuiu para o aumento intenso da produção e, conseqüentemente, do consumo de produtos. Além disso, a evolução da indústria coincidiu com um período de aumento vigoroso da população mundial, intensificada no século XX: estima-se que havia cerca de 1 bilhão de pessoas no mundo em 1800;

a população mundial atingiu a casa de dois bilhões em 1930, três bilhões em 1960, quatro bilhões em 1975, cinco bilhões em 1987, alcançando seis bilhões em 1999. Desse modo, o cenário de aumentos da produção e da população experimentados a partir do século XVIII foi determinante para que a demanda de energia aumentasse substancialmente desde então (UNFPA, 2011).

Entretanto, os combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural) são recursos naturais não renováveis – pois a capacidade de reposição natural é insuficiente, além de emitirem gases poluentes na atmosfera – gerando grandes impactos ambientais; por isso, nas últimas décadas tem-se buscado fontes alternativas de energia. Ainda que a energia elétrica apresente como vantagens a facilidade de transporte a longas distâncias e propiciar a conversão direta em outras formas de energia, ela depende da conversão de energia proveniente de fontes primárias. Desse modo, apesar de as fontes alternativas terem experimentado grande desenvolvimento tecnológico nos últimos anos, os combustíveis fósseis ainda são predominantes na matriz energética mundial, pois a sua exploração ainda é mais viável economicamente (FARIAS & SELLITTO, 2011).

A busca pela autossuficiência na produção de energia associada à diversificação da matriz energética são os objetivos traçados pelos países, de acordo com a nova ordem energética mundial. Deixar de depender de outras nações para suprir a demanda interna de energia e diversificar as fontes energéticas garantem maior segurança pública além de equilíbrio financeiro ao país, ao não precisar se submeter às condições de oferta e demanda do mercado internacional nem depender de condições meteorológicas – como no caso do Brasil, cuja maior fonte de produção de energia elétrica são as usinas hidroelétricas, cujo regime hidrológico invariavelmente afeta a produção e pode por em risco a segurança energética (PACHECO, 2006).

Dessa maneira, desenvolver tecnologias para viabilizar economicamente o uso de energias renováveis torna-se fundamental quando se discute o futuro energético mundial e o bem-estar social, pois além de causarem impactos ambientais minimizados, essas fontes são inesgotáveis e, ao contrário do petróleo, estão mais bem distribuídas geograficamente, democratizando o processo de produção de energia. Do mesmo modo, deve-se atentar também ao desenvolvimento de equipamentos mais eficientes e de medidas que reduzam o consumo de energia, a fim de racionalizar o ciclo energético (MARQUES, 2007).

1.1 OBJETIVO GERAL

O presente estudo tem como objetivo geral a proposta de um modelo de cálculo para o dimensionamento de torres eólicas segundo as normas em vigor, realizando, para tanto, a análise estática e modal da estrutura em estudo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com a finalidade de alcançar o objetivo geral proposto pelo presente estudo, foram estabelecidos objetivos específicos, sendo eles:

- Levantamento geométrico da estrutura;
- Modelação 3D da torre em estudo com o *software* AutoCad;
- Modelação numérica simplificada da estrutura com o *software* ANSYS;
- Ensaio de vibrações com martelo de impacto;
- Modelo de cálculo segundo a EN 1991.1.4.

1.3 JUSTIFICATIVA

Nas últimas décadas tem-se intensificado a busca por fontes alternativas de produção energética, motivada principalmente pelos seguintes fatores: redução da emissão de gases poluentes devido à queima de combustíveis fósseis e a autossuficiência ou ao menos a máxima redução da dependência da matriz energética de fontes não renováveis. Além disso, as fontes alternativas de energia, além de inesgotáveis e ambientalmente favoráveis, são geradas devidas aos ciclos naturais da Terra, de modo que podem ser encontradas em quaisquer regiões do globo, em variados graus de incidência (STANO JÚNIOR & TIAGO FILHO, 2007).

Por outro lado, as fontes não renováveis encontram-se bastante concentradas em alguns locais, de modo que a sua extração e comercialização é limitada a poucos países produtores. Então, produzir energia limpa é, sobretudo, fundamental para garantir a segurança energética e o desenvolvimento de uma nação, haja em vista que num futuro não muito distante as reservas fósseis não mais serão capazes de suprir a demanda energética mundial, que tem crescido ano após ano (PACHECO, 2006).

Ademais, a relevância do estudo técnico de turbinas eólicas se justifica tendo em vista que a energia proveniente da força dos ventos é a alternativa que mais experimentou crescimento da capacidade instalada e de produção energética no Brasil e em Portugal. Portanto, desenvolver, projetar e construir aerogeradores cada vez mais eficientes é fundamental, a fim de otimizar a extração dos recursos naturais e de viabilizá-los economicamente, bem como para assegurar a prosperidade desses países (Quadro A26 e Quadro A30).

Nesse contexto, estudar a estabilidade estrutural estática e dinâmica de uma torre eólica complementa tudo o que fora supramencionado, uma vez que contribui para garantir o pleno funcionamento e capacidade produtiva desses sistemas, minimizando a possibilidade de intervenções e a necessidade de manutenção.

2 REVISÃO TEÓRICA

2.1 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

No âmbito da produção de energia, da busca por fontes renováveis e da redução da emissão de poluentes no meio-ambiente, surgem inúmeras pesquisas sobre as tecnologias, a viabilidade financeira e os impactos socioeconômicos e ambientais da implantação de usinas, parques ou mesmo pequenas centrais de produção de energia renovável a partir de matéria orgânica (biomassa), da força dos ventos (energia eólica), da absorção da luz do Sol (energia solar passiva e fotovoltaica), do movimento das águas (energia hídrica e maremotriz) e da energia geotérmica.

Todas as energias renováveis têm como origem os ciclos naturais da Terra, sendo a maioria delas consequência da radiação solar. Uma breve descrição das diversas fontes renováveis será apresentada a seguir, de acordo com Pacheco (2006), Marques (2007) e Stano Júnior & Tiago Filho (2007).

Energia Hídrica: aproveita a energia potencial gravitacional e/ou cinética da água de rios e lagos para a produção de energia elétrica. O regime hidrológico depende da evaporação da água – aquecida pela radiação solar, e posterior precipitação. Tem como desvantagem a necessidade de alagamento de áreas para a formação de represas, o que compromete regiões cultiváveis e altera o ciclo natural dos corpos hídricos e a vida subaquática, de modo que se tem preferido pequenas centrais hidroelétricas para minimizar esses impactos. Além disso, depende do regime hidrológico pluvial, que invariavelmente põe em risco a geração de energia.

Energia de Biomassa: tem como fonte energética a matéria orgânica. As plantas utilizam a luz do Sol para fazer a fotossíntese e armazenar a energia absorvida em forma de carbono, que posteriormente é incinerado para gerar energia térmica, podendo ser utilizada diretamente para o aquecimento de ambientes ou então convertida em energia elétrica por painéis termoelétricos. Podem-se utilizar ainda na queima excrementos de animais e resíduos orgânicos. Além disso, é possível utilizar a matéria orgânica para a produção de biogás – através da decomposição, ou de biocombustíveis – por meio da fermentação. Por outro lado, essa tecnologia demanda

áreas de plantio exclusivas para esse fim, além de que a combustão de matéria orgânica, do biogás e do biocombustível também produz dióxido de carbono, mas em menor proporção se comparado aos combustíveis fósseis.

Energia Solar: a radiação do Sol é absorvida por placas e pode ser utilizada para o aquecimento de fluidos ou convertida em energia elétrica por painéis fotovoltaicos. Pode-se ainda aproveitar a iluminação natural e o calor do sol para o aquecimento direto dos ambientes (aquecimento passivo) com técnicas construtivas favoráveis à penetração da luz. A energia solar é usualmente a mais aproveitada em ambientes urbanos e é muito vantajosa para abastecimento elétrico em regiões afastadas dos centros urbanos, onde se tem limitações na rede de abastecimento público.

Energia Eólica: utiliza para a produção de energia elétrica a força dos ventos, que são originados pelo aquecimento desigual do ar atmosférico entre os continentes e os oceanos, ocasionando uma diferença de pressão compensada pelo deslocamento das massas de ar. A energia cinética do vento move as pás das turbinas, que utilizam a força mecânica para a geração de energia.

Energia Maremotriz: energia renovável que não está associada à radiação solar. Utiliza para produção de energia elétrica a força dos oceanos devida às ondas e à maré, que por sua vez, têm origem no movimento de rotação da Terra e na atração gravitacional com a Lua e o Sol.

Energia Geotérmica: utiliza-se a energia em forma de calor liberada do interior da Terra, bastante comum em países com alta atividade vulcânica, para aquecimento de água, ambientes e na indústria. Pode ser usada para gerar energia elétrica a partir do acionamento de turbinas por vapor de água.

2.2 A ORIGEM DOS VENTOS

Segundo Tercio (2002), o vento é considerado como uma fonte indireta de energia solar, uma vez que o Sol aquece o ar atmosférico da Terra de maneira desigual, devido principalmente ao movimento de rotação do planeta e também à orientação dos raios solares – enquanto um lado do globo está iluminado pelo Sol, do outro lado encontra-se à noite. Assim, as massas de ar mais aquecidas e menos

densas se elevam, enquanto que as camadas adjacentes de ar mais frias e densas se movem, próximas à superfície, para compensar esse efeito (Figura 1). Assim, essa interação entre as massas de ar em diferentes temperaturas geram os ventos.

Ainda, segundo Henriques e Barros (2013), variações de pressões de ar originadas termicamente por meio de radiação explicam a origem dos ventos. Neste caso, o vento é um movimento de ar iniciado pelo transporte de massas de ar na atmosfera.

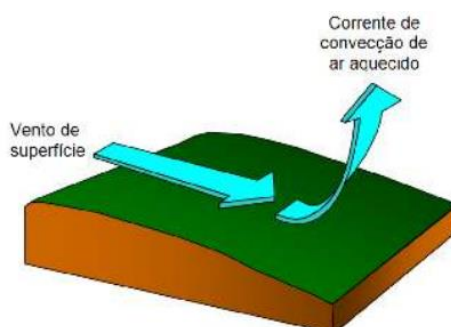


Figura 1 – Formação dos ventos
Fonte: Rosa & Tiago Filho, 2007 – Figura 5.10.

Ademais, conforme Rosa & Tiago Filho (2007), as regiões do globo mais próximas à Linha do Equador e aos trópicos estão mais expostas à radiação solar do que aquelas junto aos polos geográficos, pois os raios solares às atingem quase que perpendicularmente – o ângulo de incidência solar varia ao longo do ano devido à inclinação do eixo terrestre (o que dá origem às estações do ano). Por causa disso, há uma tendência de direção do vento superficial partindo dos polos em direção ao Equador.

Ainda, em regiões litorâneas, o efeito do vento é normalmente mais intenso devido à diferença entre a capacidade térmica do mar e do continente, de forma que as massas de ar sobre eles são aquecidas de maneira desigual, dando origem às brisas e monções. As primeiras são mais amenas e ocorrem devido à diferença de temperatura entre o dia e à noite, ao passo que as segundas são mais intensas e são consequência das diferentes estações do ano. Esse efeito também ocorre em regiões montanhosas, onde os maciços mais elevados estão mais expostos à radiação e, assim, aquecem-se com mais intensidade durante o dia.

Por isso, segundo os autores, mesmo que o ângulo de incidência solar e as temperaturas variem ao longo do ano, fazendo com que haja uma sazonalidade da intensidade, direção e duração dos ventos, sempre haverá movimento das massas de ar, de forma que o vento é considerado uma fonte confiável de energia mecânica. Adicionalmente, estima-se que cerca de 2% da energia solar absorvida pela Terra são convertidos em energia cinética dos ventos; esse montante equivale a centenas de vezes a produção de energia elétrica mundial.

Por fim, a medida da velocidade dos ventos e suas variações anuais, sazonais, diárias e de curta duração são fundamentais na análise de viabilidade de um empreendimento energético, pois cada região possui um microclima, que é influenciado pelos fatores acima expostos ou ainda por outros específicos de cada lugar. Nesse sentido, do ponto de vista do máximo aproveitamento energético, o estudo da direção predominante do vento é um importante critério para se definir a localização das torres em um parque eólico e para a verificação da influência que uma estrutura pode gerar sobre a outra – as chamadas sombras de vento. Igualmente, a intensidade do vento a diferentes altitudes definirá a altura mais apropriada para se fazer o posicionamento da turbina.

2.3 ENERGIA EÓLICA: VANTAGENS E DESVANTAGENS

A produção de energia elétrica em escala comercial é feita nos chamados parques ou fazendas eólicas, que consistem em linhas de torres equipadas com enormes turbinas, chegando até 90m de altura. O grande avanço tecnológico experimentado recentemente tem proporcionado o aumento da viabilidade econômica das centrais eólicas, que podem ser instaladas rapidamente e com custos inferiores se comparado ao de termoelétricas, por exemplo.

As turbinas são eficientes, confiáveis energeticamente, não utilizam água durante o processo de geração de energia, não emitem resíduos radioativos nem gases nocivos, além de que a instalação de parques eólicos praticamente não compromete o uso da terra, sendo possível utilizá-la simultaneamente para outros fins. Por outro lado, produzem ruídos e, devido ao grande porte, modificam a paisagem,

causam certa perturbação na avifauna e provocam interferência eletromagnética (ROSA & TIAGO FILHO, 2007).

A título de exemplo, um aerogerador de 600kW de potência instalada em uma área com boa incidência de ventos, pode impedir a emissão de 20.000 a 36.000 toneladas de CO₂ no meio-ambiente. Em contrapartida, o ruído de seu funcionamento pode ser ouvido a uma distância de 2.100 metros na direção do vento e a 1.400 metros na direção oposta; um observador a 50 metros de distância experimenta um nível sonoro de cerca de 55 [dB], enquanto que a 400 metros da torre, essa intensidade reduz para aproximadamente 36 [dB].

Além disso, segundo os autores, deve-se atentar ao fator de produção do equipamento gerador de energia, que é a relação entre a energia gasta para fabricá-lo e o potencial energético que ele oferece ao longo de sua vida útil. O fator de produção de torres eólicas varia de 10 a 30, enquanto o de painéis fotovoltaicos está entre 3 e 5, os de tecnologia termossolar entre 20 e 50 e os mais eficientes são as pequenas centrais hidroelétricas, cujo fator de produção varia de 80 a 100.

Outrossim, conforme Stano Júnior & Tiago Filho (2007), os ventos são mais constantes e confiáveis do que a incidência solar, que é afetada pela presença de nuvens, não ocorre no período noturno e varia significativamente entre os períodos de verão e inverno. Além disso, as turbinas eólicas podem ser implantadas em regiões marítimas (as designadas eólicas offshore), o que reduz o efeito de poluição visual.

Acrescenta-se ainda que, em regiões afastadas de centros urbanos, os aerogeradores são competitivos economicamente se comparados ao custo de transmissão, de aquisição de postes e fios para a conexão ao sistema de abastecimento público, além da tarifa mensal de energia. Por esses motivos, a energia eólica é reconhecidamente a tecnologia sustentável que mais irá crescer nos próximos anos.

Todavia, de acordo com Rosa & Tiago Filho (2007), para que a exploração de energia eólica seja viável tecnicamente, à época da publicação, era necessário que a densidade de potência da turbina fosse de ao menos 500 [W/m²], a uma altura de 50 metros e velocidade mínima de vento de 7 [m/s]. De acordo com a Organização Mundial de Meteorologia, somente 13% da superfície terrestre apresenta velocidade de vento superior ao mínimo recomendado, variando bastante dependendo à localização geográfica. Em Portugal, segundo a APREN (2018), a velocidade média do vento é de 6 [m/s].

2.4 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

O panorama mundial de energia eólica é altamente favorável. Como é possível observar na Figura 2, anualmente tem-se experimentado um aumento gradativo da capacidade instalada. A capacidade instalada acumulada (Figura 3) também tem aumentado substancialmente nos últimos anos, principalmente a partir de 2008. Em 2001, a potência mundial de geradores eólicos somava 23.900 [MW], em 2007 esse montante era de 93.924 [MW], ao passo que em 2016, contabilizou-se 496.749 [MW].

No Século XXI, houve um aumento de mais de 20 vezes no potencial de produção eólica mundial. Em 2016 (Figura 4), a China era a líder mundial de infraestrutura aerogeradora, com 168.690 [MW] instalados, representando 34,7% do montante global. Em segundo lugar, estavam os Estados Unidos (82.184 [MW] e 16,9%), seguidos pela Alemanha (50.018 [MW] e 10,3%), Índia (28.700 [MW] e 5,9%) e Espanha (23.074 [MW] e 4,7%). Cabe destacar ainda o Brasil, na nova colocação com 10.740 [MW] de potência instalada, responsável por 2,2% da capacidade de produção eólica do mundo.

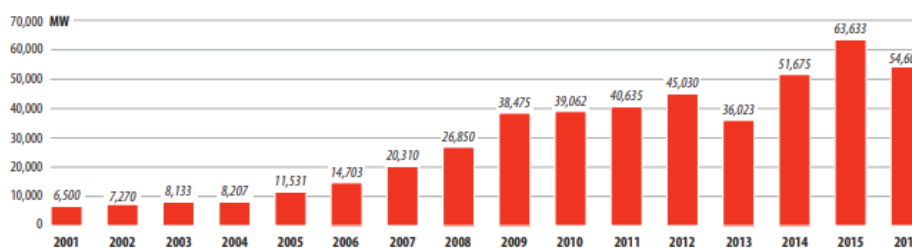


Figura 2 – Capacidade de fontes eólicas anualmente instaladas no mundo.

Fonte: GWEC, 2016.

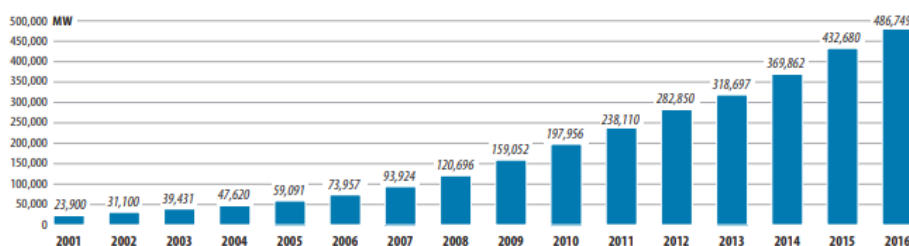


Figura 3 – Capacidade instalada acumulada de fontes eólicas no mundo.

Fonte: GWEC, 2016.

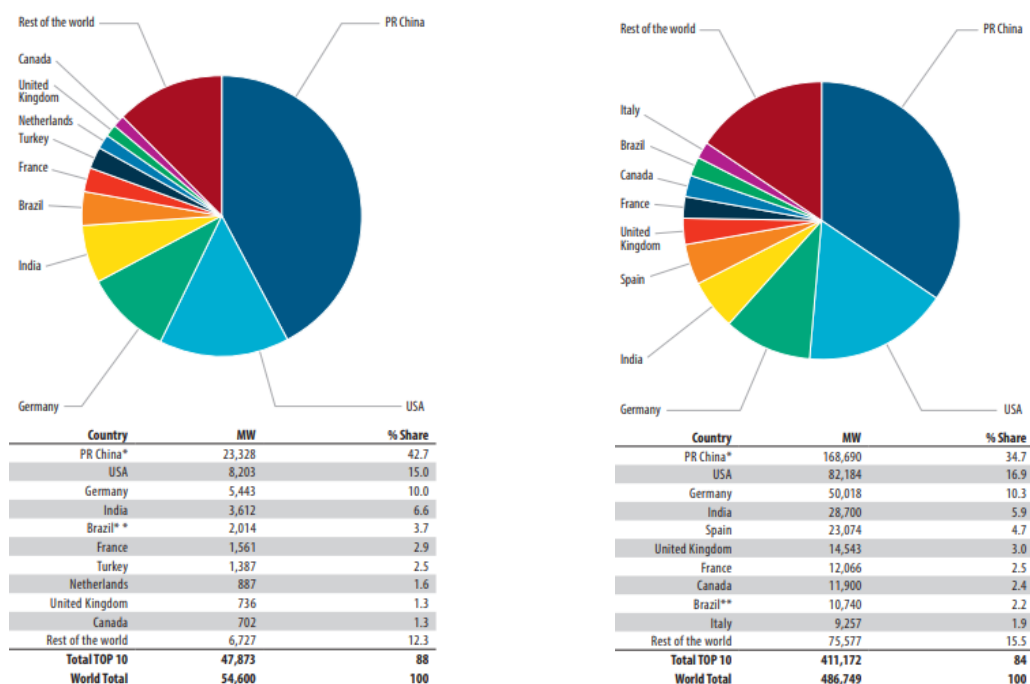


Figura 4 – Distribuição mundial anual da capacidade instalada e acumulada, respectivamente, de fontes eólicas.

Fonte: GWEC, 2016.

2.5 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

O cenário brasileiro de produção de energia tem apresentado pouca alteração desde o início do Século XXI. As energias de origem eólica e solar até têm apresentado um crescimento gradual desde então, mas ainda bastante discreto se comparado à produção energética nacional: no ano de 2001, essas fontes produziram ínfimos 0,04 [TWh] de energia, passando para 2,18 [TWh] em 2010 e 43,21 [TWh] em 2017, com notável aumento a partir de 2014 (Quadro A24 – Anexo A).

A partir da observação dos dados apresentados no Quadro A25 (Anexo A), conclui-se que quase a totalidade da matriz energética brasileira é dependente de fontes fósseis, hídrica e de biomassa, cuja representatividade da produção energética em 2000 era de 97,02%, enquanto que em 2017 foi de 93,73%. No mesmo período, o aumento da produção de energia eólica e de outras renováveis foi de 2,26% em 2000 para 5,64% em 2017, ao passo que a energia solar pouco se desenvolveu desde então.

Além disso, o consumo de energia saltou de 1.827,05 [TWh] em 2000 para 2.848,79 [TWh] em 2017; no mesmo período, pode-se notar o baixo crescimento da produção de energia hídrica – de 304,34 [TWh] em 2000 para 370,97 [TWh] em 2017, com máxima produção de 428,41 [TWh], registrada em 2011 (Quadro A26 – Anexo A). Ainda, a bioenergia foi a única fonte renovável que mostrou moderado aumento quantitativo nesse intervalo de tempo, passando de 499,49 para 866,51 [TWh] produzidos entre 2000 e 2017.

Logo, devido ao fato de nenhuma das fontes alternativas ter mostrado aumento significativo de produção, a parcela da matriz energética de origem fóssil não apresentou variação nesse período, sendo a discreta alteração do arranjo energético quase que exclusivamente devido ao aumento da produção de energia eólica e de outras renováveis.

Por outro lado, cabe destacar também a balança comercial energética do Brasil entre os anos de 2000 e 2017 (Quadro A28 e Quadro A29 – Anexo A): inicialmente, déficit de energia era de 503,03 [TWh] (22% do balanço anual), ao passo que em 2017, esse valor foi reduzido para 16,20 [TWh] (0,46%), de modo que houve praticamente uma equiparação da produção, importação e exportação de energia.

Além disso, o país parou de importar petróleo, passando a exportá-lo a partir de 2006, com exceções nos anos de 2012 e 2013. Todavia, a importação de gás natural aumentou significativamente, passando de 23,40 [TWh] para 114,62 [TWh] em 2017, com pico de 205,41 [TWh] em 2014. Ademais, a aquisição de energia elétrica manteve-se estável, sendo a sua maioria devida à compra da energia excedente da Itaipu Binacional, junto ao Paraguai.

Por fim, a Figura 5 ilustra a estimativa do potencial eólico brasileiro em 2001. Segundo o CEPEL, o Brasil poderia produzir 272,2 [TWh/ano] de energia, já levando em consideração a viabilidade técnica de empreendimentos com torres de 50 metros de altura. Nota-se ainda que a região nordeste do país apresenta o maior potencial para a produção de energia eólica, representando mais da metade do potencial nacional.

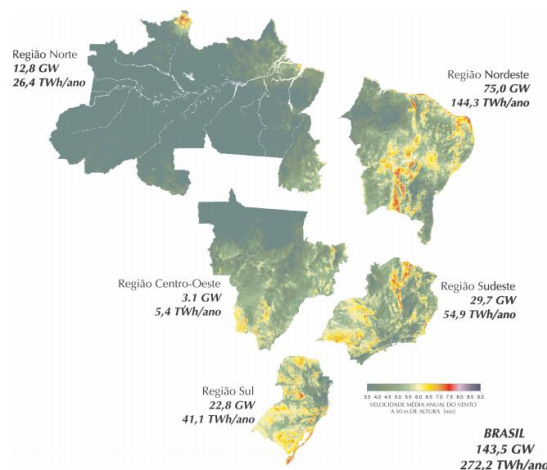


Figura 5 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s
Fonte: CEPEL (2001)

Baseado nessas estimativas, em 2017 foram explorados 42,38 [TWh] dos 272,2 [TWh] de potencial produtivo; poder-se-ia produzir energia suficiente para suprir cerca de 9,6% de toda a demanda energética brasileira de 2017, contra os 1,20% que foram produzidos – o que demonstra que ainda há um potencial de mais de 6 vezes da produção atual de energia eólica.

Atualmente, a capacidade de produção de energia eólica é ainda maior devido ao avanço tecnológico experimentado desde a publicação do estudo da CEPEL em 2001, conforme defende o estudo “Energias Renováveis”, do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-Clima), apoiado pela FAPESP e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). O relatório defende que atualmente já é possível instalar torres com até 100 metros de altura, de modo que atualmente o potencial brasileiro de geração de energia eólica estimado é aproximadamente seis vezes maior do que o divulgado pela CEPEL em 2001, o que seria suficiente para suprir mais da metade da demanda interna de energia.

2.6 ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL

A matriz energética portuguesa sofreu uma mudança de padrão nas últimas duas décadas no que se refere à procedência das fontes de geração de energia. Como pode ser observado no Quadro A30 e Quadro A31 (Anexo A), a partir do ano 2000 houve um aumento paulatino da representatividade de fontes fósseis, atingindo o ápice de 80,08% da produção anual em 2005.

A partir de então, verificou-se um acréscimo gradual da parcela da geração de energia oriunda de fontes renováveis, com uma taxa de crescimento anual média de 7%. É possível observar ainda que as fontes eólica, de biomassa e solar têm aumentado a sua representatividade ano após ano, de forma que só ocorreu o acréscimo do consumo de combustíveis fósseis para compensar a diminuição da produção de energia hídrica, como se nota nos anos de 2008, 2011, 2012, 2015 e 2017 (APREN, 2018).

Além disso, como apresentado no Quadro A32 e Quadro 33 (Anexo A), houve aumento da potência instalada nos centros produtores de energia elétrica de origem fóssil desde 2000 até 2011. Desde então, o potencial produtivo desse tipo de fonte vem decrescendo, de modo que em 2017 os números foram semelhantes aos apresentados em 2004. Ademais, desde 2000 a potência instalada nos centros produtores de energia elétrica de fontes renováveis tem aumentado incessantemente, com especial destaque para os parques eólicos, cuja potência instalada passou de 83 [MW] em 2000 para 5.236 [MW] em 2017, ou seja, um acréscimo de 63 vezes. Esses números comprovam a inegável intenção do governo português, fundamentada em suas políticas públicas de investimento, em incentivar o uso de fontes renováveis como alternativa às fontes energéticas atuais.

De janeiro a julho de 2018, as fontes de energias renováveis geraram 18.982 [GWh], representando cerca de 58% do total da produção elétrica de Portugal Continental – cujo montante foi de 32.933 [GWh] (Figura 6). Conforme pode ser observado na Figura 7, apesar do cenário de incentivo às fontes alternativas, a produção de energia elétrica em Portugal Continental continua apresentando significativa parcela de combustíveis fósseis (na faixa de 2.500 [GWh] mensais) ora aumentando ora diminuindo sua representatividade, com destaque para os meses de

março e abril de 2018, cujo montante foi inferior a 1.000 [GWh], principalmente devido ao aumento da produção de energia eólica e hídrica. Em contrapartida, nos meses de julho e agosto de 2017, a produção elétrica a partir de fontes fósseis superou os 3.000 [GWh] (APREN, 2018).

Essa quantia elevada de produção energética de origem fóssil causa uma emissão média de 1,4 milhões de toneladas de CO₂ por mês, o que representa um grande impacto ambiental para o país, além de gerar encargos financeiros mensais médios estimados em cerca de 60 milhões de euros com importações. Outrossim, esses tributos se tornaram uma preocupação ainda maior nos últimos meses devido ao aumento do preço do gás natural e do carvão no mercado internacional.

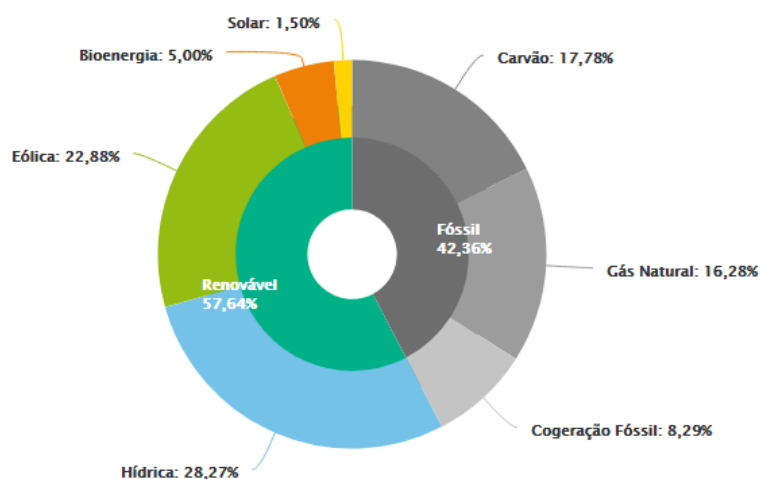


Figura 6 – Matriz energética de Portugal continental, entre janeiro e julho de 2018.

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.

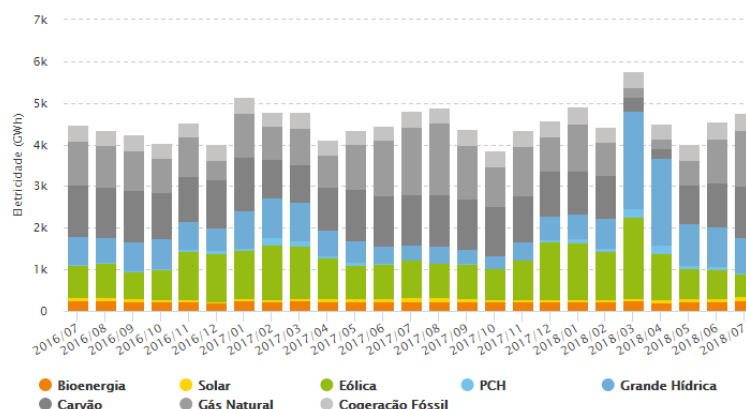


Figura 7 – Evolução da matriz energética de Portugal continental, entre julho/2016 e julho/2018.

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>

Por fim, a Figura 8 e Figura 9 evidenciam a variabilidade na produção de energia das fontes hídricas e eólicas nos últimos meses. Por esse motivo, pode-se concluir que devido à atual realidade tecnológica e de produção de energia, faz-se necessária uma variada gama de fontes energéticas para se garantir a produtividade e a segurança pública.

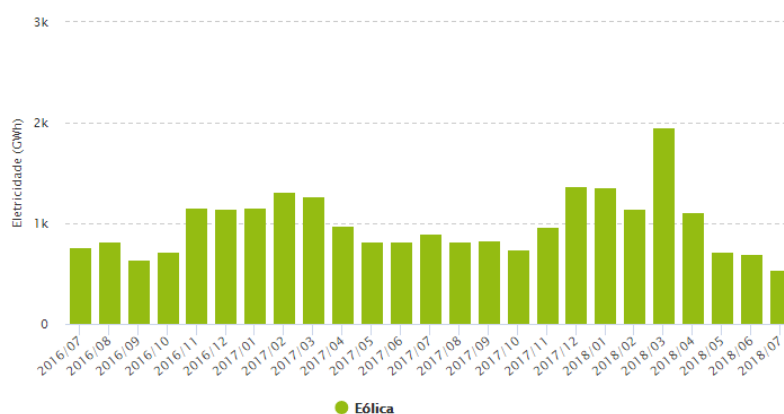


Figura 8 – Evolução da produção de energia elétrica de Portugal continental a partir dos ventos, entre julho/2016 e julho/2018.

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.

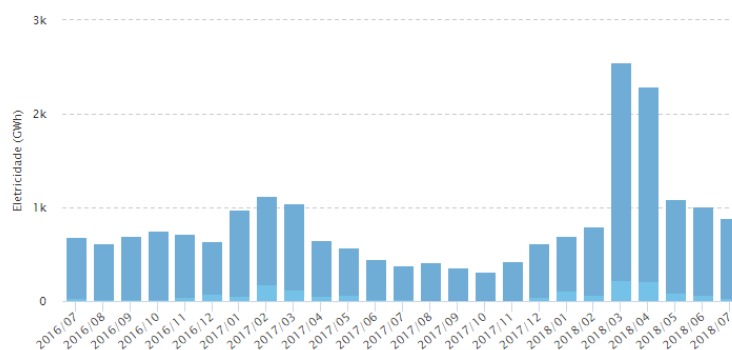


Figura 9 – Evolução da produção de energia elétrica a partir de fontes hídricas, entre julho/2016 e julho/2018.

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.

2.7 EVOLUÇÃO DOS AEROGERADORES

Segundo Burton *et. al* (2011), o vento é utilizado como forma de energia desde a antiguidade sendo, provavelmente, a propulsão de navios seu mais antigo e importante uso, desde pelo menos 3000 a.C, pelos egípcios, fenícios e romanos. Além disso, desde 644 a.C. da China e da Pérsia constam registros do emprego do vento em máquinas de moagem de grãos e para bombeamento de água para irrigação. A energia eólica foi também utilizada pelos Holandeses desde 1350 para evitar que a água dos mares inundasse as cidades baixas e para drenagem de terrenos alagadiços.

No entanto, foi só a partir do final do século XIX, devido ao elevado crescimento no consumo de energia, que foram registrados os primeiros indícios de aproveitamento de energia eólica para geração de energia elétrica. Deste modo, no início do século XX os cata-ventos foram gradualmente se transformando em turbinas, ao passo em que foram sendo aperfeiçoados em relação ao formato, tipo de material, peso, quantidade de pás, altura, potência e, sobretudo, quando foram ligados a geradores elétricos (ROSA & TIAGO FILHO, 2007).

No ano de 1888, Charles F. Brush utilizou a primeira turbina eólica operada de forma automática com a finalidade de gerar energia, sendo tal energia utilizada para carregar 12 baterias que forneciam eletricidade para sua mansão em Cleveland. A mansão foi a primeira casa em Cleveland com energia elétrica e a turbina eólica foi responsável pelo seu abastecimento durante 20 anos. Ainda, de acordo com Manwell *et. al* (2009), a utilização do vento para geração de energia elétrica está diretamente relacionada com o crescimento comercial bem-sucedido de pequenos geradores eólicos e com pesquisas e experimentos desenvolvidos com grandes turbinas.

De acordo com Hansen (2015), inicialmente os sistemas utilizados envolviam cabos de baixa voltagem com grandes perdas de eletricidade, desta forma a energia tinha que ser produzida próxima do local aonde seria empregada. Além disso, com a Revolução Industrial, não havia interesse na produção de energia com mecanismos eólicos, visto que a maioria da energia produzida nesta época provinha de combustíveis fósseis ou turbinas movidas a vapor.

Neste contexto, segundo Martins *et. al.* (2008) um marco importante no desenvolvimento das turbinas eólicas foi a construção da turbina Smith-Putnam nos

Estados Unidos em 1941 com capacidade geradora de 1250 [kW]. A turbina possuía um rotor de aço com 53 metros de diâmetro e esteve em funcionamento até o ano de 1945. No entanto, de acordo com Gasch e Twele (2002), a balança econômica da época mostrou que o investimento no modelo de turbina proposto era desvantajoso, visto que seus custos de produção eram 50% maiores quando comparados com os mecanismos de produção de energia convencionais.

Outros destaques na geração de energia elétrica proveniente de fontes de produção eólica são: o protótipo W34, criado em 1958 pelo alemão Hutter com rotor de 34 metros de diâmetro e capacidade de 100 [kW]. Com um conceito inovador de turbina o protótipo possuía lâminas de fibra de vidro e um controle de passo eletro-hidráulico; o protótipo esteve em funcionamento até o ano de 1968. Ao mesmo tempo, na Dinamarca, Johannes Juul criou a turbina eólica conhecida como Gedser, com rotor de diâmetro igual a 24 metros e capacidade de 200 [kW], a turbina esteve em operação entre 1957 e 1962. No entanto, o próprio Johannes Juul chegou à conclusão de que a turbina não era financeiramente viável, considerando os baixos preços do petróleo na época.

Em vista disso, foi só a partir de 1973, com a crise do petróleo e alta dos preços, que o investimento em energia elétrica proveniente de fontes eólicas voltou a ser considerado com o objetivo de diminuir a dependência do petróleo e carvão. Países como Estados Unidos, Alemanha e Suécia ganharam o apoio governamental para construção de turbinas significativamente grandes pelo setor aeroespacial, mas que falharam após algum tempo por problemas técnicos. (Gasch and Twele, 2002).

Os aerogeradores foram desenvolvidos inicialmente a partir do conhecimento técnico da indústria aeronáutica. O primeiro aerogerador comercial conectado à rede elétrica foi instalado na Dinamarca, em 1976; em 1990, havia um conjunto de turbinas com cerca de 2 [GW] de potência instalada em nível global; no fim de 2002, esse montante alcançou 32 [GW], de forma que a distribuição da produção energética era bastante concentrada em alguns países: Alemanha com 35%, Estados Unidos com 19%, Espanha com 15%, Dinamarca com 9% e o restante do mundo com 22% da produção eólica mundial. O Brasil era responsável pela geração de apenas 22 [MW], representando 0,07% da produção mundial (ROSA & TIAGO FILHO, 2007).

2.8 TURBINAS EÓLICAS MODERNAS

De acordo com Rosas & Estanqueiro (2003), as turbinas eólicas modernas são equipamentos com capacidade de transformar a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação das pás, que, por sua vez, é transmitida ao eixo da turbina por meio de uma caixa de engrenagens ou diretamente ao gerador, que faz a conversão em energia elétrica.

Como a velocidade de rotação das pás é consideravelmente baixa, geralmente utilizam-se multiplicadores de velocidade entre o rotor e o gerador; este, por vez, precisa ser pequeno e leve, pois está localizado no topo da torre, que suporta o peso de todo o conjunto em uma estrutura bastante esbelta. As pás da turbina, por sua vez, são dispositivos aerodinâmicos desenvolvidos a partir da tecnologia das asas dos aviões, que funcionam com base no princípio físico da sustentação (ROSA & TIAGO FILHO, 2007).

Além disso, o gerador elétrico produz corrente elétrica contínua e de baixa tensão, de modo que se faz necessário um sistema de conversão de frequência para corrente alternada, bem como um transformador elevador de tensão, quando interligado à rede elétrica convencional – no caso de parques eólicos, ou a sistemas elétricos isolados, na hipótese de pequenos aerogeradores privados (Figura 10).

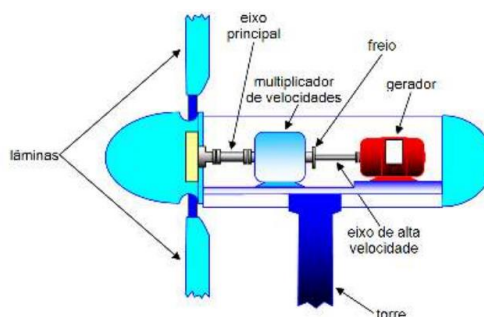


Figura 10 – Esquema simplificado de um gerador eólico.

Fonte: Rosa & Tiago Filho, 2007. Figura 5.11.

A conexão à rede elétrica pode ser feita também de maneira direta (sem conversor), através da utilização de geradores assíncronos – máquinas de indução

que produzem corrente elétrica alternada, que são atualmente os mais utilizados no mercado. Em contrapartida, esses geradores restringem a variação da velocidade de rotação do eixo, o que impede a absorção dos picos de potência e de variações bruscas do torque, que, caso contrário, seriam transmitidos à rede elétrica, podendo lhe causar danos.

Existem, simplificada, dois tipos sistemas de turbinas eólicas modernas: a de eixo horizontal e de eixo vertical. As primeiras são as mais populares e consistem em uma estrutura vertical elevada com duas ou três pás aerodinâmicas que podem ser movidas conforme a direção do vento. As segundas são menos comuns, mas apresentam a vantagem de captarem o vento vindo de qualquer direção sem necessidade de direcionamento da turbina (RAMAGE, 1997).

Ademais, a regulação da potência é outro fator relevante do modo de conexão dos aerogeradores, e pode ser dividida em dois tipos: por variação de ângulo das pás ou por deslocamento do vento. A primeira permite um controle mais exato da potência transmitida ao gerador, enquanto que a segunda requer uma mecânica mais desenvolvida, uma vez que o controle da potência é feito passivamente por meio de procedimentos aerodinâmicos. A escolha por quaisquer dos métodos de regulação fica a critério do fabricante e sua tecnologia produtiva, visto que ambos apresentam curvas de potência bastante semelhantes.

Por fim, cabe mencionar o sistema de controle, que tem o papel de monitorar, otimizar e proteger as turbinas eólicas e a rede elétrica de operações indevidas; ele conta com os subsistemas de proteção contra sobrecorrente e curto-circuito, de para-raios, de prevenção à subtensão e sobretensão e, por último, contra sobrefrequência e subfrequência (ROSAS E ESTANQUEIRO, 2003).

3 METODOLOGIA

Para a elaboração do presente estudo foi realizado, primeiramente, um levantamento geométrico da torre metálica em estudo, situada ao lado da Escola Superior de Tecnologia e Gestão (ESTIG) do Instituto Politécnico de Bragança (IPB). Em seguida, os dados coletados foram introduzidos no *software AutoCad* para posterior análise em um programa de elementos finitos (neste estudo foi utilizado o *software ANSYS* para análise estática e dinâmica do modelo). Foi então proposto um modelo de cálculo para o dimensionamento da torre metálica de suporte ao aerogerador segundo as normas em vigor, com o objetivo de verificar a estabilidade da torre.

3.1 DADOS DA FUNDAÇÃO

A fundação da torre metálica em estudo foi realizada de forma muito semelhante às fundações de torres eólicas em geral com dimensões parecidas. Deste modo, primeiro foi realizada a escavação do local com posterior alocação das armaduras, conforme detalhado na Figura 11. Foram alocados também os 16 chumbadores que garantem a estabilidade da torre com auxílio de uma grua, sendo os mesmos encaixados com o restante da armadura da fundação. Nota-se também que são deixados tubos para a passagem de cabos elétricos.



Figura 11: Escavação e alocação das armaduras.
Fonte: Acervo do IPB.

São utilizadas também duas cérceas que garantem a correta geometria dos chumbadores, sendo uma delas retirada logo após a concretagem e antes do encaixe da base da torre. Como se pode analisar na Figura 12, acima do topo da fundação são instaladas porcas de nivelamento que garantem a correta disposição da torre metálica após instalada, corrigindo possíveis desníveis da fundação. A fundação é uma sapata quadrada com 1,5 metros de dimensão e concreto C25/30.



Figura 12: Concretagem e porcas de nivelamento.
Fonte: Acervo do IPB

3.2 DADOS GEOMÉTRICOS E ESTRUTURAIS

A torre metálica em estudo (Figura 13) foi construída em aço S275 galvanizado, possuindo um peso específico de $78,5 \text{ [kN/m}^3\text{]}$. O levantamento geométrico foi realizado com a utilização de uma trena, um paquímetro e uma estação total. Com a estação total foram coletados pontos na base, no meio e no topo da torre, sendo possível a determinação da altura total e a projeção dos respectivos diâmetros, conforme apresentado na Figura 14. A altura foi obtida a partir da diferença de cota entre a maior circunferência (base da torre) e a menor circunferência (topo da torre), sendo igual a aproximadamente 17 metros e 80 centímetros. A espessura da parede da torre é de 4 milímetros.



Figura 13: Torre metálica objeto de estudo.
Fonte: A autora.

Os diâmetros da base e do topo da torre são iguais a 58,9 centímetros e 19,5 centímetros, respectivamente, conforme apresentado na Figura 14. É importante acrescentar que a torre metálica em estudo possui um formato hexadecagonal (polígono regular com 16 lados) e, portanto, os valores dos diâmetros são em relação a circunferência na qual o polígono está inscrito. Os pontos utilizados para o levantamento geométrico da torre são apresentados no Quadro B1 (Anexo B).

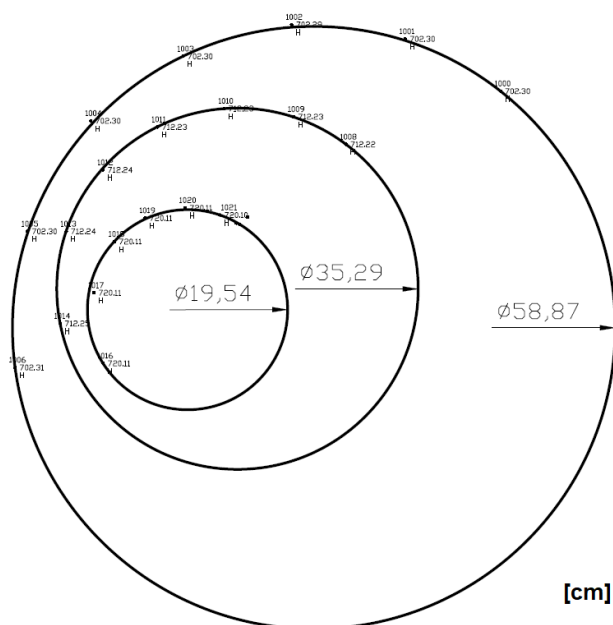


Figura 14: Dados obtidos a partir do levantamento geométrico realizado.
Fonte: a autora.

A base da torre é elevada em relação ao nível do topo da fundação em aproximadamente 4 centímetros e é composta por uma flange, sendo ligação torre-flange realizada por solda e 16 cutelos. Desses cutelos dois são do tipo 1 e 14 são do tipo 2 e ambos possuem uma espessura de 6 milímetros (Figura 15 e Figura 16). Os detalhes da ligação torre-flange podem ser observados na Figura 17.

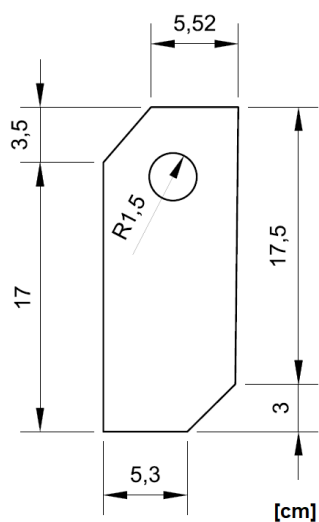


Figura 15: Dados geométricos dos cutelos de tipo 1.
Fonte: A autora.

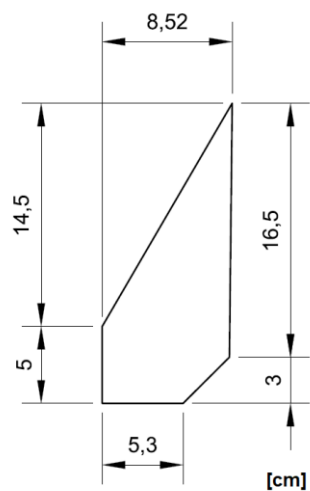


Figura 16: Dados geométricos dos cutelos de tipo 2.
Fonte: A autora.



Figura 17: Detalhes da ligação torre-flange.
Fonte: A autora.

A flange tem formato hexadecagonal e possui uma espessura de 20 milímetros, com 16 furos equidistantes de 30 milímetros de diâmetro para a ligação dos chumbadores. O diâmetro interno da circunferência que circunscribe o hexadecágono é de 58,9 centímetros (base da torre) e o diâmetro externo é de 79,6

centímetros, sendo a diferença de 10,35 centímetros igual ao comprimento da flange, conforme apresentado na Figura 18.

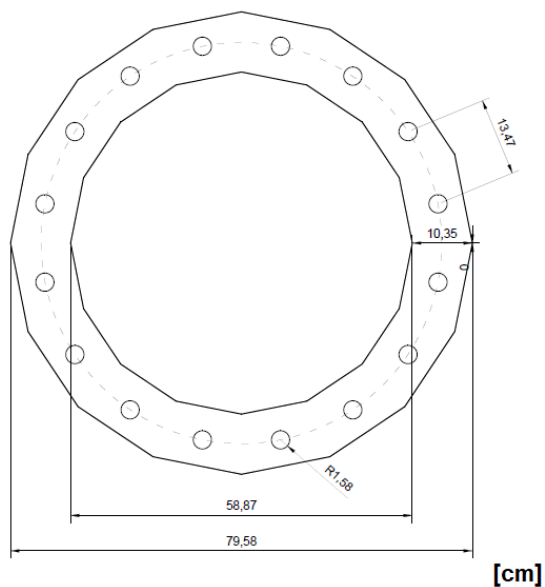


Figura 18: Dados geométricos da flange, situada na base da torre.
Fonte: A autora.

Os cutelos encontram-se distribuídos de forma uniforme sobre a flange, conforme apresentado na

Figura 19.

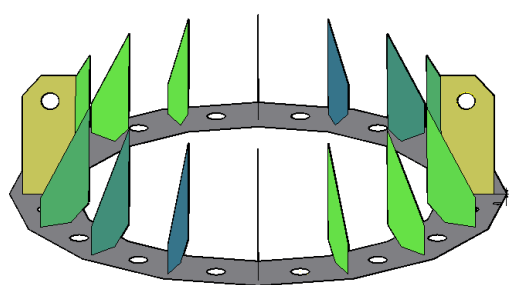


Figura 19: Distribuição uniforme dos cutelos sobre a flange.
Fonte: A autora.

A torre é composta também por uma escada, localizada entre os dois cutelos tipo 1. Há ainda uma abertura para manutenção da torre em formato circular com diâmetro de 22,2 centímetros, conforme apresentado na

Figura 20. O centro da abertura está localizado a 64 centímetros em relação ao nível do topo da fundação.

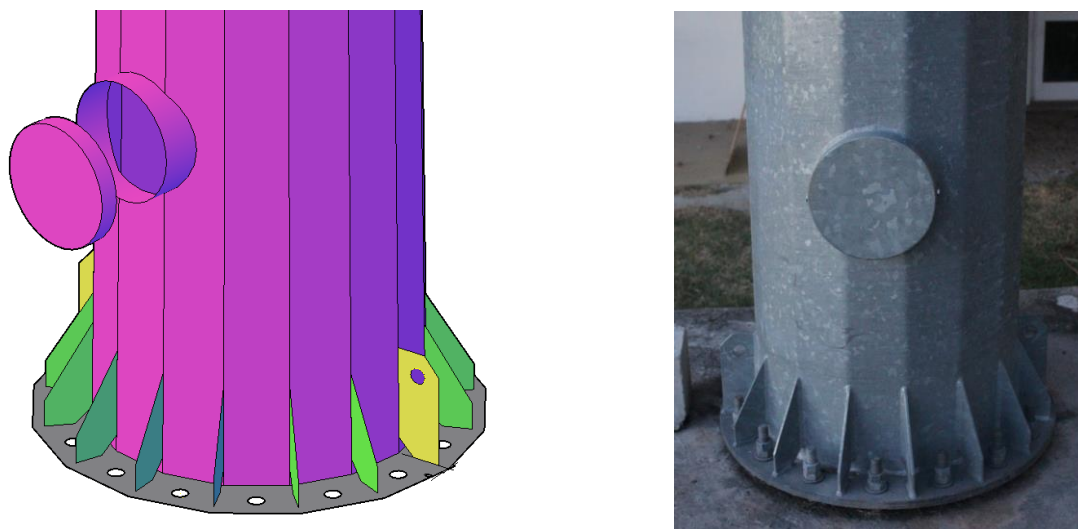


Figura 20: Esquema da abertura para manutenção.
Fonte: A autora.

3.3 DADOS DO AEROGERADOR

O aerogerador suportado pela torre metálica em estudo possui uma potência nominal de 1,4 [kW], com uma velocidade de vento nominal de 16 [m/s], sendo a velocidade do vento de entrada igual a 2,5 [m/s]. A máxima velocidade do vento a que a turbina resiste é de 60 [km/h]. O rotor pesa 75 [kg] e tem um diâmetro de 3,12 metros, com uma área de varredura de 7,65 [m²]. A altura do mastro varia entre 12 e 24 metros. Ainda, o equipamento possui um sistema de início automático e não possui um sistema de gerador assíncrono. Outras informações estão contidas no Quadro 1.

Quadro 1: Dados técnicos adicionais do aerogerador.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS	
Rpm máximo	775 ¹
Tipo da caixa de velocidade	Não possui
Sistema de frenagem	Circuito curto de gerador
Número de pás	3
Material das pás	Compósito de fibra de vidro
Voltagem de saída	24 – 240 [V (DC)]
Temperatura mínima de operação	-30 [°C]
Temperatura máxima de operação	+50 [°C]
Níveis acústicos a distância de 20 metros ²	< 60 [DB]
Tempo de vida útil	20 [anos]
Sistema de controle de arranque	Cata-vento
¹ Considerando a velocidade do vento nominal	
² Velocidade do vento igual a 10 [m/s]	

Fonte: Dados fornecidos pelo fabricante.

3.4 MODELAÇÃO NUMÉRICA

Para obter os modos de vibração modais da estrutura em estudo, foi realizada uma análise simplificada no *software* ANSYS utilizando um modelo de viga com seção transversal variável, obedecendo as dimensões estabelecidas no item 3.2. Para tanto foi considerado um peso volúmico de 78,5 [kN/m³], um módulo de elasticidade de 210 [GPa] e um coeficiente de Poisson de 0,3. A torre foi dividida em 10 elementos finitos de 1,78 metros cada e a base foi considerada como engastada. O topo foi considerado como uma extremidade livre, conforme Figura 21.

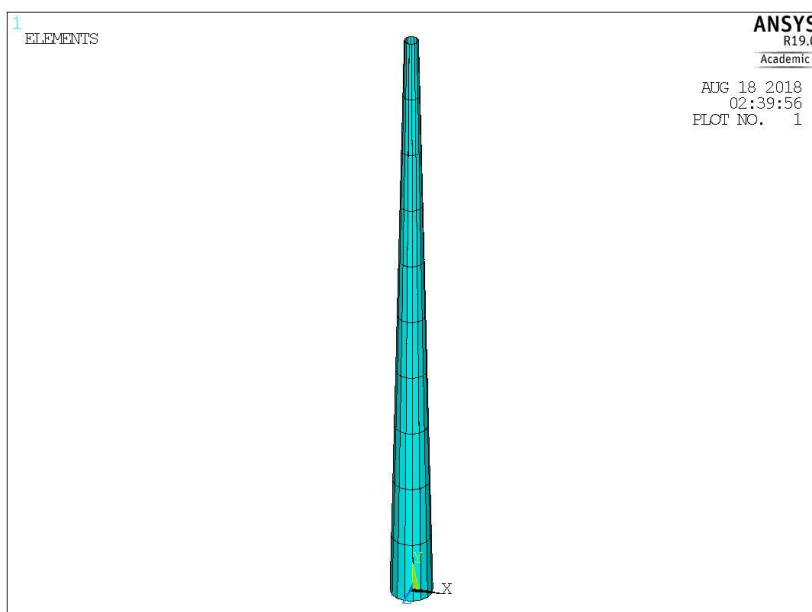


Figura 21: Detalhes da seção transversal utilizado no modelo numérico.
Fonte: A autora.

Foi então realizada uma análise modal, com obtenção dos respectivos modos de vibração normalizados para componente unitária no topo da torre, os resultados obtidos para o primeiro e o segundo modo estão apresentados no Quadro 2.

Quadro 2: Dois primeiros modos de vibração da estrutura.

Seção [m]	Modos de vibração normalizados	
	Frequência = 1,3612 Hz	Frequência = 5,6786 Hz
0	0	0
1,78	0,010828	-0,04242
3,56	0,042085	-0,1416
5,34	0,094623	-0,2709
7,12	0,168947	-0,39375
8,90	0,265025	-0,46561
10,68	0,382038	-0,4399
12,46	0,518055	-0,2779
14,24	0,669816	0,036591
16,02	0,832357	0,482247
17,8	1	1

Fonte: A autora.

Ainda, na figura 22 encontram-se ilustrados os modos de vibração obtidos a partir da simulação numérica realizada.

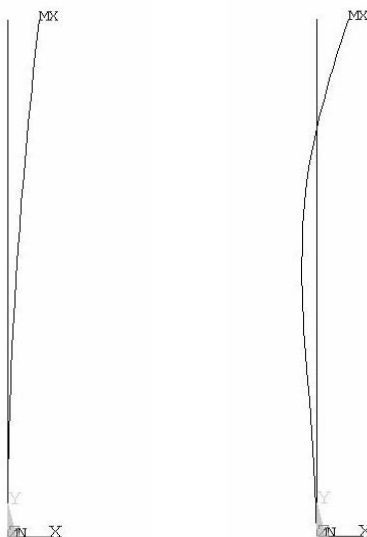
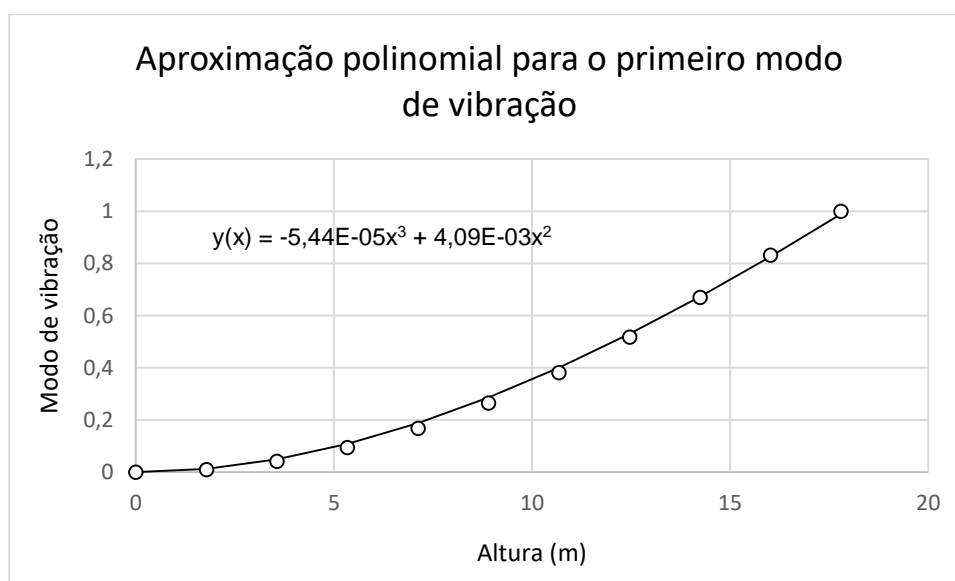
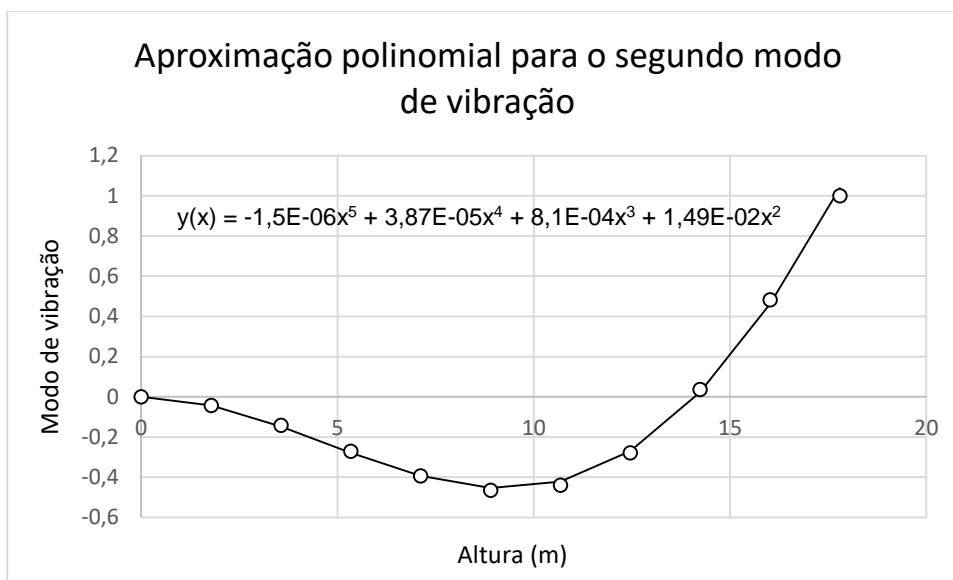


Figura 22: Primeiro e segundo modo de vibração, respectivamente.
Fonte: A autora.

Deste modo, foi possível realizar a aproximação dos deslocamentos modais segundo uma função de terceiro grau.



Fonte: A autora.



Fonte: A autora.

3.5 DIMENSIONAMENTO ESTRUTURAL

O dimensionamento estrutural da torre de suporte do aerogerador foi realizado segundo as recomendações da norma EN 1990 – Bases para o projeto de estruturas de 2009; EN 1991-1-4 – Ações em estruturas (ações gerais - ações do vento) de 2010; EN 1993-3-1 – Projeto de estruturas de aço (torres, mastros e chaminés) de 2009 e EN 61400-2 – Turbinas eólicas (requisitos de dimensionamento de pequenas turbinas eólicas) de 2006.

De modo geral, as estruturas devem ser projetadas de modo a atender requisitos básicos como o suporte a todas as ações existentes durante sua fase de construção e utilização, sem deixar de cumprir com as condições de utilização especificadas. Sendo assim, o dimensionamento de uma estrutura deve evitar, reduzir ou eliminar riscos, considerando condições normais de utilização, assim como situações de projeto transitórias, acidentais e sísmicas abrangendo, de forma razoável, todas as condições possíveis de ocorrer no decorrer da execução e utilização da estrutura.

Neste contexto, a norma EN 61400-2 prevê para o dimensionamento de estruturas de suporte à aerogeradores a consideração de ações e influências ambientais, bem como as ações relacionadas com a instalação e manutenção de equipamentos. Ainda, a EN 1990 classifica as ações como variáveis, permanentes ou acidentais, diretas ou indiretas, fixas ou livres e estáticas ou dinâmicas (dependendo de sua natureza e resposta estrutural). Neste estudo de caso será atribuída uma atenção especial aos efeitos das ações ambientais, tanto pela sua importância na estrutura quanto pela especificidade de cálculo requerida.

As ações dinâmicas e de fadiga incluem os efeitos causados devido a aceleração das estruturas, que podem ser considerados de forma implícita nos valores característicos ou como coeficientes de majoração dinâmica aos valores característicos das ações estáticas. Sendo assim, quando as ações dinâmicas provocam uma aceleração considerável da estrutura, é necessária a realização de uma análise dinâmica, análise esta que será abordada no presente estudo.

Para a análise estática será utilizado o método dos coeficientes parciais, verificando-se que para todas as condições de projeto, nenhum estado limite é excedido durante o período previsto de utilização. Os estados limites que devem ser

verificados de modo a garantir a fiabilidade do projeto de forma econômica encontram-se descritos abaixo.

- Estados Limites Últimos (ELU): relacionados com a capacidade da estrutura de suportar aos esforços para o qual foi projetada durante o período de execução e utilização. São os estados que precedem ao colapso.
- Estados Limites de Serviço (ELS): relacionados com a capacidade da estrutura de manter-se em funcionamento quando solicitada por condições normais de utilização.

Para tanto, os valores de cálculo das ações serão obtidos através da equação

1.

$$F_d = \gamma_f F_{rep} \quad (1)$$

Com:

$$F_{rep} = \psi F_k \quad (2)$$

Sendo:

F_d : valor de cálculo para uma determinada ação F ;

γ_f : coeficiente parcial relativo à ação, que tem em atenção a possibilidade de desvios desfavoráveis do valor da ação em relação aos seus valores representativos;

F_{rep} : valor representativo da ação;

ψ : coeficiente igual a 1,0 ou ψ_0 , ψ_1 ou ψ_2 ;

F_k : valor característico da ação.

Com o objetivo de analisar condições mais próximas da realidade possível, os valores de cálculo utilizados serão baseados em valores já existentes para estruturas e locais semelhantes, sendo esses valores majorados considerando a probabilidade de ocorrência em simultâneo com outras ações e seu grau de importância para a estrutura. É importante realçar que, mesmo sendo corretamente dimensionada, há sempre a possibilidade de ruptura ou danos à estrutura devido a imposição de

esforços para o qual a estrutura não foi dimensionada. No entanto, o dimensionamento é feito de modo a evitar tal situação.

Desta mesma forma, devido a possíveis não conformidades dos materiais, que podem apresentar características diferentes das informadas pelo fornecedor, assim como está susceptível a defeitos de fabricação, são considerados coeficientes de segurança que visam diminuir os efeitos causados por mudanças nas propriedades dos materiais.

Os diferentes tipos de análise (considerando estados últimos e de utilização) e os diferentes tipos de solicitações (permanentes e variáveis, por exemplo) requerem diferentes coeficientes de segurança. Deste modo, os coeficientes de minoração das propriedades resistentes dos materiais encontram-se descritos no Quadro 3.

Quadro 3: Valores recomendados para o coeficiente parcial de resistência a fadiga.

Método de verificação	Consequências da ruptura	
	Consequências pouco importantes	Consequências importantes
Dano controlado	1.00	1.15
Tempo de vida garantido	1.15	1.35

Fonte: Polícia, 2015. Quadro 4.1.

3.5.1 Modelação das ações do vento

Considerando a estrutura objeto de estudo, as ações provocadas pelo vento são de fundamental importância no dimensionamento estrutural da torre metálica, visto que são essas as principais ações incidentes sobre a mesma. As ações do vento variam ao longo do tempo e agem de forma direta sobre as superfícies exteriores das construções em forma de pressões. Devido às pressões exercidas sobre os elementos da estrutura surgem forças perpendiculares à superfície, podendo haver também forças tangenciais de atrito, como ocorre em grandes construções.

Neste contexto, a ação do vento, segundo a EN 1991.1.4, pode ser representada por um conjunto simplificado de pressões ou forças com efeitos similares aos causados por ventos turbulentos. Ainda, as ações do vento são

classificadas como variáveis fixas e, portanto, são utilizados valores de referência característicos para velocidade do vento ou pressão dinâmica, sendo considerado um tempo de retorno de 50 anos.

Ainda, o efeito do vento na estrutura varia conforme sua dimensão, forma e propriedades dinâmicas, sendo que a EN 1991.1.4 considera a resposta dinâmica à turbulência longitudinal em ressonância com as vibrações, considerando um modo fundamental de flexão com mesmo sinal em todas as seções.

Considerando ainda que a ação provocada pelo vento varia com o tempo e, também, com a localização geográfica da estrutura e com o intuito de quantificar o valor de referência da velocidade do vento, Portugal encontra-se dividido em duas regiões principais (zona A e zona B), pertencendo a zona B os arquipélagos dos Açores e da Madeira e as regiões do continente situadas numa faixa costeira com 5 quilômetros de largura ou a altitudes superiores a 600 metros. Os demais territórios nacionais são classificados como zona A. Neste caso, os valores referenciais para velocidade do vento estão indicados no Quadro 4.

Quadro 4: Valor básico da velocidade de referência do vento.

Zona	$v_{b,0}$ [m/s]
A	27
B	30

Fonte: EN 1991.1.4 (2010).

O valor básico da velocidade de referência do vento ($v_{b,0}$) é o valor característico da velocidade média do vento, com uma probabilidade anual de ser excedido de 0,02, medido a 10 metros acima do solo em períodos de 10 minutos. Não são consideradas as épocas do ano ou direções do vento. Para o presente estudo foi considerada a velocidade de $v_{b,0}$ igual a 30 [m/s], visto que Bragança tem uma altitude superior a 600 metros.

O terreno pode ser classificado em quatro categorias distintas, como apresentado no Quadro 5. Para o presente estudo foi considerado um terreno de classificação II.

Quadro 5: Categorias de terreno.

Categoria de terreno	Classificação
0	Mar ou zona costeira exposta aos ventos de mar
I	Lagos ou zona plana e horizontal com vegetação negligenciável e livre de obstáculos
II	Zona de vegetação rasteira, tal como erva, e obstáculos isolados (árvores, edifícios) com separações entre si de, pelo menos, 20 vezes a sua altura
III	Zona com uma cobertura regular de vegetação ou edifícios, ou com obstáculos isolados com separações entre si de, no máximo, 20 vezes a sua altura (por exemplo: zonas suburbanas, florestas permanentes)
IV	Zona na qual pelo menos 15% da superfície está coberta por edifícios com uma altura média superior a 15 m.

Fonte: Adaptado de EN 1991.1.4. Quadro 4.1.

A partir do valor básico de referência da velocidade do vento ($v_{b,0}$) calcula-se o valor de referência da velocidade do vento (v_b), definido em função da direção do vento e da época do ano, à uma altura de 10 metros acima da superfície de um terreno de categoria II, conforme a equação 3.

$$v_b = C_{dir} \cdot C_{season} \cdot v_{b,0} \quad (3)$$

Sendo:

C_{dir} : coeficiente de direção;

C_{season} : coeficiente de sazonalidade;

$v_{b,0}$ valor básico da velocidade de referência do vento.

Desta forma, considerando os coeficientes de direção e sazonalidade iguais a 1, como recomendado pela EN 1991.1.4, tem-se que:

$$v_b = v_{b,0} \quad (4)$$

3.5.2 Vibrações na direção do escoamento

Admitindo uma altura z acima do nível do solo, a velocidade média do vento (v_m) vai depender da rugosidade e orografia do terreno, assim como do valor de referência da velocidade do vento (v_b) e será determinada a partir da equação 5:

$$v_m(z) = c_r(z) \cdot c_0(z) \cdot v_b \quad (5)$$

Sendo:

$c_r(z)$: coeficiente de rugosidade;

$c_0(z)$: coeficiente de orografia, considerado igual a 1,0;

v_b : valor de referência da velocidade do vento.

Para o cálculo do coeficiente de rugosidade (c_r) deve-se levar em consideração a variação da velocidade em decorrência da altura acima do nível do solo e da rugosidade do terreno.

$$c_r(z) = k_r \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad \text{para } z_{\min} \leq z \leq z_{\max} \quad (6)$$

$$c_r(z) = c_r(z_{\min}) \quad \text{para } z < z_{\min}$$

Sendo:

z_0 : comprimento de rugosidade (conforme Quadro 6);

k_r : coeficiente de terreno dependente do comprimento de rugosidade z_0 , calculado a partir da equação 7;

z_{\min} : altura mínima. Considerando um terreno de categoria II, z_{\min} é igual a 2 metros, conforme definido no Quadro 6;

z_{\max} : a ser considerada igual a 200m.

$$k_r = 0,19 \left(\frac{z_0}{z_{0,II}} \right)^{0,07} \quad (7)$$

Sendo:

$z_{0,II}$: 0,3 m (conforme Quadro 6).

Quadro 6: Categorias e parâmetros de terrenos.

Categoria de terreno	z_0 [m]	z_{min} [m]
0	0,003	1
I	0,01	1
II	0,05	2
III	0,3	5
IV	1,0	10

Fonte: Adaptado de EN 1991.1.4. Quadro 4.1.

Como supracitado, a estrutura metálica de suporte em estudo encontra-se em uma região de classificação II.

3.5.3 Fator de resposta de rajada

A norma EN 1993.3.1 prevê a análise à fadiga em relação as vibrações na direção do escoamento do vento, vibrações perpendiculares à atuação da força e a resposta de elementos individuais. Neste caso, considerando que a torre metálica em análise possui apenas um elemento estrutural, não será realizada a análise das respostas de elementos individuais.

As tensões de fadiga devido a ação de rajadas de vento são obtidas após a determinação das durações anuais de diferentes velocidades médias de vento em diferentes direções. Deste modo, o fator de resposta de rajada (G) é definido pela equação 8.

$$G = c_e(z) \cdot c_s \cdot c_d - 1 \quad (8)$$

Sendo:

$c_e(z)$: coeficiente de exposição, definido pela equação 9;

c_{sCd} : coeficiente estrutural.

Segundo a EN 1993.3.1 a variação em relação aos valores médios de velocidade do vento obedece a uma distribuição normal, com o desvio padrão definido pela equação 9.

$$\sigma = \frac{G}{4} \cdot v_{med}(z) \quad (9)$$

Sendo:

G : fator de rajada do vento, definido pela equação 8.

v_{med} : velocidade média do vento, com período de retorno de 1 ano e ciclos de 10 minutos. A velocidade média do vento foi obtida através da análise da Figura 23.

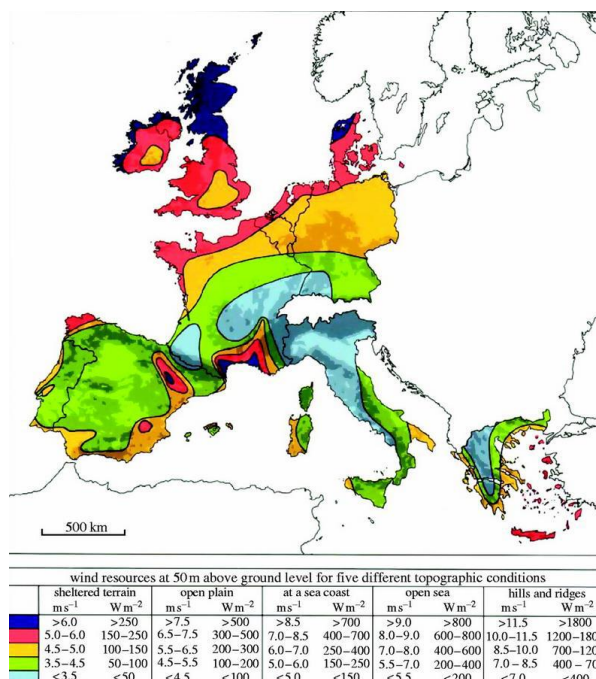


Figura 23: Velocidades médias anuais do continente Europeu.

Fonte: Polícia, 2015. Figura 4.3.

Analisando a Figura 23 e considerando o local de instalação da torre metálica em estudo como “*open plain*”, tem-se uma velocidade média entre 4,5 e 5,5 [m/s]. Considera-se então o cenário mais crítico ($v_{med} = 5,5$ [m/s]).

Neste caso, o intervalo de tensões $\Delta\sigma_{si}$ considerado deve ser de 1,1 vezes a diferença entre a tensão causada com a incorporação do fator de resposta de rajada (G) e a tensão devido a velocidade média (v_{med}). Ainda, a norma define um número equivalente de ciclos (N_i) que pode ser obtido através da equação 10.

$$N_i = \frac{10^5 T}{50} \quad (10)$$

Sendo:

T: tempo de vida em anos previsto para a estrutura. No caso do presente estudo, considerou-se um tempo de vida igual a 25 anos.

3.5.4 Coeficiente de exposição

Para o cálculo do coeficiente de exposição (c_e) são considerados fatores como a pressão dinâmica de pico (q_p), intensidade da turbulência do vento (I_v) e o desvio padrão da turbulência (σ_v), conforme apresentado nas equações abaixo.

$$c_e(z) = \frac{q_p(z)}{q_b} \quad (11)$$

Sendo:

$q_p(z)$: pressão dinâmica de pico à altura z , definida pela equação 12;

q_b : pressão dinâmica de referência, definida pela equação 15.

$$q_p(z) = [1 + 7 \cdot I_v(z)] \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_m^2(z) \quad (12)$$

Sendo:

$I_v(z)$: intensidade de turbulência do vento à altura z , definida na equação 13;

ρ : massa volúmica do ar, a qual depende da altitude, da temperatura e da pressão atmosférica previstas para a região durante situações de vento intenso. O valor recomendado é de $1,25 \text{ kg/m}^3$;

$v_m(z)$: velocidade média do vento à uma altura z .

$$I_v(z) = \frac{\sigma_v}{v_m(z)} = \frac{k_1}{c_0(z) \cdot \ln(z/z_0)} \quad \text{para } z_{\min} \leq z \leq z_{\max} \quad (13)$$

$$I_v(z) = I_v(z_{\min}) \quad \text{para } z < z_{\min}$$

Sendo:

σ_v : desvio padrão da turbulência, definido pela equação 11;

k_1 : coeficiente de turbulência. O valor de k_1 recomendado é 1,0;

c_0 : coeficiente de orografia;

z_0 : comprimento de rugosidade.

$$\sigma_v = k_r \cdot v_b \cdot k_1 \quad (14)$$

$$q_b = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2 \quad (15)$$

As variações da velocidade do vento, intensidade de turbulência e seu desvio padrão, de acordo com a altura acima do nível do terreno (z), são ilustradas pela Figura 24.

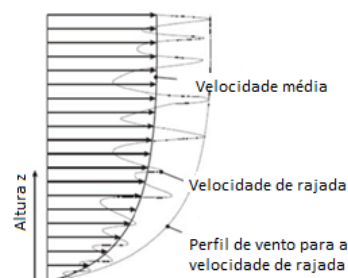
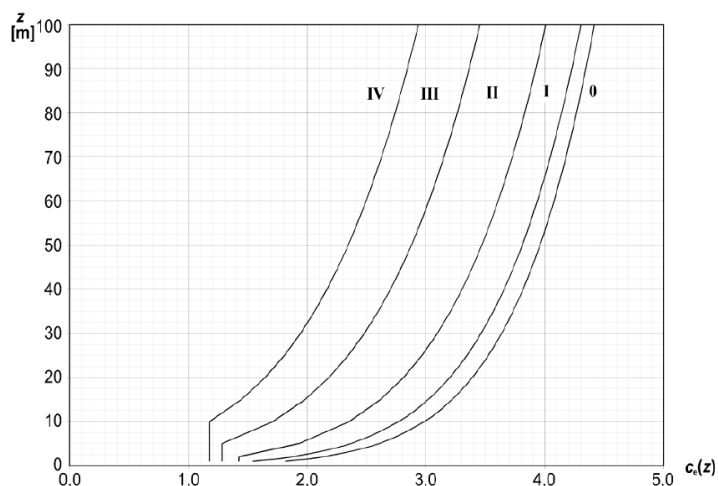


Figura 24: Variações dos parâmetros conforme a altura z considerada.
Fonte: Polícia, 2015. Figura 4.4.

Considerando um terreno plano com c_0 igual a 1,0, o coeficiente $c_e(z)$ é apresentado na Figura 25 em função da altura z acima do nível do solo e da classificação do terreno.



**Figura 25: Representação do coeficiente de exposição $c_e(z)$ para $c_0 = 1,0$ e $k_1 = 1,0$.
Fonte: EN 1991.1.4. Figura 4.2.**

3.5.5 Coeficiente de força

Considerando um cilindro de base circular e comprimento finito, o coeficiente de força (c_f) pode ser obtido a partir da expressão 16.

$$c_f = c_{f,0} \cdot \psi_\lambda \quad (16)$$

Sendo:

$c_{f,0}$: coeficiente de força para elementos estruturais sem livre escoamento nas extremidades;

ψ_λ : coeficiente de efeitos de extremidade.

Deste modo, utilizando um cilindro como simplificação para a base da torre metálica de suporte ao aerogerador, o coeficiente de força será definido com o auxílio da Figura 26, levando em consideração o número de Reynolds do escoamento (Re) e a rugosidade equivalente (k/b).

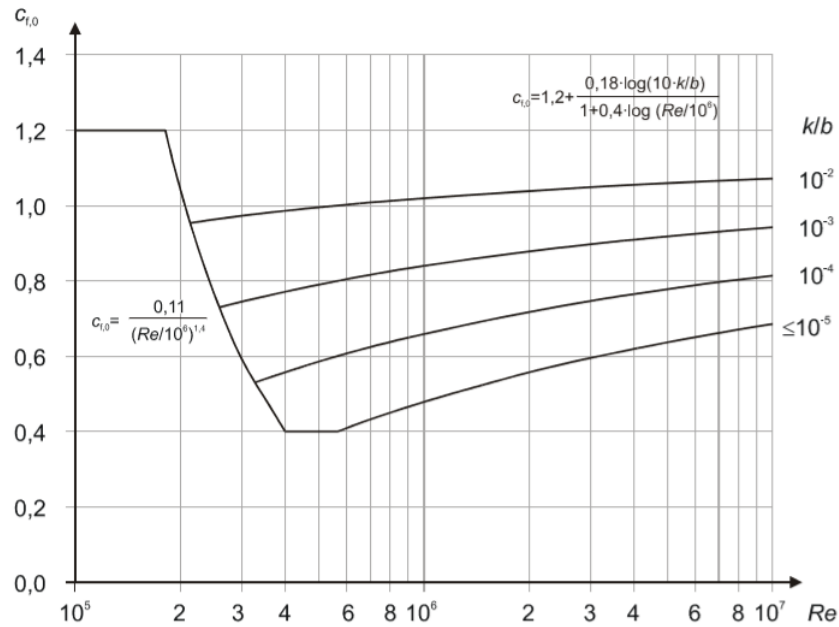


Figura 26: Coeficiente de força, considerando uma base circular, com extremidades sem livre escoamento e diferentes valores de rugosidades equivalentes.

Fonte: Polícia, 2015. Figura 4.7.

O número de Reynolds foi obtido a partir da equação 17.

$$Re = \frac{b \cdot v(z_e)}{\nu} \quad (17)$$

Sendo:

b: diâmetro (representação na Figura 27);

$v(z_e)$: velocidade de pico à altura z_e , definida pela equação 18;

ν : viscosidade cinemática do ar que é igual a 15×10^{-6} [m²/s].

$$v(z_e) = \sqrt{\frac{2q_p}{\rho}} \quad (18)$$

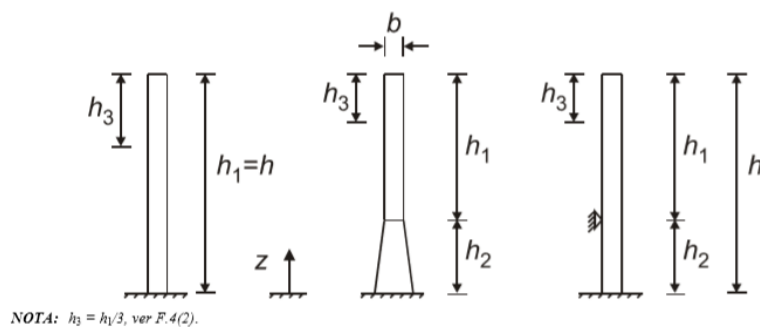


Figura 27: Propriedades geométricas de chaminés.
Fonte: Polícia, 2015. Figura 4.8.

Ainda, com o auxílio do Quadro 7, é possível definir a rugosidade da superfície.

Quadro 7: Rugosidade superficial equivalente.

Tipo de superfície	Rugosidade equivalente [mm]
Vidro	0,0015
Metal polido	0,002
Revestimento liso com pintura	0,006
Pintura aplicada com pistola	0,02
Superfície lisa em aço	0,05
Ferro fundido	0,2
Aço galvanizado	0,2
Betão liso	0,2
Madeira aplainada	0,5
Betão rugoso	1,0
Madeira serrada, rugosa	2,0
Superfície com ferrugem	2,0
Alvenaria de tijolo	3,0

Fonte: Adaptado de Polícia, 2015. Quadro 4.6.

Para o presente estudo de caso, foi considerada uma superfície em aço galvanizado com rugosidade equivalente k igual a 0,2. Já o coeficiente de extremidade (ψ_λ) é obtido através da análise do gráfico da Figura 28.

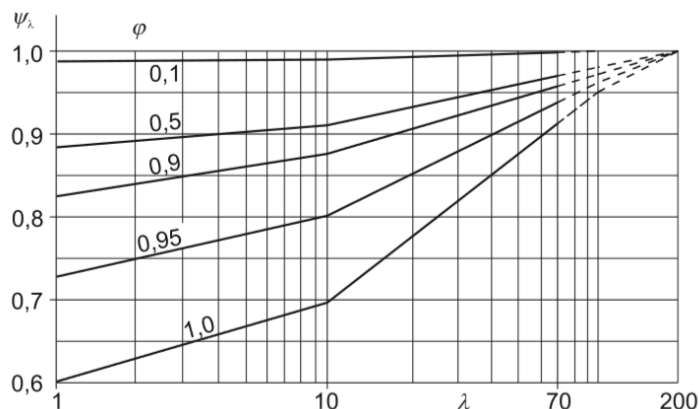


Figura 28: Coeficiente de extremidade em função da esbelteza (λ) e do índice de cheios (φ).
Fonte: Polícia, 2015. Figura 4.9.

A esbelteza da estrutura, considerando o índice de cheios igual a 1, foi determinada de acordo com as recomendações do Quadro 8. Para tanto, classificando a estrutura como de número 4, a esbelteza efetiva da mesma será de $\lambda=70$.

Quadro 8: Esbelteza efetiva da estrutura (λ).

N.º	Posição da estrutura, vento perpendicular ao plano da figura	Esbelteza efectiva λ
1		<p>Para elementos com secção poligonal, perfis com arestas vivas e estruturas treliçadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - para $\ell \geq 50$ m, o menor dos valores $\lambda = 1,4\ell/b$ ou $\lambda = 70$; - para $\ell < 15$ m, o menor dos valores $\lambda = 2\ell/b$ ou $\lambda = 70$.
2		<p>Para cilindros de base circular:</p> <ul style="list-style-type: none"> - para $\ell \geq 50$ m, o menor dos valores $\lambda = 0,7\ell/b$ ou $\lambda = 70$; - para $\ell < 15$ m, o menor dos valores $\lambda = \ell/b$ ou $\lambda = 70$.
3		<p>Para valores intermédios de ℓ, deverá ser efectuada uma interpolação linear.</p>
4		<p>Para $\ell \geq 50$ m, maior dos valores $\lambda = 0,7\ell/b$ ou $\lambda = 70$;</p> <p>para $\ell < 15$ m, o maior dos valores $\lambda = \ell/b$ ou $\lambda = 70$.</p> <p>Para valores intermédios de ℓ, deverá ser efectuada uma interpolação linear.</p>

Fonte: Polícia, 2015. Quadro 4.7.

3.5.6 Coeficiente estrutural

O coeficiente estrutural c_{sC_d} considera o efeito sobre as ações do vento da não simultaneidade na ocorrência das pressões de pico sobre a superfície (c_s), levando em consideração também o efeito causado na estrutura pelas vibrações que ocorrem em razão da turbulência (c_d). O procedimento de cálculo do coeficiente estrutural recomendado pela EN 1991.1.4 será descrito a seguir.

$$c_{sC_d} = \frac{1 + 2 \cdot k_p \cdot I_v(z_s) \cdot \sqrt{B^2 + R^2}}{1 + 7 \cdot I_v(z_s)} \quad (19)$$

Sendo:

k_p : fator de pico, definido como o quociente entre o valor máximo da parte flutuante da resposta e o desvio padrão desta, definido pela equação 20;

I_v : intensidade de turbulência, definida pela equação 13;

B^2 : coeficiente de resposta quase-estática, que tem em conta a falta de total correlação das pressões sobre a superfície da construção, definido pela equação 22;

R^2 : coeficiente de resposta em ressonância, que tem em conta o efeito da turbulência em ressonância com o modo de vibração, definido pela equação 25;

z_s : altura de referência para a determinação do coeficiente estrutural, conforme Figura 29.

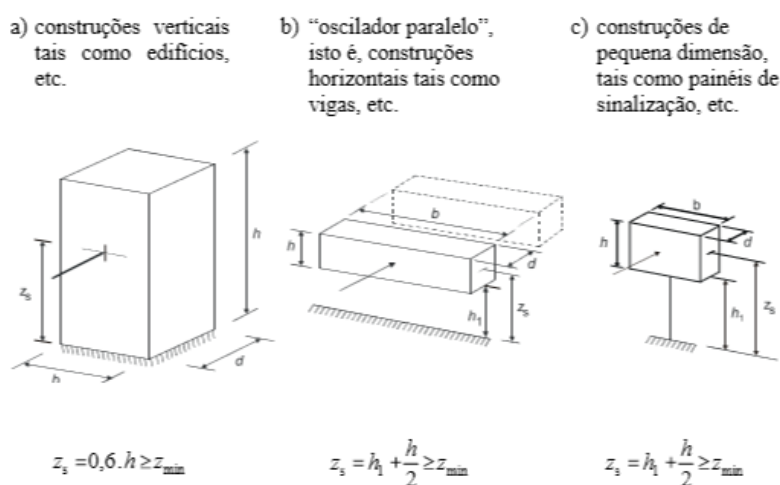


Figura 29: Formas gerais das construções abrangidas pelo método de cálculo.
Fonte: EN 1991.1.4. Figura 6.1.

É importante ressaltar que a equação 16 só pode ser empregada por se tratar de uma construção equivalente a uma das formas gerais apresentadas na Figura 29 e devido ao fato de só serem significativas as vibrações na direção do vento segundo o modo fundamental, sendo que a configuração do modo tem sempre o mesmo sinal. Neste caso, a contribuição de resposta do segundo modo ou de modos superiores é desprezável.

O coeficiente de pico (k_p) é definido pela equação 20.

$$k_p = \sqrt{2 \cdot \ln(\nu \cdot T)} + \frac{0,6}{\sqrt{2 \cdot \ln(\nu \cdot T)}} \geq 3,0 \quad (20)$$

Sendo:

ν : frequência de passagens ascendentes, definida pela equação 21;

T: tempo de integração da velocidade média do vento, como recomendado por norma T=600s.

$$\nu = n_{1,x} \sqrt{\frac{R^2}{B^2 + R^2}} \geq 0,08 \text{ Hz} \quad (21)$$

Sendo:

$n_{1,x}$: frequência natural da estrutura;

O coeficiente de resposta quase-estática (B^2) é definido pela equação 22. A consideração do valor de B^2 igual a 1 é a favor da segurança.

$$B^2 = \frac{1}{1 + 0,9 \cdot \left(\frac{b+h}{L(z_s)} \right)^{0,63}} \quad (22)$$

Sendo:

b, h: a largura e altura, respectivamente, da estrutura em estudo;

L (z_s): Escala de comprimento de turbulência à altura de referência z_s .

A escala de comprimento de turbulência ($L(z_s)$) é uma representação da rajada média de ventos naturais. Deste modo, considerando uma altura z inferior a 200 metros, esse parâmetro é definido a partir da equação 23.

$$L(z) = L_t \cdot \left(\frac{z}{z_t} \right)^\alpha \quad \text{para } z \geq z_{\min}$$

$$L(z) = L(z_{\min}) \quad \text{para } z < z_{\min}$$
(23)

Sendo:

L_t : escala de comprimento de referência. Neste caso, $L_t = 300\text{m}$, como recomendado por norma;

z_t : altura de referência. Neste caso, $z_t = 200\text{m}$, como recomendado por norma;

z_{\min} : altura mínima adotada. Neste caso, z_{\min} é igual a 2 metros, conforme apresentado no Quadro 6, considerando um terreno de classificação II.

$$\alpha = 0,67 + 0,05 \ln(z_0)$$
(24)

O parâmetro z_0 está definido no Quadro 6, sendo igual a 0,05, considerando um terreno de classificação II.

O coeficiente de resposta de ressonância (R^2) é definido pela equação 25.

$$R^2 = \frac{\pi^2}{2 \cdot \delta} \cdot S_L(z_s, n_{1,x}) \cdot R_h(\eta_h) \cdot R_b(\eta_b)$$
(25)

Sendo:

δ : decréscimo logarítmico total do amortecimento, definido pela equação 26;

S_L : função adimensional de densidade espectral de potência, definida pela equação 30 e apresentada na Figura 30;

R_h , R_b : funções de admissão aerodinâmicas, definidas pelas equações 35 e 36, respectivamente;

O decréscimo logarítmico total do amortecimento é obtido a partir da adição dos decréscimos logarítmicos do amortecimento estrutural (δ_s), aerodinâmico (δ_a) e em função da existência de dispositivos especiais (δ_d).

$$\delta = \delta_s + \delta_a + \delta_d \quad (26)$$

O decréscimo logarítmico estrutural foi definido de acordo com o Quadro 9, sendo este igual a 0,012, considerando a estrutura como uma chaminé de aço com ligações soldadas, sem revestimento interior e sem isolamento térmico exterior.

Quadro 9: Valores aproximados para o decréscimo logarítmico estrutural do amortecimento no modo fundamental.

Tipo de estrutura		Amortecimento estrutural, δ_s
Edifícios de concreto armado		0,10
Edifícios de aço		0,05
Estruturas mistas concreto + aço		0,08
Torres e chaminés de concreto armado		0,03
Chaminés de aço com ligações soldadas, sem revestimento interior e sem isolamento térmico exterior		0,012
Chaminés de aço com ligações soldadas, sem revestimento interior e com isolamento térmico exterior		0,020
Chaminé de aço com um forro de conduta e com isolamento térmico exterior	$h/b < 18$	0,020
	$20 \leq h/b < 24$	0,040
	$h/b \geq 26$	0,014
Chaminé de aço com dois ou mais forros de conduta e com isolamento térmico exterior	$h/b < 18$	0,020
	$20 \leq h/b < 24$	0,040
	$h/b \geq 26$	0,025
Chaminé de aço com forro de conduta em alvenaria tijolo		0,070
Chaminé de aço com argamassa projetada no interior		0,030
Chaminés acopladas sem forro de conduta		0,015
Chaminé de aço espiada sem forro de conduta		0,04
Pontes de aço; Torres de aço reticuladas.	com ligações soldadas	0,02
	com ligações de parafusos de alta resistência	0,03
	com ligações de parafusos correntes	0,05
Pontes mistas		0,04
Pontes de concreto	pré-esforçadas, sem fissuração	0,04
	com fissuração	0,10
Pontes de madeira		0,06 - 0,12
Pontes de ligas de alumínio		0,02
Pontes de plástico reforçado com fibras de vidro		0,04 – 0,08
Cabos	de fios paralelos	0,006
	de cordões	0,020

Fonte: Adaptado de EN 1991.1.4.

O decréscimo logarítmico de amortecimento aerodinâmico é definido pela equação 24, considerando a deflexão modal ($\phi(y,z)$) como constante.

$$\delta_a = \frac{c_f \cdot \rho \cdot b \cdot v_m(z_s)}{2 \cdot n_1 \cdot m_e} \quad (27)$$

Sendo:

c_f : coeficiente de força da seção transversal;

ρ : massa volúmica do ar, a qual depende da altitude, da temperatura e da pressão atmosférica previstas para a região durante situações de vento intenso. O valor recomendado é de 1,25 kg/m³;

b : largura da estrutura, considerando a região de maior amplitude de resposta;

$v_m(z_s)$: velocidade média a uma altura de referência z_s ;

n_1 : frequência do primeiro modo de vibração da estrutura;

m_e : massa equivalente por unidade de comprimento do modo fundamental, definida pela equação 29.

A frequência do primeiro modo de vibração (n_1) é definida por:

$$n_1 = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{g}{x_1}} \quad (28)$$

Sendo:

g : aceleração da gravidade, sendo assim, g é igual a 9,81 [m/s²];

x_1 : deslocamento máximo, em metros, em decorrência do peso próprio da estrutura na direção de vibração.

Sendo l a altura da estrutura em estudo, a massa equivalente por unidade de comprimento do modo fundamental é dada por:

$$m_e = \frac{\int_0^l m(s) \cdot \phi_1^2(s) ds}{\int_0^l \phi_1^2(s) ds} \quad (29)$$

A função adimensional de densidade espectral de potência é definida por:

$$S_L(z, n) = \frac{n \cdot S_v(z, n)}{\sigma_v^2} = \frac{6,8 \cdot f_L(z, n)}{(1 + 10,2 \cdot f_L(z, n))^{5/3}} \quad (30)$$

Sendo:

n: frequência natural da estrutura, em Hz;

$S_v(z, n)$: espectro de variância unilateral;

$f_L(z, n)$: frequência adimensional, definida na equação 31.

$$f_L(z, n) = \frac{n \cdot L(z)}{v_m(z)} \quad (31)$$

Sendo:

n: frequência natural da estrutura, em Hz;

$L(z)$: escala de comprimento de turbulência.

$v_m(z)$: velocidade média a uma altura z;

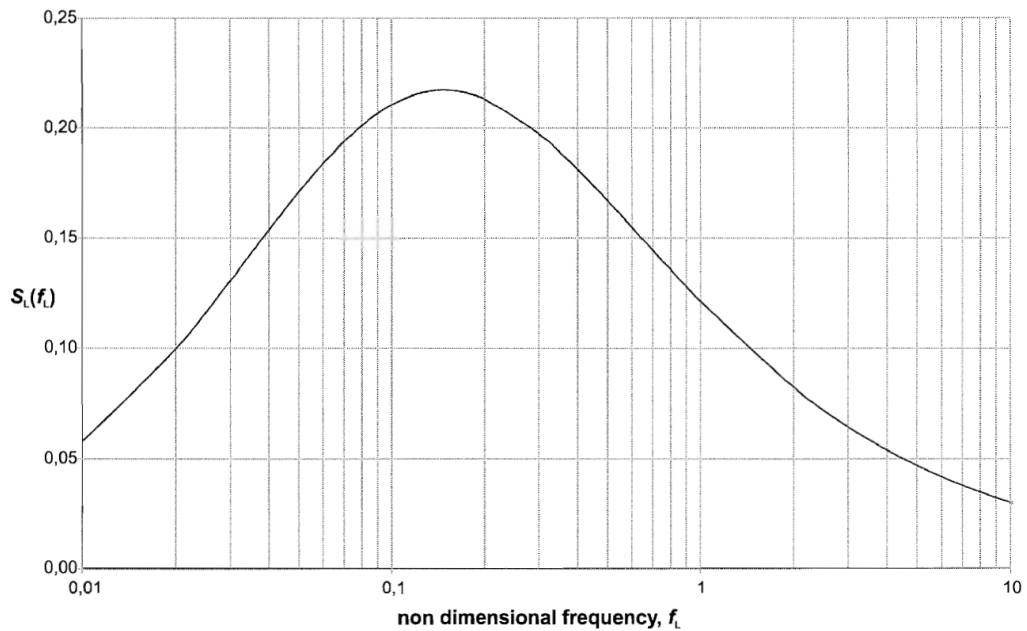


Figura 30: Função da densidade espectral de potência ($S_L(f_L)$).

Fonte: EN 1991.1.4. Figura B.1.

Com o objetivo de finalizar o cálculo do coeficiente de resposta de ressonância, calculam-se então as funções de admissão aerodinâmicas R_h e R_b .

$$R_h = \frac{1}{\eta_h} - \frac{1}{2\eta_h^2}(1 - e^{-2\eta_h}); \quad R_h = 1 \text{ para } \eta_h = 0 \quad (32)$$

$$R_b = \frac{1}{\eta_b} - \frac{1}{2\eta_b^2}(1 - e^{-2\eta_b}); \quad R_b = 1 \text{ para } \eta_b = 0 \quad (33)$$

Com:

$$\eta_h = \frac{4,6h}{L(z_s)} \cdot f_L(z_s, n_{1,x}) \quad (34)$$

$$\eta_b = \frac{4,6b}{L(z_s)} \cdot f_L(z_s, n_{1,x}) \quad (35)$$

Sendo:

h: altura da estrutura;

L(z): escala de comprimento de turbulência;

$f_L(z,n)$: frequência adimensional, definida na equação 31.

b: largura da estrutura;

3.5.7 Forças causadas pelo vento

Para determinação das forças que o vento exerce sobre um elemento construtivo será utilizada a equação 36.

$$F_w = c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p(z_e) \cdot A_{ref} \quad (36)$$

Sendo:

$c_s c_d$: coeficiente estrutural, definido pela equação 19;

c_f : coeficiente de força, definido pela equação 16;

q_p : pressão dinâmica de pico, definida pela equação 12;

A_{ref} : área de referência ($A_{ref} = l.b$), sendo l o comprimento estrutural considerado.

Neste caso, a velocidade a ser considerada na parcela da pressão dinâmica de pico será igual a v_{med} (item 3.3.3) e a parcela de turbulência $(1+7.I_v(z))$ será retirada. Sendo assim:

$$F_{w,med} = c_s c_d c_f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{med}^2 \cdot A_{ref} \quad (37)$$

3.5.8 Fenômeno de desprendimento de vórtices

De acordo com Ribeiro (2002), o fenômeno de desprendimento de vórtices ocorre quando há o escoamento de um fluido ao redor de um obstáculo, fazendo com que ocorram variações de pressões na superfície do “obstáculo”, resultando em esforços dinâmicos em forma de oscilações. Segundo Sandra Freitas (2015), possíveis danos de fadiga podem ser causados quando há o desenvolvimento de interferências e, conseqüentemente, vibrações em estruturas sob influência de um escoamento de fluidos. No caso de estruturas esbeltas, como a torre metálica do presente estudo, o conhecimento do fenômeno é essencial para evitar vibrações indesejadas, impedindo que seja alcançada a frequência de ressonância, que resultaria na falha estrutural do elemento estudado.

Segundo a EN 1991.1.4, o fenômeno ocorre quando há o desprendimento alternado do vórtice em ambos os lados da estrutura, fazendo com que surja uma carga flutuante perpendicular à direção do vento. Neste caso, quando a frequência do desprendimento de vórtices é igual a frequência natural da estrutura, há a indução de vibrações, neste momento a velocidade do vento é igual a velocidade crítica (v_{crit}).

$$v_{crit,i} = \frac{b \cdot n_{i,y}}{S_t} \quad (38)$$

Sendo:

b: largura de referência da seção transversal na qual ocorre o desprendimento de vórtice com deflexão modal máxima da estrutura. Considerando a estrutura em estudo

com seção transversal circular, a largura de referência é igual ao diâmetro externo da circunferência;

$n_{i,y}$: frequência natural do modo de flexão i de vibração da seção transversal, obtida através da do ensaio de vibrações;

S_t : Número de Strouhal, obtido através da Figura 32. Considerando uma seção circular, S_t é igual a 0,18.

O desprendimento de vórtice não precisa ser analisado quando a velocidade crítica é menor do que 1,25 vezes a velocidade média do vento (v_m). Neste caso de estudo, tal condições só será satisfeita para modos de vibração elevados.

Admitindo que o desprendimento de vórtice ocorrerá sempre na região da estrutura com maior deslocamento modal e considerando o primeiro modo de vibração, o fenômeno ocorreria na parte superior da torre em estudo. No entanto, é importante ressaltar que o fenômeno de desprendimento de vórtices ocorre devido a interrupção de um fluxo de ar contínuo em razão da existência de um obstáculo, conforme apresentado na Figura 31. Sendo que, de acordo com Barros (2002), em estruturas de mastros com inércia variável, o desprendimento de vórtices que ocorre no terço superior do mesmo é responsável por gerar oscilações mais críticas.

Sendo assim, quando as pás do aerogerador se encontram em funcionamento, há um distúrbio do fluxo do ar antes do mesmo atingir a torre de suporte, fazendo com que as interações torre/vento sejam muito mais complexas. Neste caso, o desprendimento de vórtice seria pouco provável. No entanto, a análise do fenômeno será realizada devido ao fato de que as pás do aerogerador em estudo não funcionam de forma intermitente, sofrendo interrupções devido a baixas velocidades do vento.

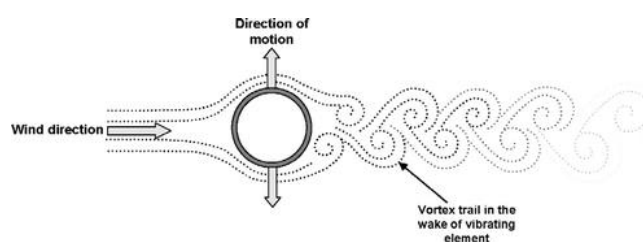


Figura 31: Desprendimento de vórtice em um objeto simétrico.
Fonte: Rice et. al. (2007).

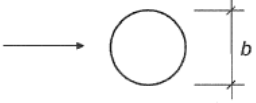
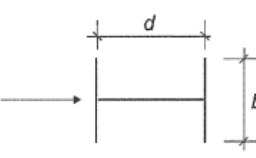
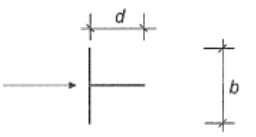
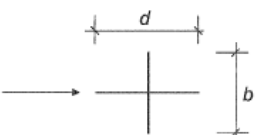
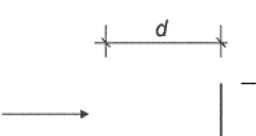
Seção transversal	S_t
 <p>para todos os números de Reynolds (Re)</p>	0,18
 <p>interpolação linear</p>	$d/b = 1$ 0,11 $d/b = 1,5$ 0,10 $d/b = 2$ 0,14
 <p>interpolação linear</p>	$d/b = 1$ 0,13 $d/b = 2$ 0,08
 <p>interpolação linear</p>	$d/b = 1$ 0,16 $d/b = 2$ 0,12
 <p>interpolação linear</p>	$d/b = 1,3$ 0,11 $d/b = 2,0$ 0,07
NOTA: Extrapolações para o número de Strouhal como função de d/b não são permitidas	

Figura 32: Números de Strouhal para diferentes seções transversais.
Fonte: Adaptado de EN 1991.1.4.

Por fim, os efeitos causados pelas vibrações devido ao desprendimento de vórtice podem ser estimados a partir do efeito da força de inércia por unidade de comprimento (F_w (s)) atuando na região s da estrutura de forma perpendicular à direção do vento, como demonstra a equação 39.

$$F_w(s) = m(s) \cdot (2 \cdot \pi \cdot n_{i,y})^2 \cdot \phi_{i,y}(s) \cdot y_{F,\max} \quad (39)$$

Sendo:

m (s): massa oscilante da estrutura por unidade de comprimento [kg/m];

$n_{i,y}$: frequência natural da estrutura;

$\phi_{i,y}(s)$: fator de forma da estrutura, admitindo $\phi_{i,y}(s) = 1$ no ponto de deslocamento máximo;

$y_{F,max}$: deslocamento máximo no ponto $\phi_{i,y}(s) = 1$, ao longo do tempo.

A norma EN 1991.1.4 discute a utilização de dois métodos de cálculo para o deslocamento máximo $y_{F,max}$. O primeiro pode ser utilizado para diferentes tipos de estruturas e fatores de forma, devendo ser utilizado para regiões com condições climáticas normais e será o método abordado neste estudo.

$$\frac{y_{F,max}}{b} = \frac{1}{S_t^2} \cdot \frac{1}{S_c} \cdot K \cdot K_w \cdot c_{lat} \quad (40)$$

Sendo:

S_t : número de Strouhal, $S_t = 0,18$;

S_c : número de Scruton;

K : fator de forma modal;

K_w : fator de comprimento de correlação efetivo;

c_{lat} : coeficiente de força lateral.

Neste contexto, o número de Struton (S_c) é definido pela equação a seguir.

$$S_c = \frac{2 \cdot \delta_s \cdot m_{i,e}}{\rho \cdot b^2} \quad (41)$$

Sendo:

δ_s : amortecimento estrutural expresso pelo decréscimo logarítmico, apresentado no Quadro 9;

$m_{i,e}$: massa equivalente por unidade de comprimento para o modo de vibração i , definida pela equação 29;

ρ : densidade do ar em condições de desprendimento de vórtice, $\rho = 1,25$ [kg/m³], valor recomendado pela EN 1991.1.4;

b: largura de referência da seção transversal para qual ocorre o desprendimento de vórtice.

O fator de forma modal (K) é obtido através da equação 42.

$$K = \frac{\sum_{j=1}^m \int_{l_j} |\phi_{i,y}(s)| ds}{4 \cdot \pi \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{i,y}^2(s) ds} \quad (42)$$

Sendo:

$\phi_{i,y}(s)$: fator de forma da estrutura, admitindo $\phi_{i,y}(s) = 1$ no ponto de deslocamento máximo;

m: número de antinós da estrutura com modo de vibração $\phi_{i,y}$;

l: comprimento da estrutura em dois nós.

O fator de comprimento de correlação efetivo (K_w) é obtido através da equação 43.

$$K_w = \frac{\sum_{j=1}^n \int_{L_j} |\phi_{i,y}(s)| ds}{\sum_{j=1}^m \int_{l_j} |\phi_{i,y}(s)| ds} \leq 0,6 \quad (43)$$

Sendo:

$\phi_{i,y}(s)$: fator de forma da estrutura, admitindo $\phi_{i,y}(s) = 1$ no ponto de deslocamento máximo;

L_j : comprimento de correlação, obtido no Quadro 10;

l_j : comprimento da estrutura entre dois nós. Para estruturas em balanço, l_j será igual a altura da estrutura.

n: número de regiões em que os desprendimentos de vórtice acontecem ao mesmo tempo;

m : número de antinós da estrutura com modo de vibração $\phi_{i,y}$, apresentado na Figura 33;

s : coordenada da região estudada.

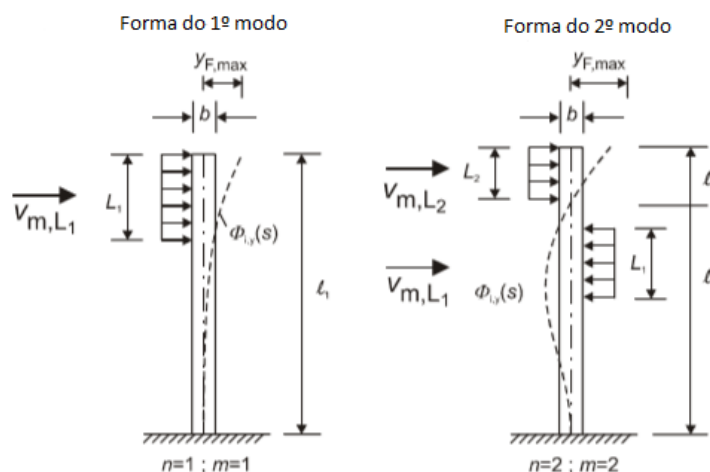


Figura 33: Número de antinós em função do comprimento de correlação L_j .
Fonte: Polícia, 2015. Figura 4.11.

Quadro 10: Comprimento de correlação efetivo em função da amplitude de vibração.

$y_F(s_j) / b$	L_j / b
< 0,1	6
0,1 - 0,6	$4,8 + 12 \cdot \frac{y_F(s_j)}{b}$
> 0,6	12

Fonte: Adaptado de Polícia, 2015.

O cálculo do coeficiente de força lateral depende da velocidade crítica do vento ($v_{crit,i}$), da velocidade média do vento ao centro do comprimento de correlação efetivo (v_{m,L_j}) e do valor básico do coeficiente de força lateral ($C_{lat,0}$), conforme apresentado no Quadro 11.

Quadro 11: Coeficiente de força lateral (c_{lat}).

Relação $v_{crit,i} / v_{m,L_j}$	C_{lat}
$\frac{v_{crit,i}}{v_{m,L_j}} \leq 0,83$	$C_{lat} = C_{lat,0}$
$0,83 \leq \frac{v_{crit,i}}{v_{m,L_j}} < 1,25$	$C_{lat} = \left(3 - 2,4 \frac{v_{crit,i}}{v_{m,L_j}} \right) \cdot C_{lat,0}$
$1,25 \leq \frac{v_{crit,i}}{v_{m,L_j}}$	$C_{lat} = 0$

Fonte: Adaptado de EN 1991.1.4.

O valor básico do coeficiente de força lateral pode, então, ser obtido através da Figura 34, que o relaciona com o número de Reynolds, anteriormente definido pela equação 17. De acordo com Barros (2002) a formação e separação da camada limite eólica no contorno de uma estrutura depende do número de Reynolds do escoamento.

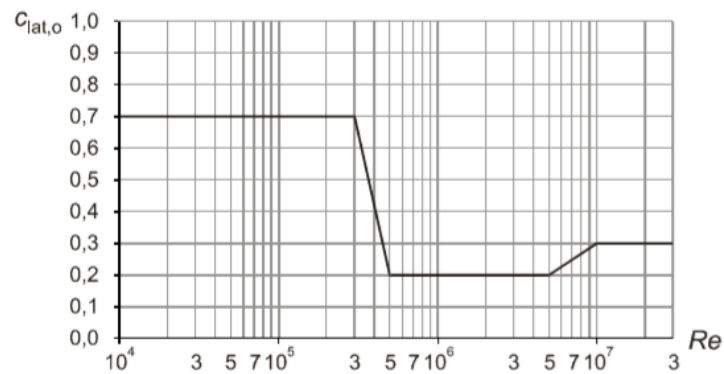


Figura 34: Valor básico do coeficiente de força lateral ($c_{lat,0}$).

Fonte: EN 1991.1.4.

Por fim, o número de ciclos de carregamento (N) causados pelas oscilações que ocorrem devido ao desprendimento de vórtices é dado pela equação 44. A norma EN 1991.1.4 recomenda que $N \geq 10^4$.

$$N = 2 \cdot T \cdot n_y \cdot \varepsilon_0 \cdot \left(\frac{v_{crit}}{v_0} \right)^2 \cdot \exp \left(- \left(\frac{v_{crit}}{v_0} \right)^2 \right) \quad (44)$$

Sendo:

T: tempo de vida, em segundos, que é igual a $3,2 \times 10^7$ multiplicados pelo tempo de vida previsto, em anos;

n_y : frequência natural do modo de vibração transversal à ação do vento, obtida através do ensaio de vibrações;

ε_0 : fator de largura de banda que descreve a banda de velocidades do vento com indução de vibrações devido aos desprendimentos de vórtice, $\varepsilon_0 = 0,3$, como recomendado pela EN 1991.1.4;

v_{crit} : velocidade crítica do vento;

v_0 : valor modal segundo a distribuição probabilística de Weibull, utilizada para a velocidade do vento, multiplicado por $\sqrt{2}$. Neste caso, será adotado como v_0 o valor de 20% do valor característico da velocidade média do vento à altura em que ocorrem os fenômenos de desprendimento de vórtice.

4 RESULTADOS E CONCLUSÕES

4.1 FREQUÊNCIA NATURAL DA ESTRUTURA

A determinação da frequência natural da estrutura é essencial para o correto dimensionamento da mesma, assim como pode ser utilizada para validação do modelo numérico proposto. Desta forma, serão apresentados e comparados dois métodos para obtenção da frequência natural, sendo o primeiro um método experimental e o segundo um método numérico (modelação em ANSYS).

Para obtenção da frequência natural da estrutura a partir do método experimental, foi realizado um ensaio de carga dinâmica com dois acelerômetros a 1,41 metros de altura em duas direções distintas (x e y). Para excitação da torre, foi utilizado um martelo de impacto do modelo PCB 086b20. Como resultado, obteve-se um valor médio de 1,61 Hz para a primeira frequência própria de vibração e de 5,99 Hz para a segunda, valores utilizados para os cálculos de dimensionamento da estrutura, descritos no item 3.5 e apresentados a seguir.

Como se pode perceber a partir da análise do Quadro 12, os valores para as frequências próprias de vibração da estrutura obtidos pelo método experimental e pelo modelo numérico são ligeiramente diferentes. Tal diferença pode ser explicada por diversos fatores como: a escada e sua massa equivalente não foram consideradas no modelo numérico, sendo a mesma responsável por alterar a inércia da estrutura; o aerogerador também não foi modelado de maneira fidedigna ao modelo real, sendo considerada apenas uma força centralizada igual ao peso do rotor, ou seja, a excentricidade da massa do aerogerador não foi considerada (figura ...). Além disso, durante o ensaio experimental, podem ter havido interferências devido as vibrações do aerogerador e da torre, sendo que o modelo numérico fornece apenas as vibrações da torre.

Sendo assim, com o objetivo de igualar as frequências obtidas por ambos os métodos, seria necessária uma modelagem mais detalhada e, conseqüentemente, mais complexa.



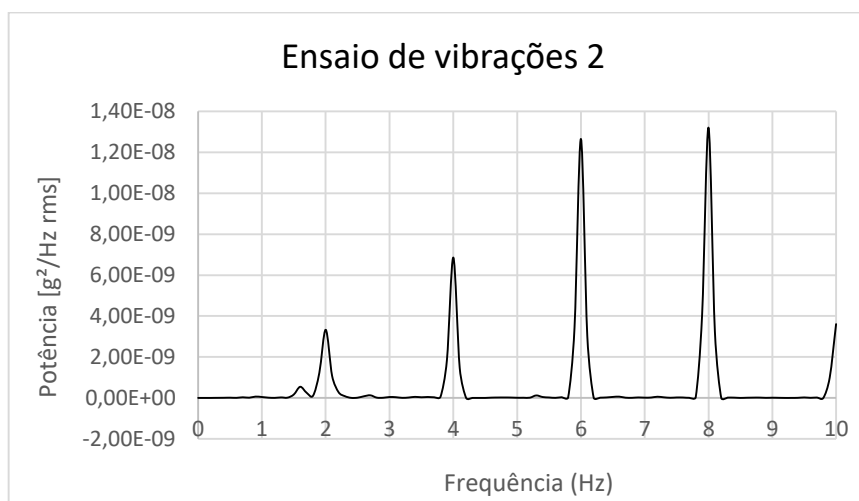
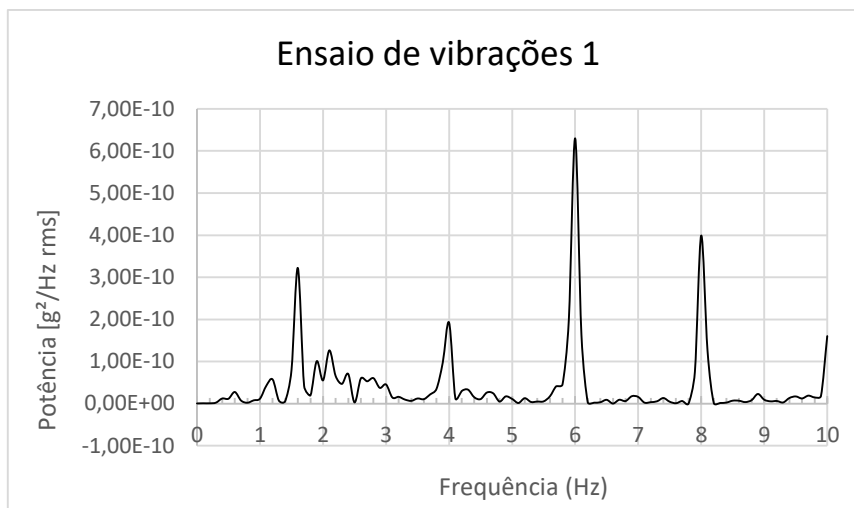
Figura 35: Excentricidade do aerogerador.
Fonte: A autora.

Quadro 12: Comparação entre as frequências obtidas pelos diferentes métodos empregados.

Frequências (Hz)	Método experimental	Modelo numérico
Primeiro modo de vibração	1,61	1,36
Segundo modo de vibração	5,99	5,68

Fonte: A autora.

Para o ensaio experimental foram descartadas vibrações intermediárias, assumindo-se se tratarem de vibrações do aerogerador e não da torre metálica em si. Após obtidos os valores para as frequências, foram plotados dois gráficos com auxílio do programa *Excel* e que são apresentados abaixo.



Outros fatores podem influenciar nos resultados experimentais, como defeitos na estrutura, visto que a mesma se encontra deformada, diferença nas espessuras consideradas, entre outras coisas. Para tanto, nos cálculos foram considerados os valores obtidos a partir do ensaio experimental, por serem mais fidedignos aos valores reais.

Os resultados apresentados nos gráficos acima foram filtrados para frequências entre 0 e 10 Hz.

4.2 DIMENSIONAMENTO ESTRUTURAL

A seguir serão apresentados os cálculos e resultados obtidos com a utilização das equações e seguindo os procedimentos de cálculo descritos no item 3.5 deste estudo. Neste contexto, é necessário que os valores calculados estejam o mais próximo possível da situação real, garantindo a fiabilidade dos resultados. Os cálculos foram realizados com o programa Excel e serão apresentados em quadros para uma melhor visualização.

4.2.1 Modelação das ações do vento

Quadro 13: Cálculo do valor de referência da velocidade do vento (v_b).

Parâmetro	Valor	Unidade	Equação	Referência	v_b
C_{dir}	1,0	-	$v_b = C_{dir} \cdot C_{season} \cdot v_{b,0}$	Equação 3	30 [m/s]
C_{season}	1,0	-			
$v_{b,0}$	30	[m/s]			

Fonte: A autora.

4.2.2 Vibrações na direção do escoamento

Quadro 14: Cálculo da velocidade média do vento (v_m).

Parâmetro	Equação	Referência	Valor	Unidade
h	-	Item 3.2	17,80	m
z_0	-	Quadro 6	0,05	m
$z_{0,II}$	-	Quadro 6	0,05	m
z	$z = 0,6 \cdot h$	Figura 29	10,68	m
$c_0(z)$	-	EN 1991.1.4 (2010)	1,0	-
v_{med}	-	Figura 23	5,5	m/s
k_r	$k_r = 0,19 \left(\frac{z_0}{z_{0,II}} \right)^{0,07}$	Equação 7	0,19	-
...

...
$c_r(z)$	$c_r(z) = k_r \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$	Equação 6	1,019	-
$v_m(z)$	$v_m(z) = c_r(z) \cdot c_0(z) \cdot v_b$	Equação 5	30,575	m/s

Fonte: A autora.

4.2.3 Coeficiente de exposição

Quadro 15: Cálculo do coeficiente de exposição (c_e).

Parâmetro	Equação	Referência	Valor	Unidade
ρ	-	EN 1991.1.4 (2010)	1,25	kg/m ³
v_b	-	Quadro 13	30	m/s
k_r	-	Quadro 13	0,19	-
k_1	-	EN 1991.1.4 (2010)	1,0	-
$v_m(z)$	-	Quadro 13	30,58	m/s
Z_{max}	-	EN 1991.1.4 (2010)	200	m
q_b	$q_b = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2$	Equação 15	562,5	Pa
σ_v	$\sigma_v = k_r \cdot v_b \cdot k_1$	Equação 14	5,7	m/s
$l_v(z)$	$l_v(z) = \frac{\sigma_v}{v_m(z)}$	Equação 13	0,186	-
$q_p(z)$	$q_p(z) = [1 + 7 \cdot l_v(z)] \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_m^2(z)$	Equação 12	1.346,758	Pa
$c_e(z)$	$c_e(z) = \frac{q_p(z)}{q_b}$	Equação 11	2,394	-

Fonte: A autora.

4.2.4 Coeficiente de força

Quadro 16: Cálculo do coeficiente de força (c_f).

Parâmetro	Equação	Referência	Valor	Unidade
λ	-	Quadro 8	70	-
φ	-	-	1,0	-
ψ_λ	-	Figura 28	0,92	-
k	-	Quadro 7	0,0002	m
b	-	Figura 18	0,589	m
k/b	-	-	0,00034	
ρ	-	EN 1991.1.4 (2010)	1,25	kg/m ³
q_p	-	Quadro 15	1.346,758	Pa
ν	-	EN 1991.1.4 (2010)	15×10^{-6}	m ² /s
$\nu(z_e)$	$\nu(z_e) = \sqrt{\frac{2q_p}{\rho}}$	Equação 18	46,420	m/s
Re	$Re = \frac{b \cdot \nu(z_e)}{\nu}$	Equação 17	$1,821 \times 10^6$	-
$c_{f,0}$	$c_{f,0} = 1,2 + \frac{0,18 \cdot \log(10 \cdot k / b)}{1 + 0,4 \cdot \log(Re / 10^6)}$	Figura 9	0,798	-
c_f	$c_f = c_{f,0} \cdot \psi_\lambda$	Equação 16	0,734	-

Fonte: A autora.

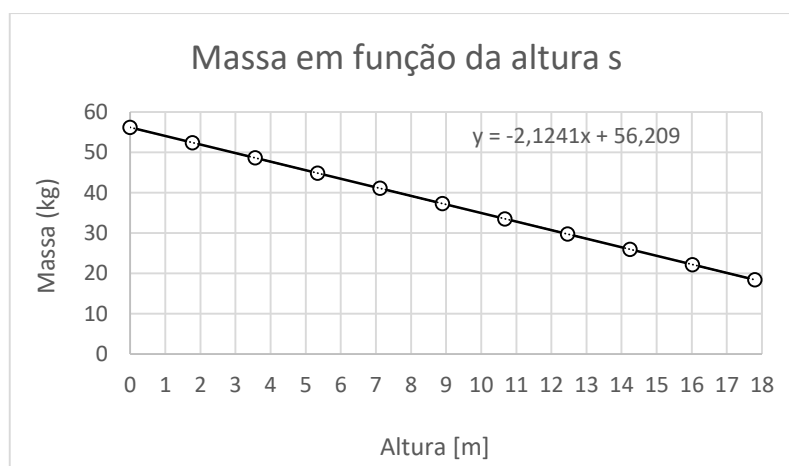
4.2.5 Coeficiente estrutural

Para o cálculo do coeficiente estrutural, foi necessário determinar uma equação para a massa da estrutura em função da altura (m(s)). Os cálculos foram realizados e a equação foi obtida com auxílio do programa *Excel*. Os resultados serão apresentados no Quadro 17 e no gráfico a seguir. As áreas dos polígonos internos e externos foram obtidas com auxílio do *software* AutoCad.

Quadro 17: Cálculo das massas equivalentes por elemento.

Altura [m]	Área polígono externo [m ²]	Área polígono interno [m ²]	Área [m ²]	Massa [kg]
0	0,26526416	0,25810383	0,00716	56,20859
1,78	0,23100496	0,22432626	0,006679	52,42779
3,56	0,19911361	0,19291654	0,006197	48,647
5,34	0,16959012	0,16387469	0,005715	44,86613
7,12	0,14243449	0,13720069	0,005234	41,08533
8,9	0,11764671	0,11289455	0,004752	37,30446
10,68	0,09522268	0,09095627	0,004271	33,52366
12,46	0,07517474	0,07138585	0,003789	29,74279
14,24	0,05749054	0,05418328	0,003307	25,96199
16,02	0,0421742	0,03934858	0,002826	22,18112
17,8	0,02922572	0,02688173	0,002344	18,40032

Fonte: A autora.



Fonte: A autora.

Após feito isso, é possível prosseguir com o cálculo do coeficiente estrutural, conforme apresentado no Quadro 18.

Quadro 18: Cálculo do coeficiente estrutural (c_{sd}).

Parâmetro	Equação	Referência	Valor	Unidade
z_0	-	Quadro 6	0,05	m
z	-	Quadro 14	10,68	m
z_t	-	EN 1991.1.4 (2010)	200	m
L_t	-	EN 1991.1.4 (2010)	300	m
N	-	Item 4.1	1,61	Hz
$v_m(z)$	-	Quadro 13	30,58	m/s
B	-	Figura 18	0,589	m
H	-	Item 3.2	17,8	m
c_f	-	Quadro 16	0,734	-
ρ	-	EN 1991.1.4 (2010)	1,25	kg/m ³
δ_d	-	-	0	-
δ_s	-	Quadro 9	0,012	-
T	-	EN 1991.1.4 (2010)	600	s
$l_v(z_s)$	-	Quadro 15	0,186	-
$m(s)$	$0 \leq s < 17,8; m(s) = -2,1241 \cdot s + 56,209$ $s = 17,8; m = 75$	Quadro 17	-	kg
$\phi_I(s)$	$\phi_I(s) = -5,44E-05s^3 + 4,09E-03s^2$	Modelo numérico	-	-
α	$\alpha = 0,67 + 0,05 \ln(z_0)$	Equação 24	0,520	-
$L(z)$	$L(z) = L_t \cdot \left(\frac{z}{z_t}\right)^\alpha$	Equação 23	65,339	m
$f_L(z,n)$	$f_L(z,n) = \frac{n \cdot L(z)}{v_m(z)}$	Equação 31	3,441	-
η_b	$\eta_b = \frac{4,6b}{L(z_s)} \cdot f_L(z_s, n_{1,x})$	Equação 35	0,143	-
η_h	$\eta_h = \frac{4,6h}{L(z_s)} \cdot f_L(z_s, n_{1,x})$	Equação 34	4,312	-
R_b	$R_b = \frac{1}{\eta_b} - \frac{1}{2 \cdot \eta_b^2} (1 - e^{-2 \cdot \eta_b})$	Equação 33	0,911	-
...

...
R_h	$R_h = \frac{1}{\eta_h} - \frac{1}{2\eta_h^2}(1 - e^{-2\eta_h})$	Equação 32	0,205	-
$S_L(z,n)$	$S_L(z,n) = \frac{6,8 \cdot f_L(z,n)}{(1+10,2 \cdot f_L(z,n))^{5/3}}$	Equação 30	0,059	-
m_e	$m_e = \frac{\int_0^{17,8} [m(s) \cdot \phi_1^2(s)] + 75 ds}{\int_0^{17,8} \phi_1^2(s) + 1 ds}$	Equação 29	66,228	kg/m
δ_a	$\delta_a = \frac{c_f \cdot \rho \cdot b \cdot v_m(z_s)}{2 \cdot n_1 \cdot m_e}$	Equação 27	0,077	-
δ	$\delta = \delta_s + \delta_a + \delta_d$	Equação 26	0,089	-
R^2	$R^2 = \frac{\pi^2}{2 \cdot \delta} \cdot S_L(z_s, n_{1,x}) \cdot R_h(\eta_h) \cdot R_b(\eta_b)$	Equação 25	0,612	-
B^2	$B^2 = \frac{1}{1 + 0,9 \cdot \left(\frac{b+h}{L(z_s)}\right)^{0,63}}$	Equação 22	0,712	-
v	$v = n_{1,x} \sqrt{\frac{R^2}{B^2 + R^2}} \geq 0,08 \text{ Hz}$	Equação 21	1,095	Hz
k_p	$k_p = \sqrt{2 \cdot \ln(v \cdot T)} + \frac{0,6}{\sqrt{2 \cdot \ln(v \cdot T)}} \geq 3,0$	Equação 20	3,769	-
$c_s c_d$	$c_s c_d = \frac{1 + 2 \cdot k_p \cdot I_v(z_s) \cdot \sqrt{B^2 + R^2}}{1 + 7 \cdot I_v(z_s)}$	Equação 19	1,701	-

Fonte: A autora.

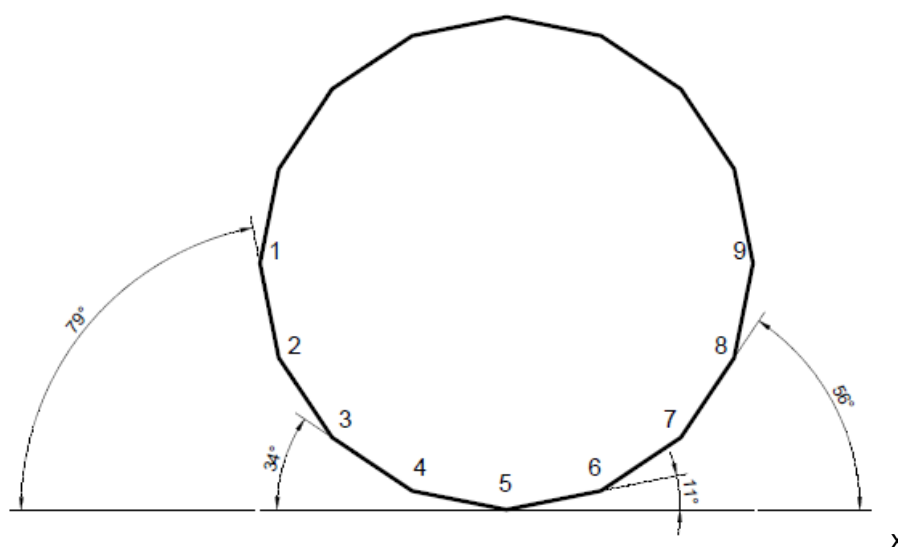
4.2.6 Forças causadas pelo vento

Após serem calculados os coeficientes estrutural, de força e de exposição, assim como os valores de referência para velocidade média do vento, é possível determinar as forças causadas pelo vento na estrutura, sendo que as mesmas dependem da altura, largura e orientação das faces nas qual o vento incide, assim

como do ângulo de incidência do vento em relação a face analisada, conforme apresentado na Figura 36.

A torre metálica foi então dividida na direção vertical (y) em 10 partes iguais com 1,78 metros cada. A força imposta pelo vento será considerada uniforme em cada um dos trechos e igual ao valor da ação na altura ao meio do trecho. Deste modo, os valores de cada uma das faces foram projetados horizontalmente (no eixo x) e de acordo com a altura z considerada, com auxílio do programa AutoCad. O vento foi considerado com direção perpendicular ao eixo x. Os resultados estão apresentados no Quadro 19.

Figura 36: Orientação das faces em relação ao eixo x e numeração das arestas.



Fonte: A autora

Quadro 19: Faces projetadas no eixo x.

z [m]	Fases entre arestas [m]			
	4-5 e 5-6	3-4 e 6-7	2-3 e 7-8	1-2 e 8-9
0,0	0,112646	0,095496	0,063809	0,022409
1,0	0,108418	0,091912	0,061414	0,021567
3,0	0,099965	0,084746	0,056626	0,019885
5,0	0,091513	0,077581	0,051838	0,018203
7,0	0,083055	0,07041	0,047047	0,016521
9,0	0,074595	0,063239	0,042255	0,014838
11,0	0,06614	0,05607	0,037465	0,013156
13,0	0,057684	0,048902	0,032675	0,011474
15,0	0,049228	0,041734	0,027886	0,009792
17,0	0,041195	0,034924	0,023336	0,008194
17,8	0,037390	0,031698	0,021180	0,007437

Fonte: A autora.

Foram calculados então, os valores da pressão atuante ao longo da torre correspondentes à ação do vento, em N/m^2 , considerando as alturas de referência apresentadas no Quadro 19, um coeficiente estrutural de 1,701 ($C_{se}C_d$) e um coeficiente de força igual a 0,734 (C_f). Os valores para ação do vento serão, então, apresentados no Quadro 20.

Quadro 20: Forças causadas pelo vento.

z [m]	$q_p(z)$ [Pa]	Fw [Pa]
0,195	231,067	288,463
1,78	766,928	957,429
3,56	975,774	1.218,151
5,34	1.106,986	1.381,956
7,12	1.204,132	1.503,232
8,90	1.281,799	1.600,191
10,68	1.346,758	1.681,286
12,46	1.402,734	1.751,166
14,24	1.452,003	1.812,673
16,02	1.496,062	1.867,675
17,80	1.535,951	1.917,473

Fonte: A autora.

4.2.7 Fator de resposta de rajada

O fator de resposta de rajada (G) em função da altura z do vento foi calculado a partir da equação 8, sendo o coeficiente estrutural c_{scd} igual a 1,701 e o coeficiente de exposição variando com a altura z . Os valores serão apresentados no Quadro 21.

Quadro 21: Forças causadas pelo vento.

z [m]	G
1,78	1,320
3,56	1,951
5,34	2,348
7,12	2,642
8,9	2,877
10,68	2,877
12,46	3,074
14,24	3,243
16,02	3,392
17,8	3,525

Fonte: A autora.

O valor para o desvio padrão para os valores médios de velocidade do vento foi então calculado a partir da equação 9, utilizando a velocidade média obtida a partir da Figura 23 ($v_{med} = 5,5$ [m/s]). Para o cálculo do desvio padrão, foi considerada a altura de referência z igual a 10,68 metros, resultando em $\sigma = 3,440$. O número de ciclos equivalentes foi então calculado a partir da equação 10, com T igual a 25 anos. Deste modo, N_i é igual a 50.000.

4.2.8 Fenômeno de desprendimento de vórtices

O desprendimento de vórtices ocorre quando há vibrações em direção transversal ao escoamento do vento, ou seja, nesta seção será analisado o segundo

modo de vibração e não o primeiro como ocorreu nos itens anteriores, por se tratar do modo de vibração transversal à direção do vento da estrutura.

Quadro 22: Fenômeno de desprendimento de vórtices.

Parâmetro	Equação	Referência	Valor	Unidade
ε_0	-	EN 1991.1.4 (2010)	0,3	-
T	-	EN 1991.1.4 (2010)	8×10^8	m/s
ρ	-	EN 1991.1.4 (2010)	1,25	kg/m ²
δ_s	-	Quadro 9	0,012	-
S_t	-	Figura 32	0,18	-
$n_{2,y}$	-	Item 4.1	5,99	Hz
b	-	Figura 18	0,1954	m
$C_{lat,0}$	-	Figura 34	0,7	-
l_i	-	-	17,8	m
L_i	$L_i = 0,1954 \cdot 12$	Quadro 10	2,345	m
$v_{crit,2}$	$v_{crit,i} = \frac{b \cdot n_{i,y}}{S_t}$	Equação 38	6,502	m/s
Re	$Re = \frac{b \cdot v_{crit,i}}{v}$	Equação 17	$8,471 \times 10^4$	-
m (s)	$0 \leq s < 17,8; m(s) = -2,1241 \cdot s + 56,209$ $s = 17,8; m = 75$	Quadro 17	-	kg
$\Phi_{2,y}$ (s)	$\Phi_{2,y}(s) = -1,5E-06s^5 + 3,87E-05s^4 + 8,1E-04s^3 + 1,49E-02s^2$	Modelo numérico	-	-
v_0	$v_0 = 0,2 \cdot v_m(17,8)$	EN 1991.1.4 (2010)	6,697	m/s
$m_{2,e}$	$m_e = \frac{\int_0^{17,8} [m(s) \cdot \phi_{2,y}^2(s)] + 75 ds}{\int_0^{17,8} \phi_{2,y}^2(s) + 1 ds}$	Equação 29	44,987	kg/m
N	$N = 2 \cdot T \cdot n_y \cdot \varepsilon_0 \cdot \left(\frac{v_{crit}}{v_0}\right)^2 \cdot \exp\left(-\left(\frac{v_{crit}}{v_0}\right)^2\right)$	Equação 44	6.956.500.738	
C_{lat}	$C_{lat} = C_{lat,0}$	Quadro 11	0,7	-
...

...
K_w	$K_w = \frac{\sum_{j=1}^1 \int_{15,455}^{17,8} \phi_{2,y}(s) ds}{\sum_{j=1}^m \int_0^{17,8} \phi_{2,y}(s) ds} \leq 0,6$	Equação 43	0,823 > 0,6	-
K	$K = \frac{\sum_{j=1}^m \int_{l_j} \phi_{i,y}(s) ds}{4 \cdot \pi \cdot \sum_{j=1}^m \phi_{i,y}^2(s) ds}$	Equação 42	0,027	-
S_c	$S_c = \frac{2 \cdot \delta_s \cdot m_{t,e}}{\rho \cdot b^2}$	Equação 41	22,622	-
$y_{F,max}$	$\frac{y_{F,max}}{b} = \frac{1}{S_t^2} \cdot \frac{1}{S_c} \cdot K \cdot K_w \cdot c_{lat}$	Equação 40	0,003	m
$F_w(s)$	$F_w(s) = m(s) \cdot (2 \cdot \pi \cdot n_{2,y})^2 \cdot \phi_{i,y}(s) \cdot y_{F,max}$	Equação 39	-	N/m

Fonte: A autora.

Assim, os valores para ações devido ao fenômeno do desprendimento de vórtice são apresentados no Quadro 23 em função da altura s considerada.

Quadro 23: Ações devido ao fenômeno de desprendimento de vórtice.

s [m]	$F_w(s)$ [N/m]	$F_w(s)$ [N/m]
15,455	190,490	-
17,8	295,632	-
17,8	-	1.205,018

Fonte: A autora.

Após a obtenção dos valores das ações, tanto para o desprendimento de vórtices quanto para as ações do vento na direção do escoamento, é possível aplicá-los a um modelo numérico para posterior análise quanto a fadiga.

5 ESTUDOS FUTUROS

Os cálculos envolvendo estruturas metálicas de mastros é relativamente complexo e envolve a análise de diversos fatores ainda pouco estudados, como os fenômenos de fadiga e desprendimento de vórtices. Deste modo, a partir dos procedimentos de cálculos e metodologias apresentadas neste estudo, é possível dar seguimento aplicando as forças obtidas a um modelo mais complexo e detalhado utilizando um programa de elementos finitos para posterior análise dos pormenores. Neste contexto, seria interessante o desenvolvimento de estudos futuros quanto a:

- Estudo dos fenômenos de fadiga em modelos numéricos mais complexos e próximos a realidade.
- Estudo mais aprofundado dos fenômenos de desprendimento de vórtices e como o mesmo é influenciado pela geometria dos aerogeradores e de diferentes elementos construtivos, como a escada.
- Estudo dos efeitos dos fenômenos de desprendimento de vórtices em torres com estrutura circular ou poligonal.
- Estudos referentes a mecanismos de controle de vibrações, como TMD's ou cintas helecoidais com dimensões apropriadas.

REFERÊNCIAS

AMARAL, D. **História da Mecânica** - O motor a vapor. Universidade Federal da Paraíba, 2010. Disponível em: http://www.demec.ufmg.br/port/d_online/diario/Ema078/historia%20do%20motor%20a%20vapor.pdf. Acesso em: 6 ago 2018.

BARROS, R. C. **Dimensionamento Estrutural de Mastros Metálicos**. Saxe-Coburg Publications, Reino Unido, 2013. Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería, vol. 18, pp. 251-365. Barcelona, 2002.

BARROS, R. C., FERREIRA, N. A. C & DELGADO, R. **Effects of Wind in Tall Buildings**: a comparison for a real case and its vibration control using a Tuned Mass Damper. Saxe-Coburg Publications, Reino Unido, 2013.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**, 2ª edição. Wiley, Chichester (Reino Unido), 2009.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001.

FALANI, S. Y. A. et al. **Prospecção Tecnológica para a Geração Eólica**. Brazilian Wind Power Conference. 2015. Disponível em: http://www2.ctee.com.br/brazilwindpower/2015/papers/Mario_Gonzalez.pdf Acesso em 12 ago 2018.

FARIAS, L. M. & SELLITTO, M. A. **Uso da energia ao longo da história**: evolução e perspectivas futuras. 2011. Disponível em: [http://www.liberato.com.br/sites/default/files/arquivos/Revista_SIER/v.%2012,%20n.%2017%20\(2011\)/1.%20Uso%20da%20energia%20ao%20longo%20da%20hist%F3ria.pdf](http://www.liberato.com.br/sites/default/files/arquivos/Revista_SIER/v.%2012,%20n.%2017%20(2011)/1.%20Uso%20da%20energia%20ao%20longo%20da%20hist%F3ria.pdf). Acesso em: 6 ago 2018.

FREITAS, S. **Análise e dimensionamento de cintas helicoidais em torres tubulares de telecomunicações para controlo do efeito de desprendimento de vórtices perante a ação do vento**. Dissertação (Mestrado em engenharia civil) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), 2015.

FREITAS, S. BARROS, R. C. & PAIVA, F. **Dimensionamento regulamentar de cintas helicoidais para torres tubulares de telecomunicações**. International Conference on Engineering (ICEUBI), 2-4 Dezembro, 2015.

FUNDAÇÃO DE AMPARO À PESQUISA DO ESTADO DE SÃO PAULO – FAPESP. **Potencial eólico em terra do Brasil pode ser seis vezes maior do que o estimado**. 2016. Disponível em: <http://agencia.fapesp.br/potencial-eolico-em-terra-do-brasil-pode-ser-seis-vezes-maior-do-que-o-estimado/24053/> Acesso em: 12 ago 2018.

GASCH, R. & TWELE, J. **Wind Power Plants** – Fundamentals, Design, Construction and Operation, 2ª edição. Springer, Berlin (Alemanha), 2012.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Statistics 2016**. 2017. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2016_EN_WEB.pdf> Acesso em: 12 ago 2018.

HENRIQUES, J. M. **Projecto de torres eólicas reticuladas de grande altura**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), 2012.

HENRIQUES, J. M. & BARROS, R. C. **Comparison of a Tall Lattice Wind Tower Response With and Without a TMD**. COMPDYN 2013: 4th International Conference on Computational Methods in Structural Dynamics and Earthquake Engineering. Ilha de Kos, Grécia, 12-14 Junho 2013.

HENRIQUES, J. M. & BARROS, R. C. **Design of lattice wind towers and comparison with the typical self-supported tubular towers**. 4th International Conference on Integrity Reliability and Failure. Funchal, Madeira (Portugal), 23-27 Junho 2013.

ROSAS, P. A. C. & ESTANQUEIRO, A. I. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas**, vol. 1. 2003. Disponível em: http://energiasrenovaveis.com/images/upload/Guia_Eletrico_CBEE_eolica.pdf Acesso em: 13 ago 2018.

MANWELL, J. F., MACGOWAN, J. G. & ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained** – Theory, Design and Application, 2ª edição. Wiley, Chichester (Reino Unido), 2009.

MARTINS, F. R., GUARNIERI, R. A. & PEREIRA, E. B. **O aproveitamento da energia Eólica**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos (SP), 2008.

MARQUES, S. **Energias Fósseis versus Energias Renováveis**: proposta de intervenção de Educação Ambiental no 1º Ciclo do Ensino Básico. 2007. 241f. Dissertação (Mestrado em Estudos da Criança Promoção da Saúde e do Meio Ambiente) – Universidade do Minho, Braga (Portugal), 2007

MORRIS, C. R. **The dawn of innovation the first American Industrial Revolution**. *PublicAffairs, Nova Iorque (Estados Unidos da América)*, 2012.

PACHECO, F. **Energias Renováveis**: breves conceitos. 2006. Disponível em: <http://files.pet-quimica.webnode.com/200000109-5ab055bae2/Conceitos_Energias_renov%C3%A1veis.pdf> Acesso em: 8 ago 2018.

POLÍCIA, A. R. **Estudo do Efeito de Fadiga em Torres com Aerogeradores**. 2015. 167f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto (Portugal), 2015.

RAMAGE, J. **Guia da Energia**. Editora Monitor, Lisboa (Portugal), 1997.

RISATTI, H. **Theory of Craft**: Function and Aesthetic Expression. University of North Carolina Press, Raleigh (Estados Unidos da América), 2009.

ROSA, C. A. & TIAGO FILHO, G. L. **Série Energias Renováveis: Eólica**. Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, Ministério de Minas e Energia, Itajubá (MG), 2007.

ROSA, C. A. & TIAGO FILHO, G. L. **Série Energias Renováveis: Solar**. Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, Ministério de Minas e Energia, Itajubá (MG), 2007.

SCHUTZ, F., MASSUQUETTI, A. & ALVES, T. W. **Demanda e oferta energética**: uma perspectiva mundial e nacional para o etanol, Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, v. 16, p. 3167-3186. Santa Maria (RS), 2013.

STANO JUNIOR, A. & TIAGO FILHO, G. L. **Série Energias Renováveis: Energias Renováveis**. Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, Ministério de Minas e Energia, Itajubá (MG), 2007.

UNITED NATIONS POPULATION FUND – UNFPA. **The World at Seven Billions**. 2011. Disponível em: https://www.unfpa.org/sites/default/files/resource-pdf/7B_fact_sheets_en.pdf, acesso em: 6 ago 2018.

VIEIRA, D. **Otimização de torres de telecomunicação metálicas tubulares treliçadas sujeitas à ação do vento, incluindo o desprendimento de vórtices**. Dissertação (Mestrado em engenharia civil) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), 2016.

ANEXO A

Quadro A24 – Distribuição da Produção Anual de Energia Primária no Brasil em TWh.

Ano	Fóssil	Hídrica	Eólica	Bioenergia	Solar	Outras Renováveis	Produção Total
2000	926,29	304,34	0,00	499,49	0,00	40,24	1.783,27
2001	963,21	267,82	0,04	526,11	0,00	41,37	1.818,77
2002	1.073,94	286,14	0,06	568,99	0,00	45,87	2.026,64
2003	1.101,70	305,67	0,06	631,76	0,00	52,52	2.136,92
2004	1.112,37	320,85	0,06	669,57	0,00	54,91	2.212,46
2005	1.213,69	337,52	0,09	692,15	0,00	59,45	2.332,08
2006	1.268,64	348,87	0,24	740,01	0,00	64,19	2.463,25
2007	1.292,55	374,08	0,66	803,36	0,00	73,56	2.601,73
2008	1.372,94	369,62	1,18	863,47	0,00	84,49	2.751,13
2009	1.441,90	391,06	1,24	806,94	0,00	93,07	2.796,53
2010	1.528,58	403,36	2,18	870,50	0,00	107,02	2.944,69
2011	1.570,03	428,41	2,71	805,57	0,00	110,70	2.981,78
2012	1.574,11	415,42	5,05	823,40	0,00	109,82	2.988,54
2013	1.582,02	391,06	6,58	859,27	0,00	116,55	3.001,61
2014	1.761,07	373,51	12,21	863,05	0,00	131,74	3.170,59
2015	1.901,00	359,81	21,63	876,02	0,06	143,68	3.329,40
2016	1.984,31	380,98	33,49	857,75	0,09	148,64	3.427,59
2017	2.066,03	370,97	42,38	866,51	0,83	156,33	3.524,34
Acumulado	25.734,38	6.429,49	129,86	13.623,93	0,98	1.634,12	48.291,34

Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas>
-Completas (adaptada).

Quadro A25 – Distribuição Percentual da Produção Anual de Energia Primária no Brasil.

Ano	Fóssil	Hídrica	Eólica	Bioenergia	Solar	Outras Renováveis
2000	51,94%	17,07%	0,00%	28,01%	0,00%	2,26%
2001	52,96%	14,73%	0,00%	28,93%	0,00%	2,27%
2002	52,99%	14,12%	0,00%	28,08%	0,00%	2,26%
2003	51,56%	14,30%	0,00%	29,56%	0,00%	2,46%
2004	50,28%	14,50%	0,00%	30,26%	0,00%	2,48%
2005	52,04%	14,47%	0,00%	29,68%	0,00%	2,55%
2006	51,50%	14,16%	0,01%	30,04%	0,00%	2,61%
2007	49,68%	14,38%	0,03%	30,88%	0,00%	2,83%
2008	49,90%	13,44%	0,04%	31,39%	0,00%	3,07%
2009	51,56%	13,98%	0,04%	28,86%	0,00%	3,33%
2010	51,91%	13,70%	0,07%	29,56%	0,00%	3,63%
2011	52,65%	14,37%	0,09%	27,02%	0,00%	3,71%
2012	52,67%	13,90%	0,17%	27,55%	0,00%	3,67%
2013	52,71%	13,03%	0,22%	28,63%	0,00%	3,88%
2014	55,54%	11,78%	0,39%	27,22%	0,00%	4,15%
2015	57,10%	10,81%	0,65%	26,31%	0,00%	4,32%
2016	57,89%	11,12%	0,98%	25,02%	0,00%	4,34%
2017	58,62%	10,53%	1,20%	24,59%	0,02%	4,44%
Acumulado	53,29%	13,31%	0,27%	28,21%	0,00%	3,38%

Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas> (adaptada).

Quadro A26 – Distribuição do Consumo Anual de Energia Primária no Brasil em TWh.

Ano	Fóssil	Bioenergia	Outras Renováveis	Total
2000	1.021,77	473,56	331,72	1.827,05
2001	1.037,06	491,84	309,66	1.838,56
2002	1.060,43	536,34	324,42	1.921,19
2003	1.045,85	578,21	342,27	1.966,33
2004	1.091,39	615,11	360,01	2.066,51
2005	1.107,59	636,94	375,26	2.119,79
2006	1.126,76	672,10	390,02	2.188,88
2007	1.193,75	732,04	412,20	2.337,99
2008	1.239,85	792,01	428,33	2.460,19
2009	1.195,14	772,35	426,11	2.393,59
2010	1.321,16	813,45	464,78	2.599,40
2011	1.421,14	761,35	481,05	2.663,54
2012	1.487,57	760,55	498,48	2.746,60
2013	1.527,55	792,71	516,06	2.836,32
2014	1.567,96	804,27	532,44	2.904,67
2015	1.498,94	837,17	524,47	2.860,58
2016	1.456,87	822,32	521,26	2.800,45
2017	1.484,34	838,33	526,12	2.848,79
Acumulado	22.885,14	12.730,62	7.764,67	43.380,43

Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas> (adaptada).

Quadro A27 – Distribuição Percentual do Consumo Anual de Energia Primária no Brasil.

Ano	Fóssil	Bioenergia	Outras Renováveis
2000	55,92%	25,92%	18,16%
2001	56,41%	26,75%	16,84%
2002	55,20%	27,92%	16,89%
2003	53,19%	29,41%	17,41%
2004	52,81%	29,77%	17,42%
2005	52,25%	30,05%	17,70%
2006	51,48%	30,71%	17,82%
2007	51,06%	31,31%	17,63%
2008	50,40%	32,19%	17,41%
2009	49,93%	32,27%	17,80%
2010	50,83%	31,29%	17,88%
2011	53,36%	28,58%	18,06%
2012	54,16%	27,69%	18,15%
2013	53,86%	27,95%	18,19%
2014	53,98%	27,69%	18,33%
2015	52,40%	29,27%	18,33%
2016	52,02%	29,36%	18,61%
2017	52,10%	29,43%	18,47%

Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas> (adaptada).

Quadro A28 - Saldo Anual da Balança Comercial de Energia Primária no Brasil em TWh
(valores negativos correspondem à exportação).

Ano	Petróleo	Gás Natural	Carvão Mineral	Eletricidade	Balanco Anual
2000	301,30	23,40	120,86	44,34	503,03
2001	246,29	51,39	119,01	37,85	479,87
2002	121,51	56,82	122,90	36,57	331,80
2003	54,94	56,17	131,34	37,15	264,09
2004	88,66	85,95	131,29	37,39	323,99
2005	6,27	95,42	125,69	39,04	263,34
2006	-35,02	97,51	121,29	41,16	215,30
2007	-9,13	109,15	133,83	38,83	227,61
2008	2,88	123,72	140,11	42,21	253,39
2009	-89,73	88,14	104,99	39,67	112,44
2010	-60,15	133,76	144,18	34,65	240,67
2011	-13,00	114,37	163,46	35,89	257,39
2012	83,76	139,66	147,16	40,25	359,24
2013	176,77	180,92	162,31	40,33	504,75
2014	76,77	205,41	180,48	33,78	460,80
2015	-138,63	194,72	183,72	34,42	265,60
2016	-269,98	127,24	167,78	40,79	74,00
2017	-330,85	114,62	176,68	36,35	16,20
Acumulado	212,68	1.998,37	2.577,07	690,67	5.153,51

Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas> (adaptada).

Quadro A29 – Saldo Percentual Anual da Balança Comercial de Energia Primária no Brasil
(valores negativos correspondem à exportação).

no	Petróleo	Gás Natural	Carvão Mineral	Eletricidade	Balanco Anual
2000	27,13%	21,27%	68,07%	11,27%	22,00%
2001	22,52%	37,47%	67,93%	10,33%	20,88%
2002	11,34%	34,92%	75,33%	9,57%	14,07%
2003	5,30%	33,28%	77,60%	9,25%	11,00%
2004	8,31%	41,07%	73,51%	8,80%	12,77%
2005	0,58%	42,46%	71,64%	8,83%	10,15%
2006	-3,15%	41,00%	69,37%	8,94%	8,04%
2007	-0,79%	44,76%	73,49%	8,02%	8,04%
2008	0,24%	43,52%	76,84%	8,35%	8,43%
2009	-7,47%	38,33%	71,18%	7,84%	3,87%
2010	-4,63%	43,89%	75,60%	6,29%	7,56%
2011	-0,94%	37,59%	80,02%	6,32%	7,95%
2012	5,74%	38,85%	70,78%	6,79%	10,73%
2013	11,62%	42,79%	71,12%	6,60%	14,40%
2014	4,89%	44,26%	75,03%	5,41%	12,69%
2015	-9,44%	42,52%	76,08%	5,59%	7,39%
2016	-19,37%	32,41%	77,10%	6,58%	2,11%
2017	-23,52%	27,51%	80,66%	5,82%	0,46%
Acumulado	28,36%	687,88%	1331,35%	140,63%	182,52%

Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas> (adaptada).

Quadro A30 – Distribuição da Produção Anual de Eletricidade em Portugal Continental em TWh.

Ano	Fóssil	Hídrica	Eólica	Bioenergia	Solar	Produção Total	Consumo
2000	25,64	11,45	0,15	0,33	0,00	37,57	38,49
2001	25,61	14,07	0,24	0,35	0,00	40,27	40,50
2002	30,74	7,97	0,34	0,39	0,00	39,44	41,34
2003	24,17	15,69	0,48	0,41	0,00	40,75	43,54
2004	28,00	9,93	0,78	0,74	0,00	39,45	45,93
2005	33,40	4,92	1,73	1,66	0,00	41,71	48,53
2006	28,51	11,25	2,89	1,83	0,00	44,48	49,86
2007	26,76	10,22	4,00	1,78	0,02	42,78	50,28
2008	27,33	7,10	5,70	1,63	0,03	41,79	51,22
2009	27,95	8,72	7,49	1,72	0,14	46,02	50,81
2010	22,32	16,25	9,03	2,30	0,21	50,11	52,73
2011	24,78	11,83	9,01	2,57	0,26	48,45	51,25
2012	23,11	6,45	10,01	2,63	0,36	42,56	50,45
2013	18,31	14,64	11,76	2,92	0,45	48,08	50,85
2014	17,73	16,17	11,81	2,89	0,59	49,19	50,09
2015	23,88	9,61	11,33	2,83	0,76	48,41	50,67
2016	23,59	16,63	12,19	2,69	0,78	55,88	50,79
2017	31,57	7,34	11,97	2,81	0,83	54,52	51,80
Acumulado	463,40	200,24	110,91	32,48	4,43	811,46	869,13

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.

Quadro A31 – Distribuição Percentual da Produção Anual de Eletricidade em Portugal.

Ano	Fóssil	Hídrica	Eólica	Bioenergia	Solar
2000	68,25%	30,48%	0,40%	0,88%	0,00%
2001	63,60%	34,94%	0,60%	0,87%	0,00%
2002	77,94%	20,21%	0,86%	0,99%	0,00%
2003	59,31%	38,50%	1,18%	1,01%	0,00%
2004	70,98%	25,17%	1,98%	1,88%	0,00%
2005	80,08%	11,80%	4,15%	3,98%	0,00%
2006	64,10%	25,29%	6,50%	4,11%	0,00%
2007	62,55%	23,89%	9,35%	4,16%	0,05%
2008	65,40%	16,99%	13,64%	3,90%	0,07%
2009	60,73%	18,95%	16,28%	3,74%	0,30%
2010	44,54%	32,43%	18,02%	4,59%	0,42%
2011	51,15%	24,42%	18,60%	5,30%	0,54%

2012	54,30%	15,16%	23,52%	6,18%	0,85%
2013	38,08%	30,45%	24,46%	6,07%	0,94%
2014	36,04%	32,87%	24,01%	5,88%	1,20%
2015	49,33%	19,85%	23,40%	5,85%	1,57%
2016	42,22%	29,76%	21,81%	4,81%	1,40%
2017	57,91%	13,46%	21,96%	5,15%	1,52%
Acumulado	57,11%	24,68%	13,67%	4,00%	0,55%

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.

Quadro A32 – Distribuição Anual da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental em MW.

Ano	Fóssil	Hídrica	Eólica	Bioenergia	Solar	Total
2000	6.447,83	4.303,00	83,00	427,00	1,17	11.262,00
2001	6.502,66	4.331,00	125,00	427,00	1,34	11.387,00
2002	6.590,49	4.355,00	190,00	465,00	1,51	11.602,00
2003	6.925,93	4.359,00	268,00	445,00	2,07	12.000,00
2004	7.485,30	4.628,00	553,00	427,00	2,70	13.096,00
2005	7.570,01	4.816,00	1.063,00	429,00	2,99	13.881,00
2006	7.952,80	4.848,00	1.699,00	429,00	3,40	14.932,20
2007	7.982,70	4.853,00	2.464,00	444,00	14,50	15.758,20
2008	8.018,83	4.857,00	3.037,00	444,00	59,00	16.415,83
2009	9.005,00	4.884,62	3.519,00	509,00	107,00	18.024,62
2010	9.949,00	4.898,18	3.865,00	699,00	121,00	19.532,18
2011	10.066,11	5.332,30	4.309,00	702,00	151,00	20.560,41
2012	9.364,20	5.539,00	4.464,00	703,00	218,00	20.288,20
2013	8.312,00	5.535,00	4.653,00	707,00	273,00	19.480,00
2014	8.004,00	5.572,00	4.876,00	695,00	385,00	19.532,00
2015	7.908,00	6.024,00	4.957,00	712,00	409,00	20.010,00
2016	7.908,00	6.835,00	5.236,00	728,00	422,00	21.129,00
2017	7.908,00	7.039,00	5.236,00	728,00	432,00	21.343,00

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.

Quadro 33 – Porcentagem Anual da Potência Instalada nos Centros Produtores de Portugal.

Ano	Fóssil	Hídrica	Eólica	Bioenergia	Solar
2000	57,25%	38,21%	0,74%	3,79%	0,01%
2001	57,11%	38,03%	1,10%	3,75%	0,01%
2002	56,80%	37,54%	1,64%	4,01%	0,01%
2003	57,72%	36,33%	2,23%	3,71%	0,02%
2004	57,16%	35,34%	4,22%	3,26%	0,02%
2005	54,54%	34,69%	7,66%	3,09%	0,02%
2006	53,26%	32,47%	11,38%	2,87%	0,02%
2007	50,66%	30,80%	15,64%	2,82%	0,09%
2008	48,85%	29,59%	18,50%	2,70%	0,36%
2009	49,96%	27,10%	19,52%	2,82%	0,59%
2010	50,94%	25,08%	19,79%	3,58%	0,62%
2011	48,96%	25,93%	20,96%	3,41%	0,73%

2012	46,16%	27,30%	22,00%	3,47%	1,07%
2013	42,67%	28,41%	23,89%	3,63%	1,40%
2014	40,98%	28,53%	24,96%	3,56%	1,97%
2015	39,52%	30,10%	24,77%	3,56%	2,04%
2016	37,43%	32,35%	24,78%	3,45%	2,00%
2017	37,05%	32,98%	24,53%	3,41%	2,02%

Fonte: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>

ANEXO B

Quadro B1: Dados do levantamento geométrico com estação total.

Ponto	Coordenada x	Coordenada y	Coordenada z (altura)
1000	1012,587	980,429	702,305
1001	1012,494	980,480	702,296
1002	1012,383	980,494	702,289
1003	1012,277	980,463	702,297
1004	1012,187	980,400	702,299
1005	1012,125	980,292	702,305
1006	1012,113	980,159	702,311
1007	1014,545	980,091	702,764
1008	1012,436	980,377	712,221
1009	1012,385	980,404	712,228
1010	1012,317	980,412	712,230
1011	1012,252	980,394	712,233
1012	1012,199	980,352	712,235
1013	1012,163	980,292	712,239
1014	1012,157	980,202	712,246
1015	1012,156	980,168	712,226
1016	1012,199	980,163	720,106
1017	1012,190	980,232	720,106
1018	1012,210	980,282	720,108
1019	1012,200	980,305	720,106
1020	1012,279	980,315	720,106
1021	1012,313	980,308	720,102
1022	1012,329	980,300	720,075
1023	1012,332	980,299	720,063

Fonte: A autora.