



ANÁLISE DE FADIGA DA ESTRUTURA DE SUPORTE DE TURBINA EÓLICA  
OFFSHORE FIXA DO TIPO JAQUETA

Érica Martinho de Mendonça

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador(es): Gilberto Bruno Ellwanger  
José Renato Mendes de Sousa

Rio de Janeiro  
Junho de 2020

ANÁLISE DE FADIGA DA ESTRUTURA DE SUPORTE DE TURBINA EÓLICA  
OFFSHORE FIXA DO TIPO JAQUETA

Érica Martinho de Mendonça

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger  
José Renato Mendes de Sousa

Aprovada por: Prof. Gilberto Bruno Ellwanger  
Prof. José Renato Mendes de Sousa  
Prof. Marcelo Caire  
Prof<sup>a</sup>. Silvia Corbani  
Dr. Leonardo Sant'Anna do Nascimento

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
JUNHO DE 2020

Mendonça, Érica Martinho de

Análise de Fadiga da Estrutura de Suporte de Turbina Eólica *Offshore* Fixa do tipo Jaqueta / Érica Martinho de Mendonça. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XXIV, 187 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 126-130.

1. Turbina Eólica *Offshore*. 2. Fadiga. 3. Jaqueta. 4. Análise Dinâmica. 5. Modos de Vibração. 6. Forças Aerodinâmicas. 7. Hidrodinâmica. 8. Resistência do Solo. I. Ellwanger, Gilberto Bruno *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

*“Os dias prósperos não vêm por acaso;  
nascem de muita fadiga e persistência.”*

Henry Ford

## **Agradecimentos**

A Deus, pela saúde e coragem para enfrentar mais um desafio.

Aos meus pais, Salete e Nilton, pelo amor incondicional, por me servirem de exemplo, me incentivarem a alcançar os meus sonhos e por fornecerem toda a estrutura necessária aos meus estudos.

Ao meu irmão, Eduardo, por toda a ajuda, incentivo e conselhos ao longo de todos esses anos.

Aos meus orientadores, Gilberto Bruno Ellwanger e José Renato Mendes de Sousa, pelos ensinamentos, disponibilidade e incentivo para a elaboração deste trabalho.

Ao Eng. Paulo Maurício Videiro por compartilhar seus valiosos conhecimentos técnicos, que em muito contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos companheiros de pesquisa e amigos do LACEO, em especial Gabriel, Fellipe e Eduardo, pela parceria, incentivo e suporte durante todo o mestrado.

Aos meus amigos queridos, que sempre estiveram presentes, agradeço a amizade, o carinho e os momentos de descontração.

À ANEEL, que por meio do programa de P&D do Setor Elétrico e da parceria com a Petrobras e à UFRJ, disponibilizou os recursos necessários ao desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte financeiro oferecido.

A todos aqueles que, direta ou indiretamente, tiveram a sua parcela de contribuição.

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

## ANÁLISE DE FADIGA DA ESTRUTURA DE SUPORTE DE TURBINA EÓLICA OFFSHORE FIXA DO TIPO JAQUETA

Érica Martinho de Mendonça

Junho/2020

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Programa: Engenharia Civil

O desenvolvimento de tecnologias associadas à produção de energia eólica tem se firmado mais presente nos dias atuais diante da necessidade de se assegurar a diversidade e o fornecimento de energia, além de se obter fontes de energias renováveis, diminuindo os impactos ambientais acentuados pelo uso de combustíveis fósseis. No Brasil, as primeiras turbinas eólicas foram instaladas na região Nordeste, região que mais sofre com os níveis críticos dos reservatórios de água e muito conhecida por seu grande potencial eólico, que em muito contribuem para o sucesso obtido na produção das fazendas eólicas *onshore*. Visando o constante aumento da produção desse tipo de energia, iniciaram-se os estudos para instalações de turbinas *offshore*. Este trabalho tem por objetivo estudar a instalação das turbinas sobre jaquetas em uma lâmina d'água de 40 m, situadas na costa nordestina. Desse modo, foram realizadas análises estruturais de jaquetas para suportaçõ de turbina eólica de 10 MW, avaliando-se as frequências naturais e tensões originadas da atuação das cargas ambientais locais de vento, onda e corrente, bem como análise de fadiga e vida útil da estrutura, determinante para o projeto. Analisou-se também execução das fundações da jaqueta por estacas sobre um solo arenoso, para avaliação das resistências a deslocamentos verticais e laterais de cada estaca, bem como a capacidade de carga do solo, conforme API RP 2A – WSD. Realizou-se ainda um ajuste final à seção adotada da jaqueta, posterior às análises, de modo a garantir a sua integridade estrutural.

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

## FATIGUE ANALYSIS OF FIXED OFFSHORE WIND TURBINE JACKET-TYPE SUPPORT STRUCTURE

Érica Martinho de Mendonça

June/2020

Advisors: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Department: Civil Engineering

The development of technologies associated with wind energy production has become more present nowadays, to ensure diversity and energy supply, in addition to obtaining renewable energy sources, reducing the environmental impacts accentuated by the use of fossil fuels. In Brazil, the first wind turbines were installed in the Northeast, as this region suffers the most with critical low levels of water reservoirs and is well known for its great wind potential, which contribute to the success obtained in the production of onshore wind farms. Aiming the constant increase in the production of this type of energy, studies were initiated for offshore turbine installations. This work aims to study the installation of OWT supported by jackets in a 40 m water depth, located on the northeastern coast. In this way, structural analyses of jackets supports for a 10 MW wind turbine were carried out, like eigenvalue and static analysis, evaluating natural frequencies and stresses caused by local environmental loads of wind, waves and current. Fatigue analysis have been performed in order to assess the useful life of the structure, critical for the project. The jacket foundations, composed of piles on a sandy soil, were also analyzed, highlighting the resistance to vertical and lateral displacements of each pile, as well as the load capacity of the soil according to API RP 2A - WSD. A final adjustment was made to the jacket section, after the analyses, in order to guarantee its structural integrity.

# Sumário

1. Introdução .....	1
1.1. Contexto Histórico.....	1
1.2. Energia Eólica.....	3
1.2.1. Energia Eólica no Mundo .....	4
1.2.2. Energia Eólica no Brasil .....	7
1.3. Motivação .....	8
1.4. Objetivos.....	12
1.5. Apresentação do Trabalho .....	13
2. Turbinas Eólicas.....	14
2.1. Tipos de Turbina.....	14
2.2. Componentes da Turbina.....	15
2.3. Geometria das Pás .....	18
2.4. Mecanismos de Controle .....	20
2.4.1. Mecanismo de <i>Yaw</i> .....	21
2.4.2. Controle de <i>Stall</i> e <i>Pitch</i> .....	22
2.5. Conversão de Energia.....	23
2.6. Torre da Turbina.....	26
2.7. Estrutura de Suporte .....	27
3. Vento .....	34
3.1. Turbulência.....	35
3.2. Perfil do Vento.....	36
3.3. Forças Aerodinâmicas .....	39
3.3.1. Aerofólio.....	39
3.3.2. Teoria do Elemento de Pá.....	40
3.3.3. Teoria da Quantidade de Movimento Unidimensional.....	42
3.3.4. Teoria do <i>BEM</i> .....	48
4. Onda e Corrente .....	51
4.1. Teorias de Onda.....	53
4.2. Espectro de Onda.....	55
4.3. Ação de Corrente .....	58



4.4.	Forças Hidrodinâmicas .....	59
5.	Solo .....	60
5.1.	Capacidade de Carga Última .....	61
5.2.	Curvas t-z.....	63
5.3.	Curvas q-z.....	64
5.4.	Curvas p-y.....	65
5.4.1.	Solos Argilosos.....	65
5.4.2.	Solos Arenosos .....	67
6.	Análises da Estrutura.....	70
6.1.	Frequências Naturais e Modos de Vibração .....	70
6.2.	Análise de Tensões .....	71
6.3.	Análise de Fadiga .....	72
6.3.1.	Concentração de Tensões .....	72
6.3.2.	Método de Contagem de ciclos .....	73
6.3.3.	Curvas S-N .....	74
6.3.4.	Vida Útil à Fadiga .....	76
7.	Estudo de Caso.....	77
7.1.	Programas utilizados.....	79
7.2.	Locação de Projeto .....	80
7.3.	Geometria e Materiais .....	82
7.4.	Condições de Contorno .....	86
7.5.	Carregamentos Aplicados.....	91
7.6.	Resultados da Análise.....	98
7.6.1.	Modos de Vibração da Estrutura .....	108
7.6.2.	Análise de Tensões .....	112
7.6.3.	Cálculo à Fadiga .....	113
7.6.4.	Geometria Final .....	116
8.	Considerações Finais.....	123
8.1.	Conclusões.....	123
8.2.	Propostas para Estudos Futuros.....	125
9.	Referências Bibliográficas .....	126
	Apêndice A - Geometria do Aerofólio e Coeficientes Aerodinâmicos .....	131

Apêndice B - Curvas de Resistência Não-Linear do Solo.....	151
Apêndice C - Teste da Estaca Isolada para Carga Axial. ....	154
Apêndice D - Força Aerodinâmica.....	156
Apêndice E - Dano à fadiga.....	174
E.1. Geometria Inicial.....	174
E.2. Geometria com Aumento da Espessura.....	180
E.3. Geometria Final.....	181

# Lista de Figuras

Figura 1-1. Emissão de CO <sub>2</sub> das tecnologias de geração de energia elétrica (adaptado de [1]).	1
Figura 1-2. Projeção da geração de energia elétrica por fonte até 2050 (adaptado de [2]).	2
Figura 1-3. Projeção da geração de energia elétrica por fonte renovável até 2050 [2].	3
Figura 1-4. Ilustração do moinho de vento de Blyth [3].	4
Figura 1-5. Evolução das alturas das torres eólicas [5].	5
Figura 1-6. Potências eólicas instaladas de 2015-2019 no mundo (adaptado de [6]).	6
Figura 1-7. Previsões de potências eólicas instaladas de 2020-2024 no mundo [6].	6
Figura 1-8. Fontes energéticas brasileiras em 2020 (fonte: [7]).	7
Figura 1-9. Geração de energia eólica por estado [10].	8
Figura 1-10. Áreas de maior potencial eólico brasileiro, para altura de 120 m [12].	9
Figura 1-11. Exemplos de estruturas de suportação, da esquerda para a direita: <i>onshore</i> , <i>monopile</i> , jaqueta, SWAY, <i>Hywind</i> II, TLB X3, TLB B, <i>WindFloat</i> [13].	10
Figura 1-12. Relação entre custo das estruturas e lâmina d'água (adaptado de [14]).	10
Figura 1-13. Tipos de subestruturas instaladas até 2018 (adaptada de [15]).	11
Figura 2-1. Modelos de Turbinas de Eixo Vertical [3].	14
Figura 2-2. Tipos de TEEH [3].	15
Figura 2-3. Turbina eólica <i>offshore</i> .	16
Figura 2-4. Componentes Turbina eólica <i>offshore</i> [16].	17
Figura 2-5. Esquema de uma p�.	18
Figura 2-6. Conceito de velocidade relativa (adaptado de [17]).	18
Figura 2-7. Triângulo de velocidades.	19
Figura 2-8. Movimento circular das p�s.	19
Figura 2-9. Torção ao longo da pá [17].	20
Figura 2-10. Graus de liberdade de uma turbina eólica.	21
Figura 2-11. Mecanismo de <i>yaw</i> [17].	21
Figura 2-12. <i>Stall</i> em torno do perfil [18].	22
Figura 2-13. Fluxo aderente ao perfil [18].	22
Figura 2-14. Mecanismo de <i>pitch</i> [17].	23
Figura 2-15. Espira girando em um campo magnético [19].	23
Figura 2-16. Corrente induzida conforme o movimento da espira [19].	24
Figura 2-17. Dados de turbinas em fazendas eólicas em construção em 2018 (adaptado de [15]).	25
Figura 2-18. Dados de turbinas em fazendas eólicas instaladas em 2019 (adaptado de [20]).	25
Figura 2-19. Torre da turbina - fazenda eólica <i>offshore</i> Beatrice [26].	26

Figura 2-20. Interior de uma torre de TEO [27] .....	27
Figura 2-21. Tipos de estruturas de suporte [28].....	27
Figura 2-22. <i>Monopile</i> (adaptada de [30]).....	28
Figura 2-23. Trípoda (adaptada de [30]). .....	29
Figura 2-24. Jaqueta (adaptada de [30]). .....	29
Figura 2-25. Tipos de conexão da jaqueta com estaca [31].....	30
Figura 2-26. Jaqueta com âncoras de sucção [32]......	31
Figura 2-27. Spar buoy [33]. .....	32
Figura 2-28. TLP [34].....	32
Figura 2-29. Semi submersível - <i>WindFloat</i> [35].....	33
Figura 3-1. Trajetória de uma partícula devido à pseudoforça de Coriolis. ....	34
Figura 3-2. Deslocamentos do ar entre o Equador e os polos [37].....	35
Figura 3-3. Turbulência a jusante das turbinas [28]. .....	35
Figura 3-4. Zona de cisalhamento do vento [37].....	36
Figura 3-5. Geometria da pá de uma turbina padrão de 10 MW. ....	39
Figura 3-6. Forças aerodinâmicas em um aerofólio. ....	40
Figura 3-7. Geometria do aerofólio FOIL 10. ....	41
Figura 3-8. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 10.....	42
Figura 3-9. Relação dos coeficientes aerodinâmicos do FOIL 10.....	42
Figura 3-10. Linhas de fluxo do vento através do rotor [41].....	43
Figura 3-11. Velocidades e pressões a montante, no plano do rotor e a jusante [41]. ...	43
Figura 3-12. Volume de controle ao redor da turbina eólica [41]. ....	44
Figura 3-13. $C_P$ e $C_T$ em função do fator de indução. ....	47
Figura 3-14. Volume de controle usado na teoria do BEM (adaptado de [41]). ....	48
Figura 3-15. Forças normal e tangencial em um aerofólio.....	49
Figura 4-1. Principais parâmetros de onda. ....	51
Figura 4-2. Regiões de aplicabilidade das teorias de onda (adaptado de [38]). ....	53
Figura 4-3. Onda de Airy.....	54
Figura 4-4. Onda de Stokes. ....	54
Figura 4-5. <i>Stream Function</i> .....	55
Figura 4-6. Superposição de ondas regulares para formação do espectro. ....	56
Figura 4-7. Espectros de JONSWAP. ....	57
Figura 4-8. Perfis de corrente (adaptado de [48]).....	58
Figura 5-1. Molas não lineares de resistência do solo.....	60
Figura 5-2. Efeitos de erosão no leito marinho. ....	61
Figura 5-3. Curvas t-z para solos não carbonáticos (adaptado de [38]). ....	64
Figura 5-4. Curva q-z (adaptado de [38]). ....	65
Figura 5-5. Curva p-y de MATLOCK [51]. ....	66
Figura 5-6. Determinação da profundidade de referência. ....	68

Figura 5-7. Coeficientes $C_1$ , $C_2$ , $C_3$ em função do ângulo de atrito interno.....	68
Figura 5-8. Curvas p-y em função da profundidade – Solo arenoso. ....	69
Figura 6-1. Espectro de potência qualitativa das principais frequências.....	71
Figura 6-2. Junta T ou Y [38]. ....	72
Figura 6-3. Junta X [38]. ....	73
Figura 6-4. Junta K [38]. ....	73
Figura 6-5. Procedimento da estimativa de dano pelo método de contagem de <i>Rainflow</i> (adaptado de [54])......	74
Figura 6-6. Curvas S-N em água do mar com proteção catódica. ....	75
Figura 7-1. Perfil da onda em determinado tempo t. ....	77
Figura 7-2. Análise do conjunto turbina-jaqueta-estacas. ....	78
Figura 7-3. Integração entre os módulos do SESAM. ....	80
Figura 7-4. Localização de projeto. ....	81
Figura 7-5. Conexão rotor-nacele. ....	82
Figura 7-6. Geometria dos membros tubulares estruturais. ....	84
Figura 7-7. Modelo estrutural da jaqueta com elevações. ....	85
Figura 7-8. Vista superior da jaqueta. ....	85
Figura 7-9. Dimensões da jaqueta. ....	86
Figura 7-10. Modelo computacional da estaca isolada. ....	87
Figura 7-11. Teste da estaca isolada no GeniE. ....	88
Figura 7-12. Esforço normal para carga axial aplicada de 16900 kN. ....	88
Figura 7-13. Diagramas de esforço cortante e momento fletor para uma carga lateral de 2500kN. ....	89
Figura 7-14. Estrutura modelada no SIMA/RIFLEX. ....	90
Figura 7-15. Estrutura desacoplada modelada no GeniE. ....	90
Figura 7-16. Frequência de ocorrência do vento para cada direção. ....	92
Figura 7-17. Fator de cisalhamento e índice de turbulência de acordo com a velocidade e direção do vento [66]. ....	95
Figura 7-18. Relação entre fator de cisalhamento e índice de turbulência [66]. ....	95
Figura 7-19. Perfil de corrente marinha. ....	96
Figura 7-20. Força de <i>thrust</i> proposta pela DTU (adaptado de [25]). ....	98
Figura 7-21. Velocidades na altura do <i>hub</i> (119 m). ....	99
Figura 7-22. Força aerodinâmica para Caso 1. ....	100
Figura 7-23. Força aerodinâmica para Caso 2. ....	100
Figura 7-24. Força aerodinâmica para Caso 3. ....	101
Figura 7-25. Comparação das forças aerodinâmicas dos carregamentos 12, 22 e 32. .	101
Figura 7-26. Comparação das forças aerodinâmicas dos carregamentos 14, 24 e 34. .	102
Figura 7-27. Comparação das forças aerodinâmicas dos carregamentos 15, 25 e 35. .	102
Figura 7-28. Esforço axial – Carregamento 33.....	103

Figura 7-29. Esforço cortante no eixo local Y – Carregamento 33.....	103
Figura 7-30. Esforço cortante no eixo local Z – Carregamento 33. ....	104
Figura 7-31. Momento de torção – Carregamento 33. ....	104
Figura 7-32. Momento fletor no eixo local Y – Carregamento 33.....	105
Figura 7-33. Momento fletor no eixo local Z – Carregamento 33. ....	105
Figura 7-34. Conjunto estrutural e indicação das estacas.....	107
Figura 7-35. Frequências naturais do conjunto estrutural. ....	108
Figura 7-36. Graus de liberdade de uma turbina eólica (adaptado de [68]). ....	109
Figura 7-37. Primeiro e segundo modos de vibração. ....	110
Figura 7-38. Terceiro e quarto modos de vibração.....	110
Figura 7-39. Quinto e sexto modos de vibração.....	111
Figura 7-40. Sétimo e oitavo modos de vibração. ....	111
Figura 7-41. Nono e décimo modos de vibração.....	112
Figura 7-42. Fatores de utilização da jaqueta. ....	113
Figura 7-43. Representação das juntas tubulares analisadas. ....	114
Figura 7-44.Dano nas juntas críticas da jaqueta, de acordo com o caso de carregamento. .....	116
Figura 7-45. Frequências naturais do conjunto estrutural – Geometria final.....	117
Figura 7-46. Fatores de utilização da Jaqueta – Geometria final. ....	118
Figura 7-47.Dano nas juntas críticas da jaqueta – Geometria final.....	120
Figura ApA-1. Pás da turbina de 10 MW detalhada.....	131
Figura ApA-2. Geometria do aerofólio FOIL 1. ....	132
Figura ApA-3. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 1. ....	132
Figura ApA-4. Geometria do aerofólio FOIL 2. ....	133
Figura ApA-5. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 2. ....	133
Figura ApA-6. Geometria do aerofólio FOIL 3. ....	134
Figura ApA-7. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 3. ....	134
Figura ApA-8. Geometria do aerofólio FOIL 4. ....	135
Figura ApA-9. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 4. ....	135
Figura ApA-10. Geometria do aerofólio FOIL 5. ....	136
Figura ApA-11. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 5. ....	136
Figura ApA-12. Geometria do aerofólio FOIL 6. ....	137
Figura ApA-13. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 6. ....	137
Figura ApA-14. Geometria do aerofólio FOIL 7. ....	138
Figura ApA-15. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 7. ....	138
Figura ApA-16. Geometria do aerofólio FOIL 8. ....	139
Figura ApA-17. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 8. ....	139
Figura ApA-18. Geometria do aerofólio FOIL 9. ....	140

Figura ApA-19. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 9. ....	140
Figura ApA-20. Geometria do aerofólio FOIL 10. ....	141
Figura ApA-21. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 10. ....	141
Figura ApA-22. Geometria do aerofólio FOIL 11. ....	142
Figura ApA-23. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 11. ....	142
Figura ApA-24. Geometria do aerofólio FOIL 12. ....	143
Figura ApA-25. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 12. ....	143
Figura ApA-26. Geometria do aerofólio FOIL 13. ....	144
Figura ApA-27. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 13. ....	144
Figura ApA-28. Geometria do aerofólio FOIL 14. ....	145
Figura ApA-29. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 14. ....	145
Figura ApA-30. Geometria do aerofólio FOIL 15. ....	146
Figura ApA-31. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 15. ....	146
Figura ApA-32. Geometria do aerofólio FOIL 16. ....	147
Figura ApA-33. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 16. ....	147
Figura ApA-34. Geometria do aerofólio FOIL 17. ....	148
Figura ApA-35. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 17. ....	148
Figura ApA-36. Geometria do aerofólio FOIL 18. ....	149
Figura ApA-37. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 18. ....	149
Figura ApA-38. Geometria do aerofólio FOIL 19. ....	150
Figura ApA-39. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 19. ....	150
Figura ApB-1. Curvas p-y para solo arenoso. ....	151
Figura ApB-2. Curvas t-z para solo arenoso. ....	152
Figura ApB-3. Molas de resistência não-linear no modelo computacional. ....	152
Figura ApB-4. Curvas q-z para solo arenoso. ....	153
Figura ApD-1. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 11. ....	156
Figura ApD-2. Força aerodinâmica – Carregamento 11. ....	156
Figura ApD-3. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 12. ....	157
Figura ApD-4. Força aerodinâmica – Carregamento 12. ....	157
Figura ApD-5. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 13. ....	158
Figura ApD-6. Força aerodinâmica – Carregamento 13. ....	158
Figura ApD-7. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 14. ....	159
Figura ApD-8. Força aerodinâmica – Carregamento 14. ....	159
Figura ApD-9. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 15. ....	160
Figura ApD-10. Força aerodinâmica – Carregamento 15. ....	160
Figura ApD-11. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 16. ....	161
Figura ApD-12. Força aerodinâmica – Carregamento 16. ....	161

Figura ApD-13. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 21. ....	162
Figura ApD-14. Força aerodinâmica – Carregamento 21. ....	162
Figura ApD-15. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 22. ....	163
Figura ApD-16. Força aerodinâmica – Carregamento 22. ....	163
Figura ApD-17. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 23. ....	164
Figura ApD-18. Força aerodinâmica – Carregamento 23. ....	164
Figura ApD-19. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 24. ....	165
Figura ApD-20. Força aerodinâmica – Carregamento 24. ....	165
Figura ApD-21. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 25. ....	166
Figura ApD-22. Força aerodinâmica – Carregamento 25. ....	166
Figura ApD-23. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 26. ....	167
Figura ApD-24. Força aerodinâmica – Carregamento 26. ....	167
Figura ApD-25. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 31. ....	168
Figura ApD-26. Força aerodinâmica – Carregamento 31. ....	168
Figura ApD-27. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 32. ....	169
Figura ApD-28. Força aerodinâmica – Carregamento 32. ....	169
Figura ApD-29. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 33. ....	170
Figura ApD-30. Força aerodinâmica – Carregamento 33. ....	170
Figura ApD-31. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 34. ....	171
Figura ApD-32. Força aerodinâmica – Carregamento 34. ....	171
Figura ApD-33. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 35. ....	172
Figura ApD-34. Força aerodinâmica – Carregamento 35. ....	172
Figura ApD-35. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 36. ....	173
Figura ApD-36. Força aerodinâmica – Carregamento 36. ....	173



# Lista de Tabelas

Tabela 4-1. Coeficientes de arrasto e de inércia.....	59
Tabela 5-1. Parâmetros de projeto para solos não coesivos [50].....	63
Tabela 5-2. Valores típicos de $\varepsilon_{50}$ .....	66
Tabela 5-3. Valores do módulo de reação inicial do solo. ....	69
Tabela 6-1. Fatores de segurança para fadiga.....	76
Tabela 7-1. LDA de instalação das plataformas no Nordeste, de 30 m a 60 m.....	81
Tabela 7-2. Parâmetros da turbina de referência de 10 MW. ....	83
Tabela 7-3. Perfis utilizados. ....	83
Tabela 7-4. Fatores de segurança. ....	89
Tabela 7-5. Dados de ocorrência conjunta de intensidade e direção do vento.....	92
Tabela 7-6. Dados de ocorrência conjunta de altura significativa de onda e velocidade do vento na direção leste. ....	93
Tabela 7-7. Dados de ocorrência conjunta de altura significativa e período de pico de onda, para a direção leste.....	94
Tabela 7-8. Casos de vento e onda. ....	94
Tabela 7-9. Parâmetros de turbulência do vento. ....	95
Tabela 7-10. Casos de carregamento. ....	97
Tabela 7-11. Velocidades do vento para cada caso. ....	99
Tabela 7-12. Cargas aplicadas no modelo desacoplado. ....	106
Tabela 7-13. Esforços axiais atuantes no topo das estacas.....	107
Tabela 7-14. Descrição dos modos de vibração. ....	109
Tabela 7-15. Vida útil à fadiga – Junta Y1.....	114
Tabela 7-16. Vida útil à fadiga – Junta Y4.....	115
Tabela 7-17. Vida útil à fadiga – Junta X1.....	115
Tabela 7-18. Vida útil à fadiga – Junta X4.....	115
Tabela 7-19. Vida útil à fadiga – Junta K1.....	115
Tabela 7-20. Vida útil à fadiga – Junta K4.....	115
Tabela 7-21. Vida útil à fadiga após aumento de espessura – Junta Y1.....	116
Tabela 7-22. Vida útil à fadiga após aumento de espessura – Junta Y4.....	117
Tabela 7-23. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Geometria final.....	119
Tabela 7-24. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Geometria final.....	119
Tabela 7-25. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Geometria final.....	119
Tabela 7-26. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Geometria final.....	119
Tabela 7-27. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Geometria final.....	119
Tabela 7-28. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Geometria final.....	120
Tabela 7-29. Perfis utilizados – Análise adicional. ....	121

Tabela 7-30. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Análise adicional.....	121
Tabela 7-31. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Análise adicional.....	121
Tabela 7-32. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Análise adicional.....	121
Tabela 7-33. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Análise adicional.....	121
Tabela 7-34. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Análise adicional.....	122
Tabela 7-35. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Análise adicional.....	122
Tabela ApC-1. Resultados para carga axial.....	155
Tabela ApE-1. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 1. ....	174
Tabela ApE-2. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 1. ....	174
Tabela ApE-3. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 1. ....	174
Tabela ApE-4. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 1. ....	175
Tabela ApE-5. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 1. ....	175
Tabela ApE-6. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 1. ....	175
Tabela ApE-7. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 2. ....	176
Tabela ApE-8. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 2. ....	176
Tabela ApE-9. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 2. ....	176
Tabela ApE-10. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 2. ....	177
Tabela ApE-11. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 2. ....	177
Tabela ApE-12. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 2. ....	177
Tabela ApE-13. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 3. ....	178
Tabela ApE-14. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 3. ....	178
Tabela ApE-15. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 3. ....	178
Tabela ApE-16. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 3. ....	179
Tabela ApE-17. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 3. ....	179
Tabela ApE-18. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 3. ....	179
Tabela ApE-19. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 1 – Aumento da espessura. ....	180
Tabela ApE-20. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 1 – Aumento da espessura . ....	180
Tabela ApE-21. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 1 – Aumento da espessura . ....	180
Tabela ApE-22. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 1 – Aumento da espessura . ....	181
Tabela ApE-23. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 1 – Geometria final. ....	181
Tabela ApE-24. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 1 – Geometria final. ....	181
Tabela ApE-25. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 1 – Geometria final. ....	182
Tabela ApE-26. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 1 – Geometria final. ....	182
Tabela ApE-27. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 1 – Geometria final. ....	182
Tabela ApE-28. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 1 – Geometria final. ....	183
Tabela ApE-29. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 2 – Geometria final. ....	183
Tabela ApE-30. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 2 – Geometria final. ....	183

Tabela ApE-31. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 2 – Geometria final. ....	184
Tabela ApE-32. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 2 – Geometria final. ....	184
Tabela ApE-33. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 2 – Geometria final. ....	184
Tabela ApE-34. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 2 – Geometria final. ....	185
Tabela ApE-35. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 3 – Geometria final. ....	185
Tabela ApE-36. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 3 – Geometria final. ....	185
Tabela ApE-37. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 3 – Geometria final. ....	186
Tabela ApE-38. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 3 – Geometria final. ....	186
Tabela ApE-39. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 3 – Geometria final. ....	186
Tabela ApE-40. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 3 – Geometria final. ....	187

# Nomenclatura

## Letras Romanas

$a$	Fator de indução axial
$a'$	Fator de indução tangencial
$a_x$	Aceleração horizontal da partícula do fluido
$a_y$	Aceleração vertical da partícula do fluido
$\bar{a}$	Coeficiente linear da curva S-N
$A_r$	Área do rotor
$A_t$	Área da seção transversal do perfil tubular
$A$	Amplitude da onda
$A_s$	Fator relativo à condição de carregamento do solo
$A_c$	Constante de <i>Charnock</i>
$A_p$	Área de ponta da estaca
$A_w$	Parâmetro de escala na distribuição de <i>Weibull</i>
$B$	Número de pás do rotor
$c$	Corda do aerofólio
$c_w$	Celeridade (velocidade) da onda
$C_1, C_2, C_3$	Coeficientes para determinação da resistência última do solo
$C_{ad}$	Coeficiente de massa adicionada
$C_a$	Coeficiente de arrasto no ar
$C_d$	Coeficiente de arrasto na água
$C_i$	Coeficiente de inércia
$C_m$	Coeficiente de momento
$C_n$	Coeficiente normal
$C_s$	Coeficiente de sustentação
$C_p$	Coeficiente de potência
$C_t$	Coeficiente tangencial
$C_T$	Coeficiente de <i>thrust</i>
$C_\theta$	Componente azimutal da velocidade
$d$	Profundidade da lâmina d'água
$D$	Diâmetro do rotor
$D_e$	Diâmetro da estaca
$D_t$	Diâmetro do perfil tubular
$E$	Módulo de elasticidade
$f_w$	Frequência da onda
$f$	Resistência de atrito lateral unitária
$f_p$	Frequência de pico da onda
$F$	Força hidrodinâmica
$F_a$	Força de arrasto no aerofólio

$F_c$	Força da corrente
$F_n$	Força normal no aerofólio
$F_s$	Força de sustentação no aerofólio
$F_t$	Força tangencial no aerofólio
$g$	Aceleração da gravidade
$H$	Altura da onda
$H_{10}$	Altura de referência de 10 m acima da superfície
$H_b$	Altura de quebra da onda
$H_s$	Altura significativa de onda
$IT$	Índice de turbulência
$J$	Constante para determinação de resistência última em solos coesivos
$k$	Fator de correção de espessura, de acordo com a curva S-N
$k_a$	constante de <i>Kármán</i>
$k_n$	Número de intervalos da variação de tensão
$k_s$	Módulo inicial de reação do solo
$k_w$	Número de onda
$K_a$	Coefficiente de empuxo ativo
$K_0$	Coefficiente de empuxo no repouso
$L_e$	Comprimento da estaca
$L_k$	Parâmetro de escala
$L_0$	Tempo de atuação do número total de ciclos
$m$	Coefficiente angula da curva S-N
$\dot{m}$	Fluxo de massa
$n_i$	Número de ciclos associado à variação de tensão $\Delta\sigma_i$
$N$	Número de ciclos associado à variação de tensão $\Delta\sigma$
$N_i$	Número de ciclos que levam à falha da ruptura
$N_q$	Fator de capacidade de carga
$p'_0$	Pressão efetiva de sobrecarga
$p_u$	Resistência última do solo
<b>P</b>	<i>Momentum</i> (vetor)
$P_T$	Potência aproveitada pela turbina
$q$	Resistência de ponta unitária
$Q$	Torque
$Q_d$	Capacidade última da estaca
$Q_f$	Resistência lateral da estaca
$Q_p$	Resistência de ponta da estaca
$r$	Distância radial do centro do rotor até um ponto da pá
$R$	Raio do rotor
$Re$	Número de Reynolds
$S_{PM}(\omega)$	Espectro de <i>Pierson-Moskowitz</i>
$S_J(\omega)$	Espectro de JONSWAP

$S_u$	Resistência não drenada
$t$	Mobilização do atrito lateral
$t_{ref}$	Espessura de referência para correção de espessura
$t_{m\acute{a}x}$	Máxima mobilização do atrito lateral
$T$	Força de <i>thrust</i>
$T_{app}$	Período da onda
$T_P$	Período de pico da onda
$T_z$	Período de cruzamento zero da onda
$u$	Velocidade axial no rotor
$u_n(t)$	Velocidade horizontal da partícula do fluido
$\dot{u}_n(t)$	Aceleração do fluido normal à face do corpo
$u_1$	Velocidade a jusante
$u^*$	Velocidade de atrito
$U(H)$	Velocidade do vento a uma altura $H$
$U_A$	Velocidade do vento ajustada
$U_c(z)$	Velocidade da corrente na elevação $z$
$U_{c0}$	Velocidade da corrente em $z = 0m$
$U_{10}$	Velocidade média do vento em um intervalo de 10 min
$U_{m, hub}$	Velocidade média do vento na altura do hub
$v(t)$	Velocidade local do corpo
$\dot{v}(t)$	Aceleração local do corpo
$V$	Volume do corpo emerso no fluido
$V_0$	Velocidade do vento a montante do rotor
$V_{ax}$	Velocidade axial
$V_{rot}$	Velocidade no plano do rotor
$V_{rel}$	Velocidade relativa
$VU$	Vida útil à fadiga
$w$	Velocidade vertical da partícula do fluido
$x$	Abcissa; origem da crista
$X$	Profundidade do solo abaixo da superfície
$X_R$	Profundidade de transição
$y$	Deformação lateral da estaca
$z$	Deslocamento lateral da estaca
$z_0$	Comprimento Altura de referência de rugosidade no perfil logarítmico

#### Letras Gregas

$\alpha$	Ângulo de ataque
$\alpha_c$	Expoente de corrente
$\alpha_p$	Expoente da Lei Potencial (fator de cisalhamento)
$\alpha_s$	Fator adimensional para solos coesivos
$\alpha_\gamma$	Fator de normalização do espectro de JONSWAP

$\beta$	Fator de atrito adimensional para solos não coesivos
$\gamma$	Fator de forma de pico do espectro de JONSWAP
$\gamma_s$	Peso específico do solo
$\Delta\sigma, \Delta\sigma_i$	Variação de tensão
$\varepsilon$	Deslocamento horizontal da partícula do fluido
$\zeta$	Deslocamento vertical da partícula do fluido
$\eta(t)$	Elevação de onda
$\theta$	Ângulo de <i>pitch</i> / torção
$\kappa$	Coeficiente de atrito na superfície
$\lambda$	Comprimento de onda
$\rho_a$	Densidade da água
$\rho_{ar}$	Densidade do ar
$\sigma$	Parâmetro de forma do espectro de JONSWAP
$\sigma_{10}$	Desvio padrão do vento em um intervalo de 10 min
$\sigma(r)$	Solidez
$\tau$	Tensão de atrito do vento
$\phi$	Ângulo de atrito
$\varphi$	Ângulo de fluxo
$\omega$	Frequência angular
$\omega_w$	Frequência angular de onda

#### Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BEM	<i>Blade Element Momentum</i>
Brams	<i>Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidráulica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CV	<i>Control Volume</i>
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
DTU	<i>Danmarks Tekniske Universitet</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
ELS	Estado Limite de Fadiga
ELS	Estado Limite de Serviço
ELU	Estado Limite Último
fem	Força eletromotriz
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>

ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
JONSWAP	<i>Joint North Sea Wave Project</i>
LCoE	<i>Levelized cost of energy</i>
LDA	Lâmina d'água
MCR	Método de contagem de <i>Rainflow</i>
NMA	Nível médio d'água
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OWT	<i>Offshore Wind turbine</i>
PAG	Potencial de Aquecimento Global
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SCF	<i>Stress Concentration Factor</i>
TEEH	<i>Turbina Eólica de Eixo Horizontal</i>
TEEV	<i>Turbina Eólica de Eixo Vertical</i>
TEO	<i>Turbina Eólica Offshore</i>
TLP	<i>Tension Leg Platform</i>

#### Termos estrangeiros

<i>Hub</i>	Cone
<i>Pitch</i>	Passo
<i>Spinner</i>	Girador
<i>Stall</i>	Estol
<i>Thrust</i>	Propulsão
<i>Yaw</i>	Guinada
Velocidade de <i>cut in</i>	Velocidade mínima do vento necessária para o início da produção de energia
Velocidade de <i>cut out</i>	Velocidade máxima do vento para produção de energia, respeitando os limites de segurança de operação



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Contexto Histórico

O crescimento da demanda por energia de um país está diretamente relacionado ao seu crescimento econômico. Após a Crise do Petróleo, durante o século XX, os países industrializados, cuja matriz energética era derivada do consumo de petróleo, tomaram consciência da dependência das fontes primárias e adotaram iniciativas que assegurassem a diversidade e o fornecimento de energia.

Além disso, a preocupação com o meio ambiente e a qualidade de vida em diversos países do mundo acarretaram formulações políticas voltadas para o crescimento sustentável, estreitando interações de cooperação entre nações desenvolvidas e subdesenvolvidas. As exigências internacionais quanto à redução na emissão de gases oriundos da queima de combustíveis fósseis, como o petróleo e o carvão, e a organização de conferências internacionais do meio ambiente contribuíram em muito para o investimento em energias renováveis.

Um dos indicadores utilizados para a avaliação do impacto ambiental das fontes de energia diz respeito ao Potencial de Aquecimento Global (PAG), que classifica as tecnologias de geração de energia pela quantidade de CO<sub>2</sub> emitido por kWh produzido, conforme ilustrado na Figura 1-1. De acordo com a Figura 1-1, pode-se observar que as tecnologias de produção de energia elétrica oriunda de fontes renováveis possuem taxas consideravelmente menores de emissão de CO<sub>2</sub> em relação às que utilizam combustíveis fósseis.

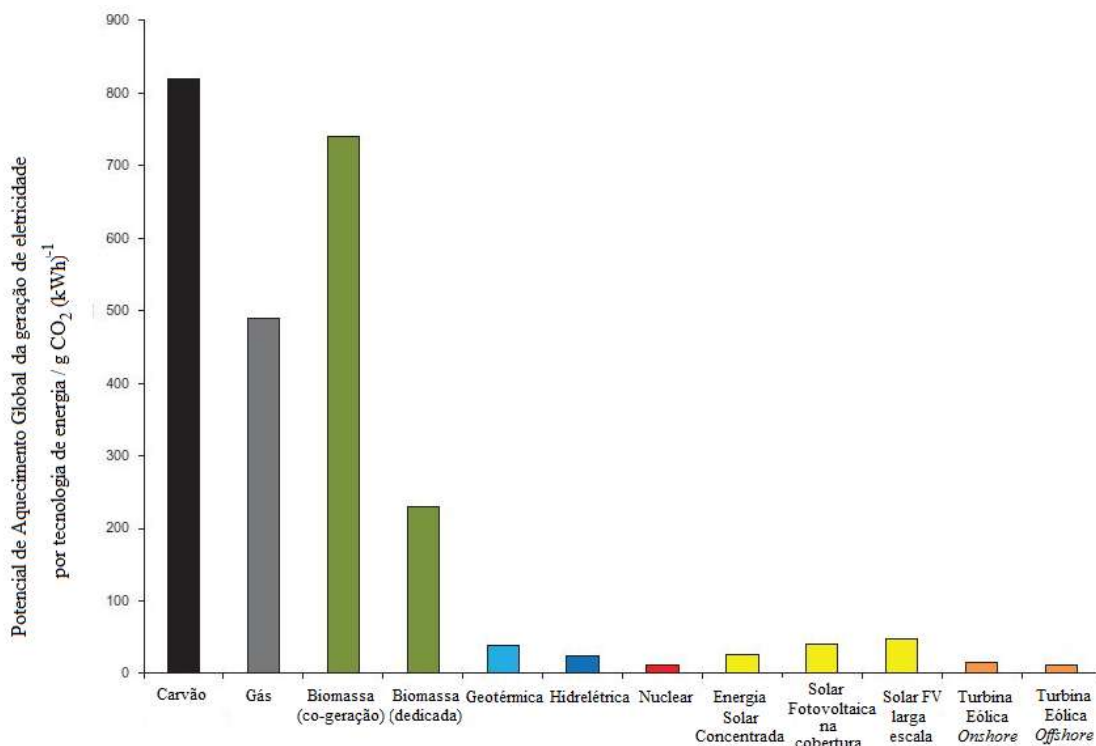


Figura 1-1. Emissão de CO<sub>2</sub> das tecnologias de geração de energia elétrica (adaptado de [1]).

Apesar de atualmente o uso de petróleo e carvão ainda ser predominante, as energias renováveis têm alcançado grande visibilidade e apresentado crescimento considerável nas últimas décadas, tendo maior participação nas matrizes energéticas de países do Sudeste Asiático, América Central e América do Sul, em relação aos demais continentes.

Além de colaborar com a meta climática global, o uso dessas novas fontes tem contribuído para o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e aproveitamento de energia, geração de novos empregos por meio de criação de novos postos de trabalho e capacitação de mão-de-obra local, bem como promover o desenvolvimento econômico regional.

De acordo com o relatório mundial de energia divulgado pela EIA [2], que contempla as previsões de crescimento das fontes de energia para o período de 2018 até 2050, as energias renováveis apresentaram o maior crescimento, correspondente a 3,6% ao ano, representando em 2050 quase metade da geração de eletricidade no mundo, conforme Figura 1-2.

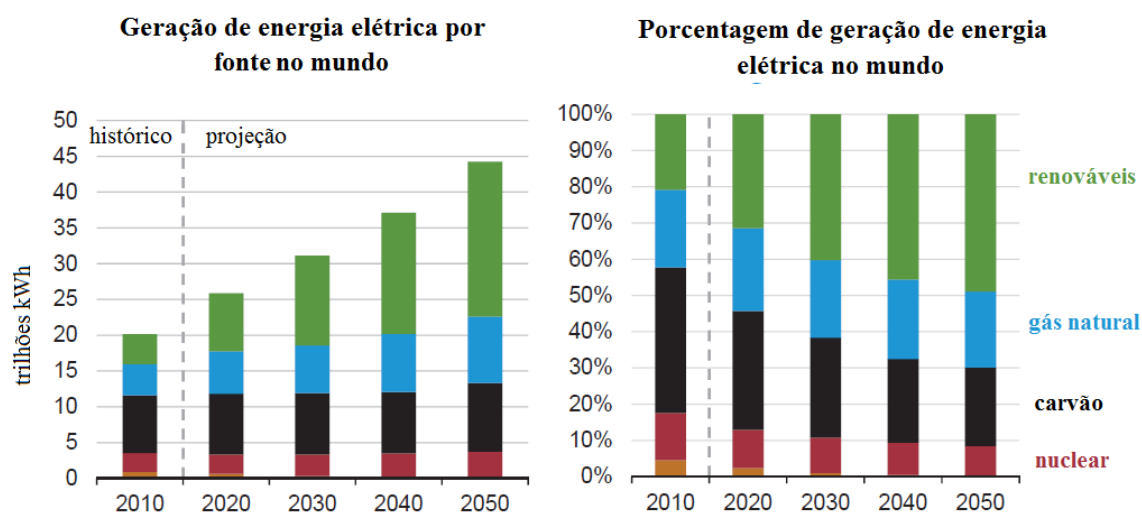


Figura 1-2. Projeção da geração de energia elétrica por fonte até 2050 (adaptado de [2]).

Ainda segundo o relatório [2], há uma tendência à diminuição da energia hidrelétrica na participação da geração de energia, devido a limitantes na disponibilidade de recursos e preocupações ambientais em diversos países, além do crescimento na geração de energia eólica e solar. Estima-se que essas duas fontes representem mais de 70% na geração total de energia gerada por fontes renováveis, conforme Figura 1-3.

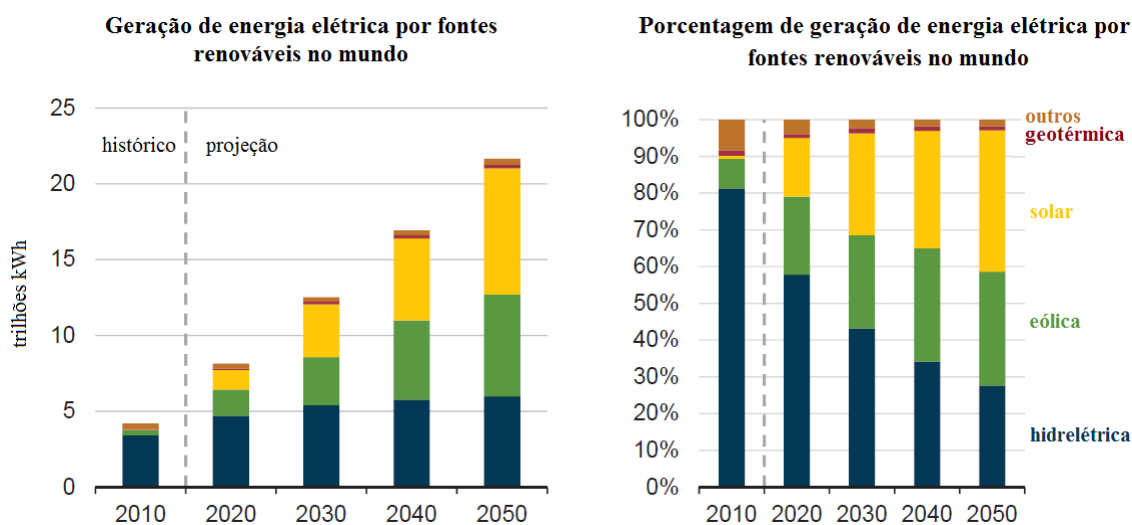


Figura 1-3. Projeção da geração de energia elétrica por fonte renovável até 2050 [2].

## 1.2. Energia Eólica

As primeiras referências documentadas relacionadas à origem dos dispositivos eólicos estão datadas por volta de 1 d.C, na Alexandria, embora haja menções ao uso de energia eólica associada ao Oriente, cerca de 10 a.C. Os primeiros dispositivos que teriam utilizado este tipo de energia são apontados como instrumentos musicais, rodas de oração tibetanas e moinhos de vento [3].

Durante o período compreendido entre a época medieval e o século XVII, houve o desenvolvimento de diversos tipos de moinhos de vento, fruto de pesquisa sistemática, proporcionando a diversidade e melhorias nos projetos de moinhos. Ao longo do tempo, estes passaram a desempenhar importante papel em atividades mecânicas como o bombeamento de água, irrigação e moagem de grãos.

O primeiro moinho de vento para geração de eletricidade foi construído ao final do século XIX, na Escócia, pelo engenheiro eletricista e professor James Blyth [3]. O projeto consistia em uma máquina de 10 m de altura e eixo vertical (conforme Figura 1-4), utilizada para a geração de energia para a iluminação e aquecimento de sua casa. Com o surgimento dos primeiros geradores elétricos, esses moinhos passaram a ser adaptados para rotores, com maiores proporções e geração de energia, destacando-se a contribuição significativa da Dinamarca para o uso comercial da energia eólica e construção das primeiras fazendas eólicas.

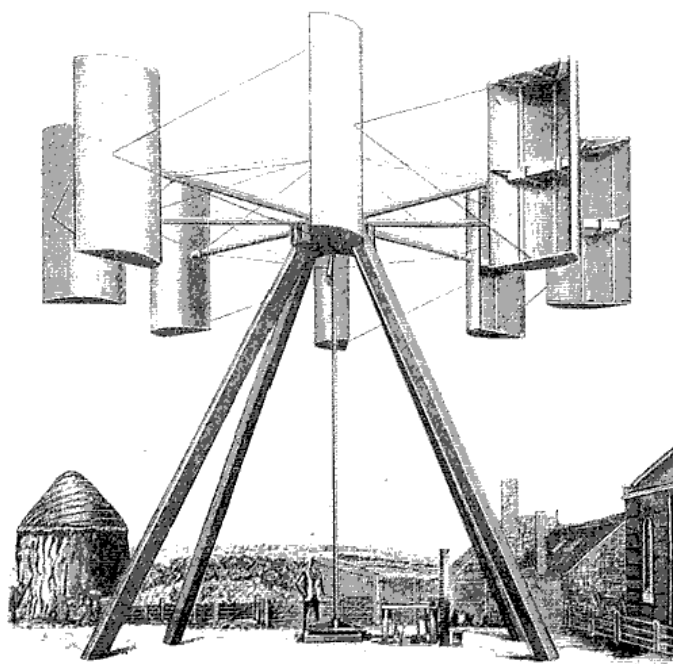


Figura 1-4. Ilustração do moinho de vento de Blyth [3].

Países como Dinamarca, Alemanha, EUA e Holanda transformaram a indústria de turbinas eólicas em indústrias de alta tecnologia. Além dos componentes principais da turbina, como pás e geradores, houve um grande desenvolvimento na fabricação de equipamentos associados, tais como rolamentos, freios, controladores de medição, sistemas de sensores e de telecomunicações. Há ainda diversos avanços na construção das torres com materiais mais resistentes e leves, além do refinamento na geometria para otimização das estruturas.

### 1.2.1. Energia Eólica no Mundo

Os primeiros parques eólicos instalados em terra (*onshore*) tiveram início na década de 80 e já nos anos 90 iniciaram-se os estudos para instalação no mar (*offshore*), segundo informações da *Wind Europe* [4].

Ao longo do tempo, a tecnologia de aerogeradores se desenvolveu significativamente, disponibilizando modelos de maiores potências e dimensões para operação em alturas mais elevadas. A Figura 1-5 ilustra a evolução das alturas das turbinas eólicas ao longo dos anos.

O crescente investimento em energia eólica entre os anos de 2010 e 2019 e as reduções no custo nivelado de energia (LCoE), medida do custo médio líquido atual de geração de eletricidade para uma usina geradora ao longo de sua vida útil, contribuíram para que a energia eólica se tornasse mais competitiva no mercado e impulsionasse a transição da matriz energética ao redor do mundo [6].

## Evolução das Turbinas Eólicas

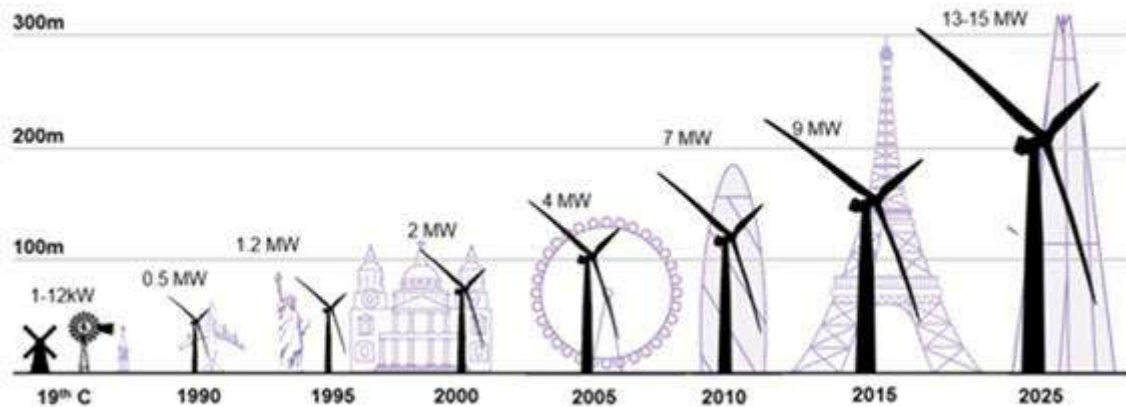


Figura 1-5. Evolução das alturas das torres eólicas [5].

Segundo o relatório divulgado pela GWEC [6] em 2019, os custos da energia eólica diminuíram mais de 50%, em média, entre 2015 e 2019, destacando-se a redução do preço da energia eólica *offshore* em cerca de 33% somente no último ano. Essas reduções podem ser justificadas pelo desenvolvimento de turbinas maiores e mais eficientes, que permitem melhor captação do vento.

As turbinas eólicas *offshore* têm vantagens sobre as *onshore*, tais como a possibilidade de operação em locais com ventos de maior uniformidade e com maior capacidade de geração de energia, sem que haja grande interferência de obstáculos, proporcionando a construção de torres de maior capacidade, sem causar impacto visual e sonoro nas cidades.

A capacidade de energia eólica instalada em 2019 no mundo foi de 60,4 GW, correspondente a um aumento de 19% em relação às instalações em 2018 e o segundo melhor ano para o vento historicamente [6], conforme ilustrado na Figura 1-6. A energia eólica *offshore*, por sua vez, também vem desempenhando um papel cada vez mais importante na condução das instalações eólicas globais, com um aumento de 39% nas novas instalações quando comparado a 2018, tornando 2019 o melhor ano para a indústria de energia eólica *offshore*.

Segundo GWEC [6], as previsões para o período de 2020-24 são de crescimento da participação das instalações *offshore* no mercado eólico mundial, conforme apresentado na Figura 1-7. Além disso, há expectativas em torno de mercados *offshore* emergentes como o Vietnã, Índia, Austrália e Brasil, que apresentam projetos em desenvolvimento.

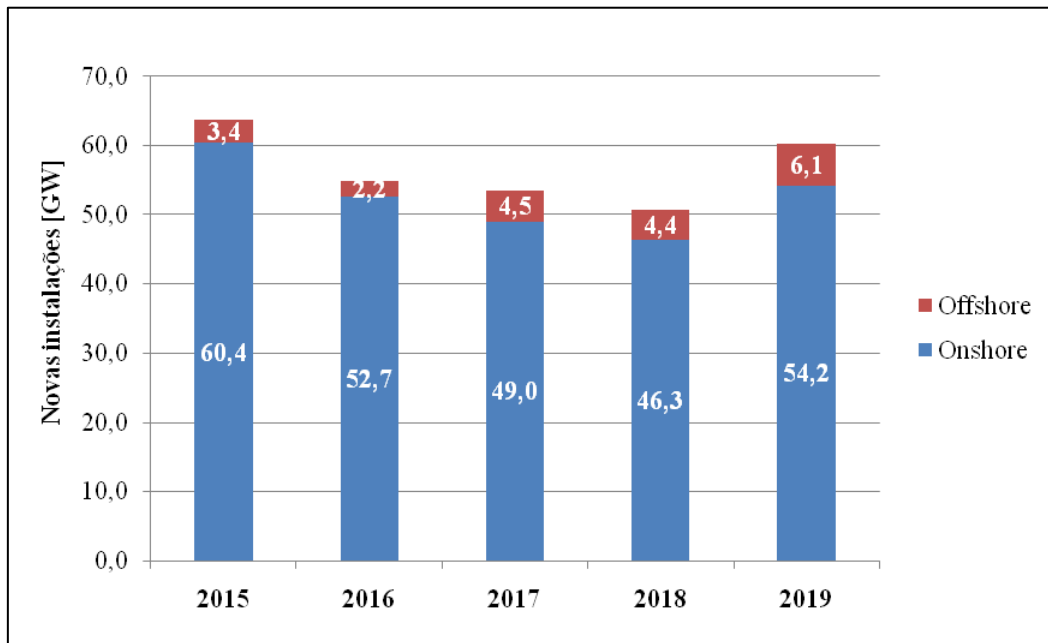


Figura 1-6. Potências eólicas instaladas de 2015-2019 no mundo (adaptado de [6]).

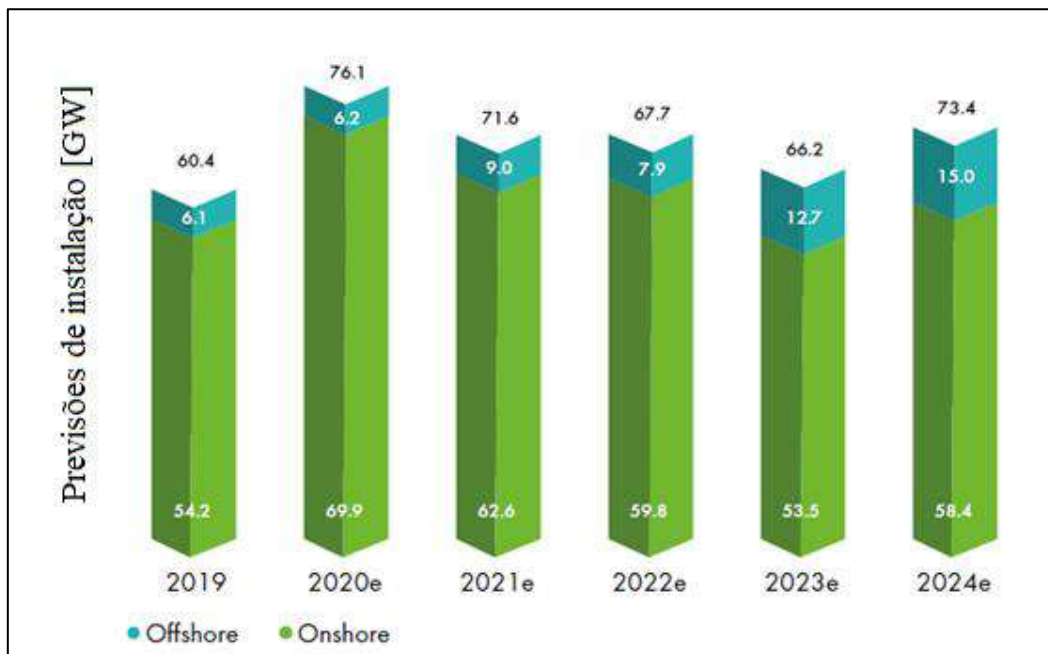


Figura 1-7. Previsões de potências eólicas instaladas de 2020-2024 no mundo [6].

### 1.2.2. Energia Eólica no Brasil

Devido à grande disponibilidade de recursos naturais no Brasil, a matriz energética do país é composta essencialmente por energias limpas, sendo as principais fontes a hidrelétrica, a eólica e a biomassa (Figura 1-8), de acordo com dados divulgados pelo relatório da ABEEólica [7]. A energia eólica está se tornando uma das fontes de energia mais competitivas em virtude dos avanços tecnológicos nessa área e da diminuição dos custos de instalação.

O uso da energia eólica traz algumas vantagens em relação a outros tipos de energia, tais como a perenidade e a uniformidade dos recursos naturais que utiliza, redução na emissão de ruídos e impactos à vizinhança, instalação mais rápida e possibilidade de expansão para aumento da capacidade de geração de energia.

Segundo estudo divulgado pela ABEEólica [7] em 2020, a capacidade eólica instalada no país é de 15,6 GW, sendo previsto alcançar a capacidade de 22,5 GW já contratados ou em construção até o fim de 2023. A potência eólica instalada já é, desde 2018, superior à da Usina Hidrelétrica de Itaipu, com cerca de 14 GW, conforme informações fornecidas por ITAIPU [8].

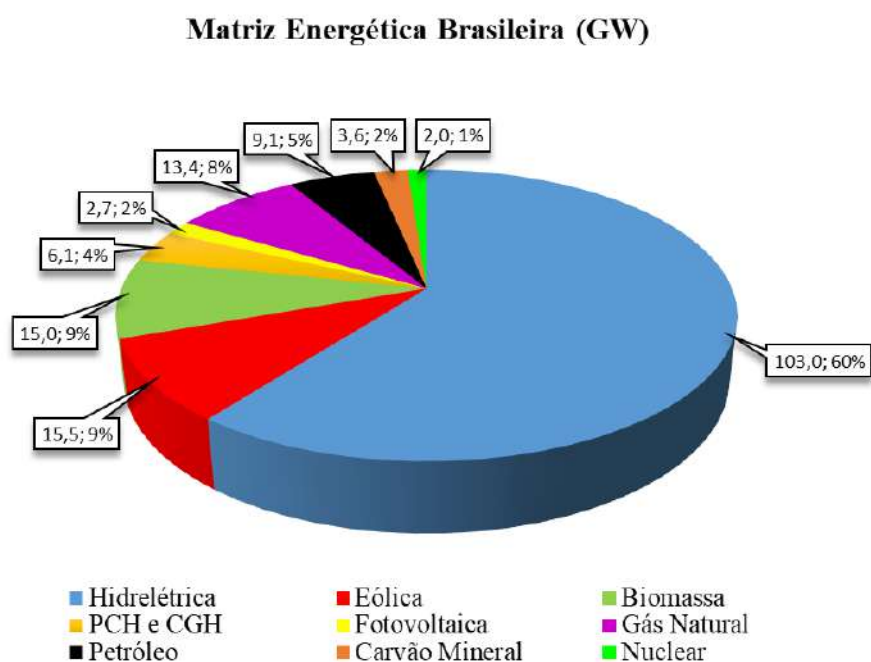


Figura 1-8. Fontes energéticas brasileiras em 2020 (fonte: [7]).

O investimento em energia eólica no país tem acompanhado a tendência mundial de expansão das instalações de fazendas eólicas, estando o país no ano de 2019 na oitava posição no Ranking Mundial de Capacidade Eólica Acumulada [9] e na sétima posição em potência *onshore* instalada, atrás apenas de China, Estados Unidos, Alemanha, Índia, Espanha e França [6].

A maior potência eólica instalada no Brasil se encontra na região Nordeste, responsável por 80% dos parques eólicos, sendo o Rio Grande do Norte o estado de maior geração [10]. A Figura 1-9 apresenta a geração e representatividade de energia eólica por estado no ano de 2017.

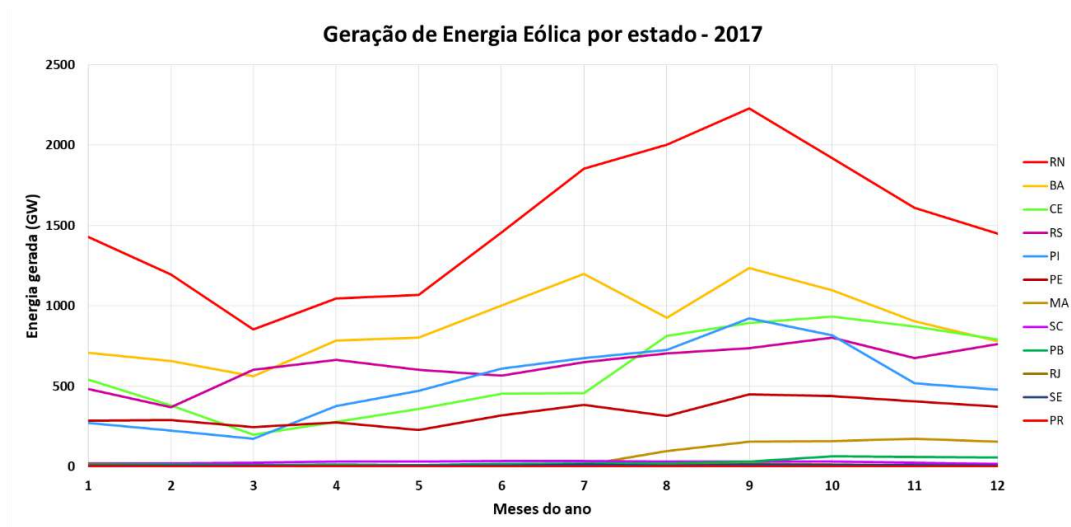


Figura 1-9. Geração de energia eólica por estado [10].

Um estudo baseado em experiências no exterior e divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [11] apontou uma capacidade eólica *offshore* de 700 GW no Brasil. Tal estudo considerou uma profundidade média de lâmina d'água de 50 m, correspondente à tendência mundial de instalação. Ainda segundo o estudo, o local de maior interesse para a instalação de turbinas eólicas *offshore* é a região Nordeste, com estimativa de 68% de potencial de aproveitamento dos ventos no mar.

O Brasil foi considerado, segundo relatório da GWEC de 2019 [6], como mercado *offshore* emergente, com 6 projetos eólicos *offshore* em desenvolvimento, totalizando 9,7 GW em fase de licenciamento ambiental.

### 1.3. Motivação

A determinação do potencial eólico de uma região é extremamente complexa, exigindo estudos e monitoramento do comportamento do vento durante um período mínimo de um a dois anos, empregando-se diferentes metodologias. A partir de um trabalho conjunto da CEPEL e o CPTEC, foi possível estimar o potencial eólico para todo o território brasileiro, por meio de um modelo numérico, usualmente empregado para previsão do tempo, denominado Brams. Tal modelo proporciona uma representação numérica de processos físicos sobre regiões tropicais e subtropicais, possuindo um conjunto de parametrizações físicas apropriadas para simular processos interativos entre a atmosfera e a superfície, envolvendo turbulência, convecção, radiação e microfísica de nuvens [12].



A partir das simulações, estimaram-se as velocidades médias anuais para diferentes alturas e condições topográficas e as direções do vento, em todo o território brasileiro. O mapa da Figura 1-10 foi publicado pelo CRESESB [12], a partir de simulações aos anos de 2013 a 2015, e aponta as velocidades de vento para uma altura de 120 m, sendo as regiões em vermelho as de maiores velocidades

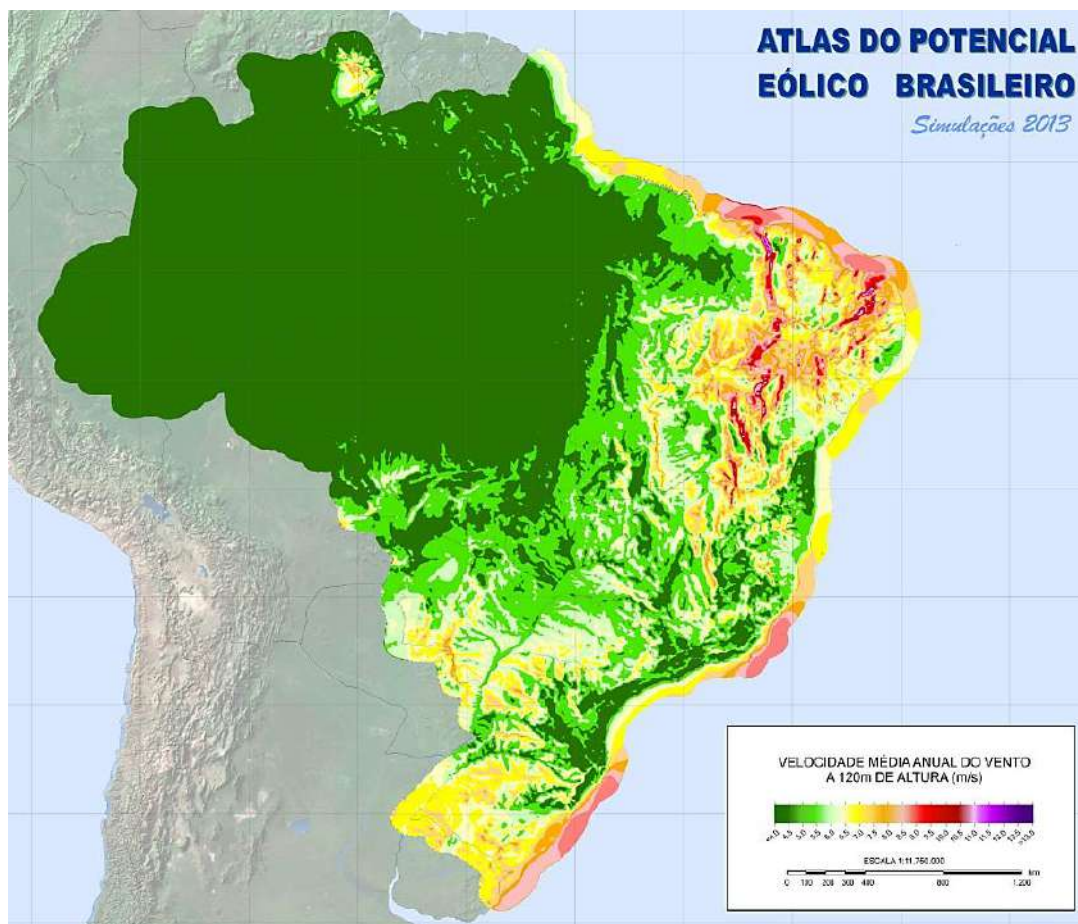


Figura 1-10. Áreas de maior potencial eólico brasileiro, para altura de 120 m [12].

Dentre os fatores que influenciam a velocidade do vento em uma turbina eólica estão: a altura das pás em relação ao nível do solo, a rugosidade de orografia do terreno, a presença de obstáculos na região e a turbulência causada por esses obstáculos. Desse modo, a utilização de turbinas eólicas *offshore* tem sido crescente no intuito de reduzir a influência dos fatores limitantes da velocidade do vento e maior aproveitamento do potencial eólico.

Muito se tem estudado atualmente para a instalação das primeiras turbinas eólicas *offshore* no Brasil, seguindo os avanços internacionais na área. Diversos aspectos são necessários para determinação da locação dessas turbinas, como a distância à costa, profundidade da água, possível interferência com rotas de navegação e impactos à vida marinha, além da estruturação das conexões em rede dos cabos submarinos para transmissão de energia.

Outros desafios enfrentados dizem respeito à própria estrutura de suportação das turbinas eólicas, que podem ser fixas (*monopile*, tr poda, jaqueta) ou flutuantes (semi-submersível ou *spar bouy*), conforme Figura 1-11. A escolha correta do tipo de subestrutura tem grande impacto sobre o custo final do projeto, devendo assegurar a integridade do conjunto estrutural e o desempenho esperado na produção de energia durante toda a vida útil prevista em projeto. A configuração da estrutura de suportação deve levar em conta fatores como: a lâmina d'água de instalação, propriedades do leito marinho, instabilidade do solo e a presença de falhas e sismos.

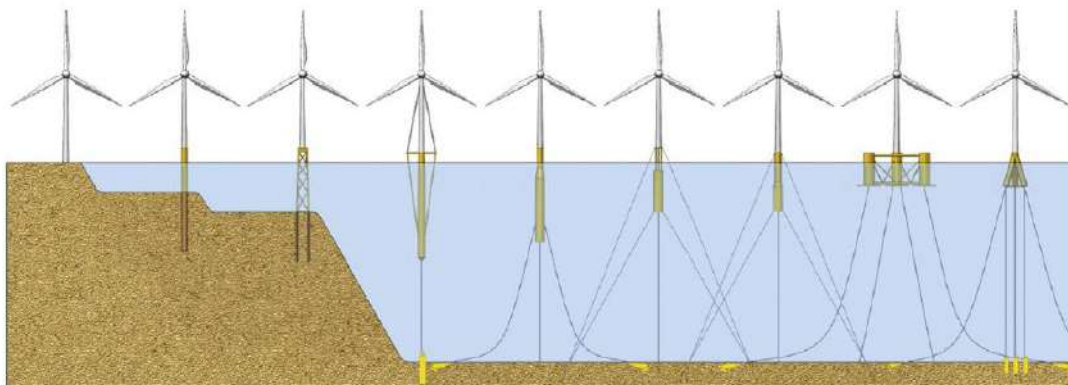


Figura 1-11. Exemplos de estruturas de suportação, da esquerda para a direita: *onshore*, *monopile*, jaqueta, SWAY, *Hywind II*, TLB X3, TLB B, *WindFloat* [13].

A Figura 1-12 apresenta a relação entre custos das configurações de estruturas suporte de torres eólicas e as diversas lâminas d'água, enquanto que a Figura 1-13 apresenta o quantitativo de subestruturas instaladas até o fim de 2018 na Europa.   possível observar que *monopiles* e jaquetas representam 90% das estruturas de suportação instaladas até tal data.

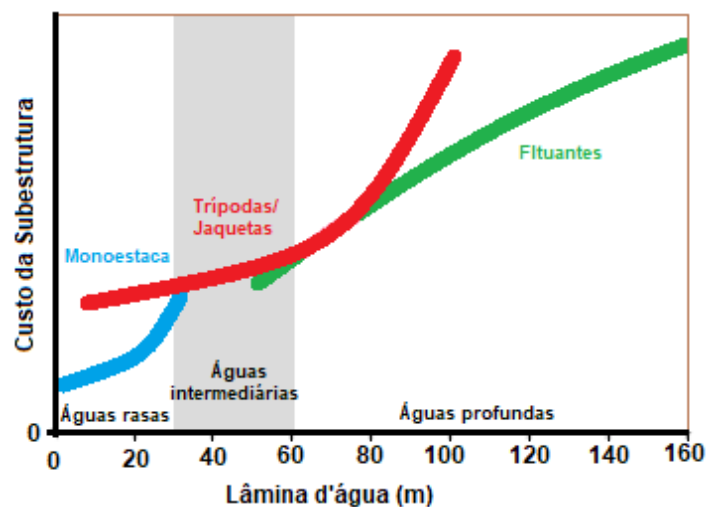


Figura 1-12. Relação entre custo das estruturas e lâmina d'água (adaptado de [14]).

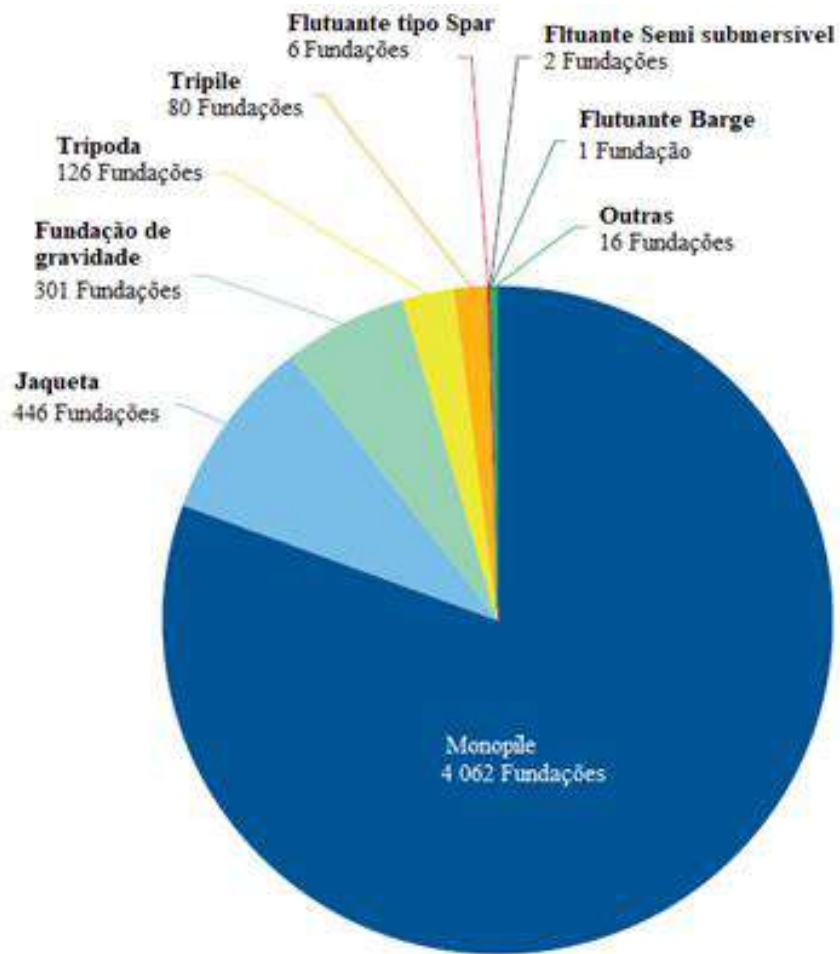


Figura 1-13. Tipos de subestruturas instaladas até 2018 (adaptada de [15]).

A escolha do tipo de estrutura de suporte de turbinas eólicas offshore é de suma importância, uma vez que essas estruturas estão expostas a altas cargas dinâmicas causadas por vento, ondas e cargas de operação. Dessa forma, as estruturas de suporte precisam ser capazes de resistir a um número extremo de ciclos de carga durante sua vida útil, sendo necessário um estudo de resistência à fadiga, para garantir sua integridade e condições de operação.

#### 1.4. Objetivos

O Brasil atualmente se encontra entre os países com maior capacidade eólica *onshore* instalada e tem seguido a tendência mundial no desenvolvimento de projetos para exploração do potencial eólico em mar. Tendo em vista o grande potencial eólico *offshore* estimado na costa brasileira, parte-se para o estudo dos parâmetros necessários e desafios à instalação e operação das turbinas eólicas.

Um dos principais aspectos relacionados à instalação das turbinas eólicas em mar diz respeito à estrutura de suporte das mesmas, uma vez que esta deve suportar as cargas ambientais incidentes e os efeitos dinâmicos associados a elas. Com base no estudo realizado pelo EPE [11] e na profundidade média de instalação das turbinas ao redor do mundo, de 50 m, optou-se por orientar o estudo em águas intermediárias, conforme Figura 1-12, tomando a estrutura de suporte do tipo jaqueta como objeto de estudo, uma vez que esta representa o segundo tipo de estrutura mais utilizada no mundo.

Dessa forma, o objetivo deste trabalho será apresentar um modelo de estudo de uma turbina de 10 MW suportada por uma jaqueta e situada na região Nordeste, tendo em vista ser esta a de maior potencial eólico no Brasil. Serão consideradas as condições ambientais e parâmetros do solo marinho da locação de estudo e avaliada a integridade da estrutura de suporte perante a ação dessas cargas.

O modelo estrutural de estudo será verificado quanto à sua rigidez, comparando-se as frequências naturais do conjunto com as faixas de frequências das cargas ambientais a fim de se evitar o fenômeno de ressonância, e a jaqueta será analisada em relação à sua vida útil à fadiga, foco deste trabalho.

## 1.5. Apresentação do Trabalho

Além deste capítulo, o presente trabalho é estruturado da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 lista os principais componentes de uma turbina eólica, detalhando os equipamentos e mecanismos de controle mais importantes em prol de se obter a potência nominal para o funcionamento dos geradores da turbina e para a conversão de energia, além de abordar os principais tipos de estrutura de suporte.
- O Capítulo 3 fornece os conceitos iniciais para determinação do perfil do vento e formulação das forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás de uma turbina. Além disso, serão discutidas as principais teorias que envolvem o movimento das pás e aproveitamento da energia eólica.
- No Capítulo 4, serão abordadas as demais ações ambientais sob as quais uma turbina *offshore* está sujeita. Serão discutidas ainda as principais teorias para representação dessas cargas e possíveis efeitos de ordem que possam afetar a estrutura.
- No Capítulo 5, serão abordados os conceitos e a formulação necessária para a determinação da resistência do solo, de acordo com as normas vigentes.
- O Capítulo 6 introduzirá os conceitos necessários para realização das análises da estrutura de suportaçoão da turbina eólica e determinação da vida útil da estrutura.
- O Capítulo 7 apresentará o estudo de caso para uma turbina de 10 MW apoiada por estruturas de suporte fixas do tipo jaqueta. Serão discutidos os programas utilizados, bem como as premissas iniciais para modelagem do conjunto, cargas aplicadas ao sistema e resultados comparativos dos modos de vibração, deformações, tensões atuantes, verificação à flambagem, pontos de reforço das estruturas e cálculo da vida útil à fadiga.
- No Capítulo 8, serão apresentadas as conclusões obtidas ao longo do trabalho, bem como sugestões para aprofundamento em trabalhos futuros.

## 2. TURBINAS EÓLICAS

### 2.1. Tipos de Turbina

As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com a direção do eixo em torno do qual suas pás giram. Segundo esse critério, elas podem ser caracterizadas em dois tipos: Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV) e de Eixo Horizontal (TEEH).

As TEEV correspondem a modelos mais antigos e eram construídas como simples rotores de arrasto, estando as pás próximas ao solo. Esse tipo de turbina apresenta a vantagem de não precisar de nenhum dispositivo de controle de ajuste das pás, uma vez que estas estão permanentemente alinhadas com o vento. Além disso, sua manutenção é facilitada pelas baixas alturas da turbina e velocidades de vento.

No entanto, as TEEV se mostraram menos vantajosas devido à necessidade de um impulso elétrico para o torque de partida, por operarem em baixas velocidades e sofrerem maiores efeitos de turbulência, devido à proximidade com o solo. Alguns modelos de TEEV são mostrados na Figura 2-1.

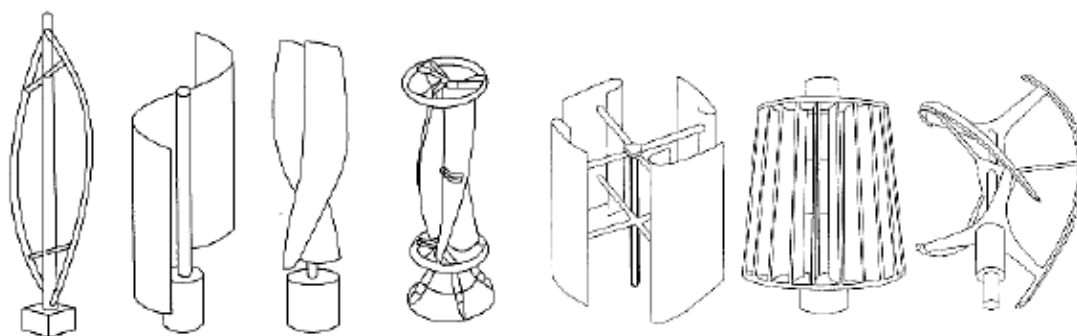


Figura 2-1. Modelos de Turbinas de Eixo Vertical [3].

Desse modo, as TEEV foram substituídas ao longo do tempo por modelos de eixo horizontal, que são amplamente utilizados atualmente. Além da vantagem de posicionamento das pás em alturas maiores, garantido o acesso a velocidades de vento superiores e com menos efeito de turbulência, as TEEH possuem grande eficiência, dada pela incidência perpendicular dos ventos nas pás.

Já as desvantagens no uso de TEEH, maiores e mais pesadas, são: as dificuldades de instalação, transporte e manutenção, se comparadas às TEEV, e a exigência de mecanismos de ajuste para constante alinhamento das pás com a direção do vento, visando maximizar o aproveitamento na geração de energia. Contudo, a elevada eficiência, produção de energia e o crescente desenvolvimento tecnológico em projetos de pás e geradores de maior potência têm tornado o uso desse tipo de turbina mais vantajoso.

As TEEH podem ser classificadas ainda com relação ao sentido da incidência do vento sobre a turbina, conforme apresentado na Figura 2-2. Nas turbinas *Upwind*, o vento

incide na parte dianteira diretamente sobre as pás com a face voltada para o vento, enquanto que nas *Downwind* o vento incide primeiro sobre a torre.

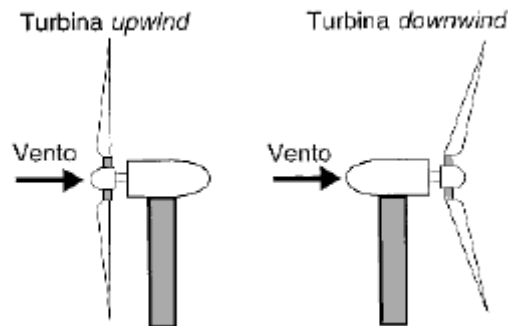


Figura 2-2. Tipos de TEEH [3].

Embora as turbinas *Downwind* tenham a vantagem de se ajustarem à direção do vento, elas estão sujeitas aos efeitos de sombra da torre. Já as turbinas *Upwind* necessitam de controles de ajuste mais complexos, porém operam de modo mais suave, com potência mais elevada, sendo, portanto, mais atrativas.

## 2.2. Componentes da Turbina

Uma turbina eólica *offshore* (TEO) é formada pela turbina propriamente dita, que inclui as pás, equipamentos e torre, e a subestrutura de suportação, formada pela estrutura de suporte e a fundação, conforme apresentado na Figura 2-3.

Desse modo, a turbina em si abrange o equipamento responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação (rotor) e, posteriormente, em energia elétrica (nacele). Os principais componentes da turbina (Figura 2-4) são:

- **Rotor:** gera torque aerodinâmico a partir da movimentação das p s com o vento e é composto, principalmente, por:
  - P s: perfis aerodinâmicos que capturam a energia cinética do vento e transformam em energia mecânica de rotação;
  - *Hub* (cubo): peç  de conexão das p s com o eixo do motor e que acomoda mecanismos e controles para o ajuste do ângulo de ataque das pás;
  - *Spinner*: peç  que protege o *hub*;
- **Nacele:** carcaç  que compreende todos os componentes responsáveis por converter o torque em potência elétrica, tais como:
  - Eixo: acoplamento do *hub*   caixa de velocidade e ao gerador, transferindo energia mecânica;
  - Caixa de velocidade/engrenagens: aumenta a velocidade de rotação do eixo entre o gerador e o *hub*;

- Gerador: transforma energia rotacional em energia elétrica por meio do eletromagnetismo;
- Unidade de controle eletrônico: monitora todo o sistema, realiza o desligamento da turbina em caso de falha e ajusta o mecanismo de alinhamento da turbina com o vento;
- Controladores: alinham o motor com a direção do vento, alterando os ângulos de *pitch* e *yaw*;
- Freios: detém a rotação do eixo em caso de falha do sistema ou velocidades de vento acima da máxima permitida;

Tais componentes, por sua vez são sustentadas por outras estruturas: a torre e a estrutura de suportação, conforme apresentado na Figura 2-3. A torre posiciona o rotor e a nacele na altura ideal, além de fornecer acesso   nacele. Já a estrutura de suporte e a funda o fixam a turbina na posi o desejada e transferem os esforços da turbina para o solo.

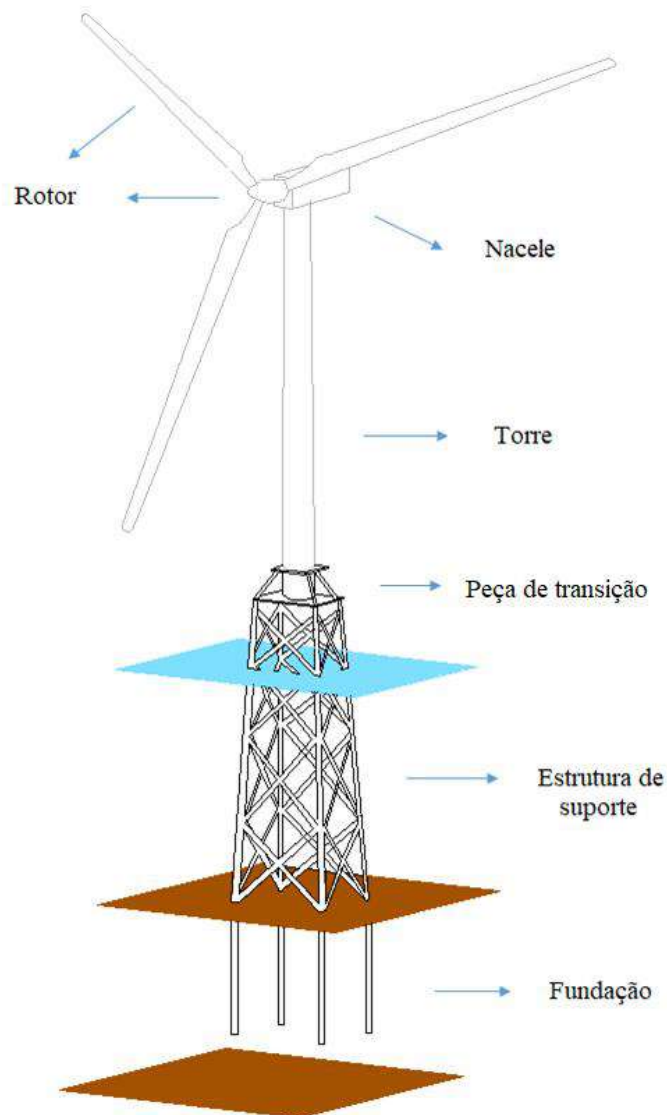
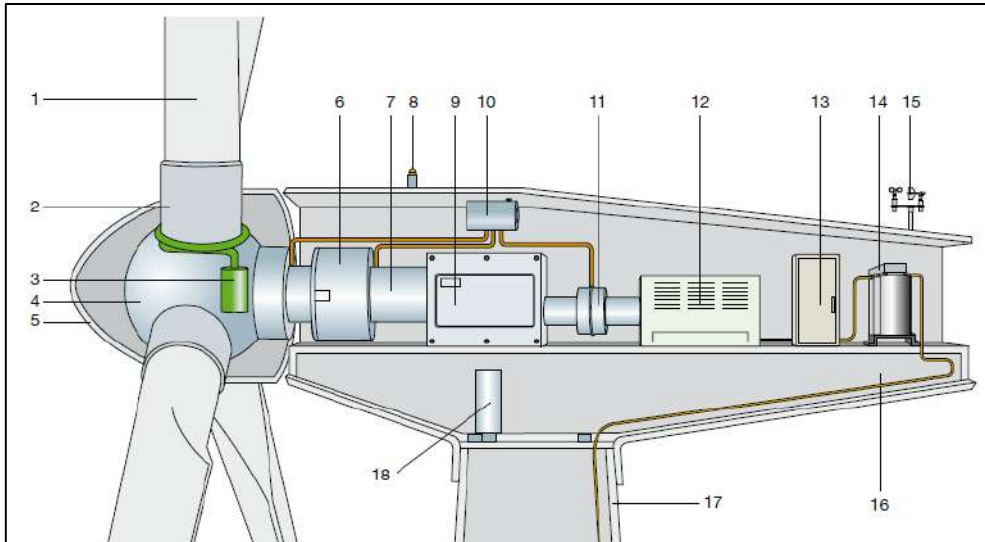


Figura 2-3. Turbina eólica *offshore*.





Rotor	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pá</li> <li>2. Suporte da Pá</li> <li>3. Controlador do ângulo de <i>pitch</i></li> <li>4. <i>Hub</i></li> <li>5. <i>Spinner</i></li> </ol>
Nacelle	<ol style="list-style-type: none"> <li>6. Suporte principal</li> <li>7. Eixo principal</li> <li>8. Luzes de aviso para aeronaves</li> <li>9. Caixa de velocidade</li> <li>10. Freios mecânicos</li> <li>11. Dispositivos de refrigeração hidráulica</li> <li>12. Gerador</li> <li>13. Conversor de energia e controle elétrico, dispositivos de proteção e desconexão</li> <li>14. Transformador</li> <li>15. Anemômetros</li> <li>16. Quadro da Nacelle</li> <li>17. Dispositivo de condução de yaw</li> </ol>
Torre	<ol style="list-style-type: none"> <li>18. Torre de suporte</li> </ol>

Figura 2-4. Componentes Turbina eólica *offshore* [16].

### 2.3. Geometria das Pás

As pás de uma turbina apresentam geometria específica de forma a otimizar sua aerodinâmica. Sua seção transversal apresenta redução gradativa da raiz até a ponta, conforme mostrado na Figura 2-5.

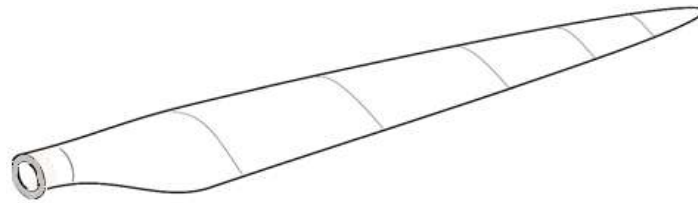


Figura 2-5. Esquema de uma pá.

A velocidade de movimento das pás é resultante das componentes em duas direções principais: paralela (rotação) e perpendicular (axial) ao plano de rotação destas, induzidas pela passagem do vento pela turbina. A Figura 2-6 apresenta as componentes e a velocidade resultante em uma seção da pá, enquanto que a Figura 2-7 ilustra, de modo mais detalhado, o triângulo de velocidades utilizado para ilustrar os planos de movimento e a velocidade relativa da pá.

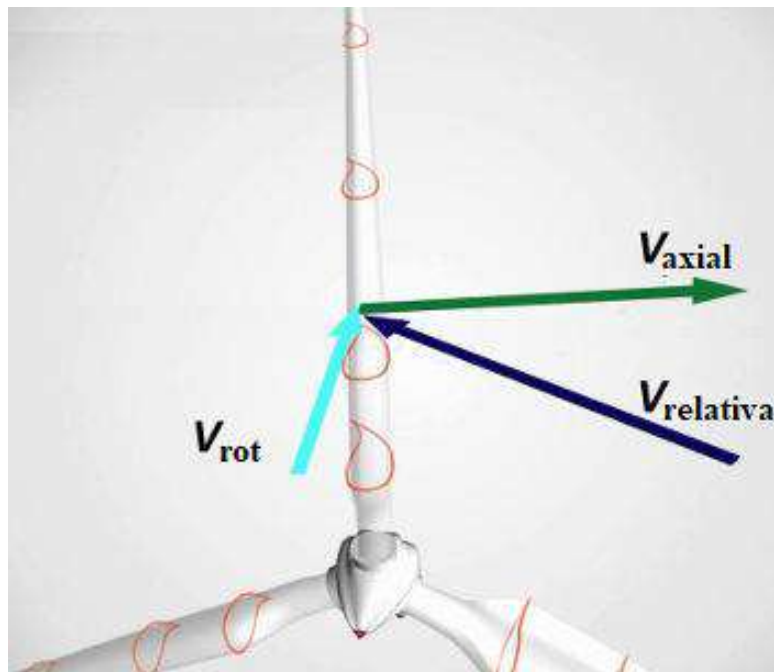


Figura 2-6. Conceito de velocidade relativa (adaptado de [17]).

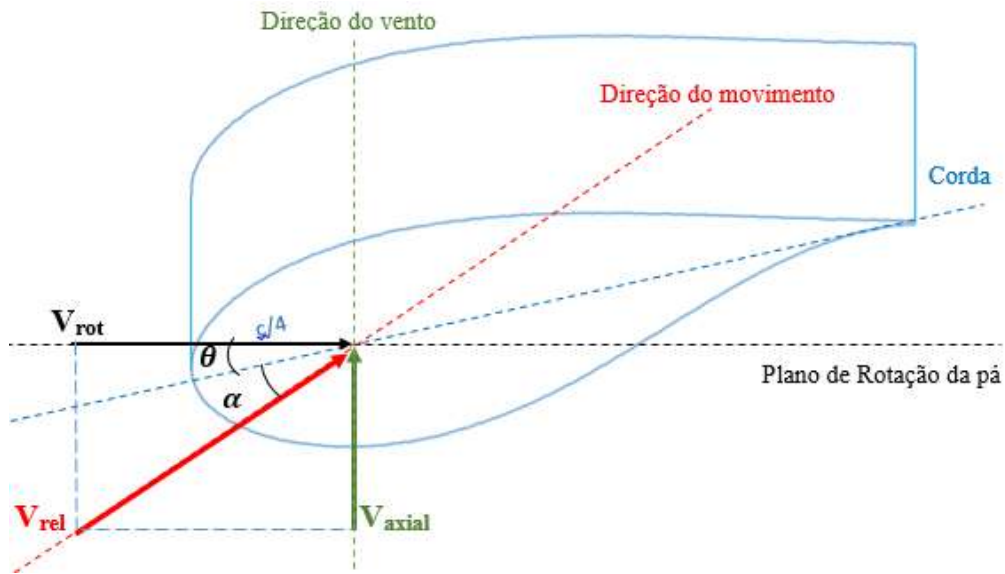


Figura 2-7. Triângulo de velocidades.

Considerando o movimento circular das pás da turbina ilustrado na Figura 2-8, tem-se, pelas relações entre a cinemática linear e a angular, que a velocidade linear  $V_{rot}$  de um ponto localizado na pá é diretamente proporcional a sua velocidade angular  $\omega$  e pode ser escrita pela equação (2-1).

$$V_{rot} = \omega \cdot R \quad (2-1)$$

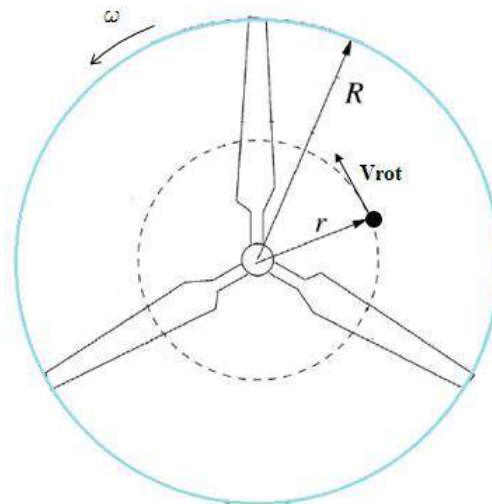


Figura 2-8. Movimento circular das pás.

Desse modo, como a velocidade de rotação da pá aumenta proporcionalmente ao seu raio de rotação, as seções da extremidade estarão submetidas a velocidades maiores. Isso implica que, dada uma velocidade constante e tomando-se o triângulo de velocidades apresentado na Figura 2-7, a velocidade relativa sofrerá mudança de direção ao longo da pá, para uma velocidade axial constante.

A fim de se manter todas as seções da pá alinhadas com a velocidade relativa, faz-se necessário o ajuste contínuo do ângulo de torção  $\theta$  (Figura 2-7) ao longo de todo o comprimento da pá, conforme Figura 2-9.

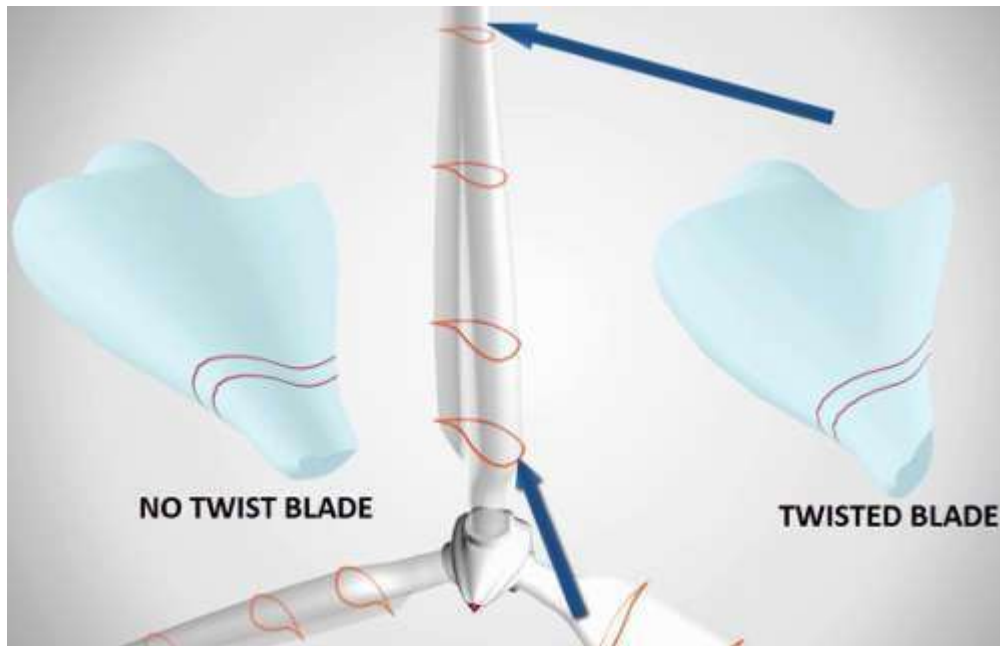


Figura 2-9. Torção ao longo da pá [17].

## 2.4. Mecanismos de Controle

As turbinas eólicas comercializadas atualmente podem operar em uma larga faixa de velocidades, de 3 m/s até 25 m/s, isto é de 11 km/h a 90 km/h [3]. A fim de se maximizar a eficiência mecânica das turbinas e evitar danos à estrutura, engrenagens e equipamentos de geração de energia, emprega-se uma grande variedade de sistemas de controle, podendo ser mecânicos, aerodinâmicos ou eletrônicos.

Esses dispositivos são destinados ao controle de orientação da turbina e velocidade de rotação do motor, controle de cargas, entre outros. As turbinas mais modernas apresentam controles aerodinâmicos, de modo a ajustar a direção das pás para que o gerador opere sob a potência nominal estabelecida.

São três os graus de liberdade básicos apresentados por uma turbina, que ditam sua movimentação rumo à eficiência energética (Figura 2-10):

- Azimute: movimento de rotação do rotor em torno do seu eixo devido ao torque nas pás;
- *Yaw* (guinada): rotação do conjunto rotor-nacele em torno do eixo axial da torre;
- *Pitch* (passo): rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal.

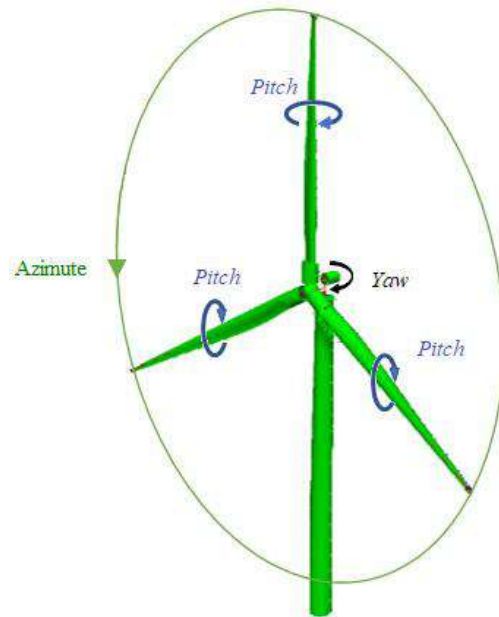


Figura 2-10. Graus de liberdade de uma turbina eólica.

#### 2.4.1. Mecanismo de *Yaw*

Para melhor aproveitamento do vento, a turbina eólica deve estar voltada para a sua direção de incidência. No entanto, a direção do vento pode sofrer alterações a qualquer momento, tornando-se necessário ajustar a turbina para manter o alinhamento do eixo do rotor.

Desse modo, a nacele apresenta um anemômetro acoplado (representado pelo número 15 da Figura 2-4), que mede a velocidade e a direção do vento e aciona o mecanismo de *Yaw*, localizado no topo da torre, como ilustrado na (Figura 2-11). Esse mecanismo corrige o ângulo de desvio e reposiciona o conjunto rotor-nacele, de modo a sempre mantê-lo alinhado com a direção do vento.

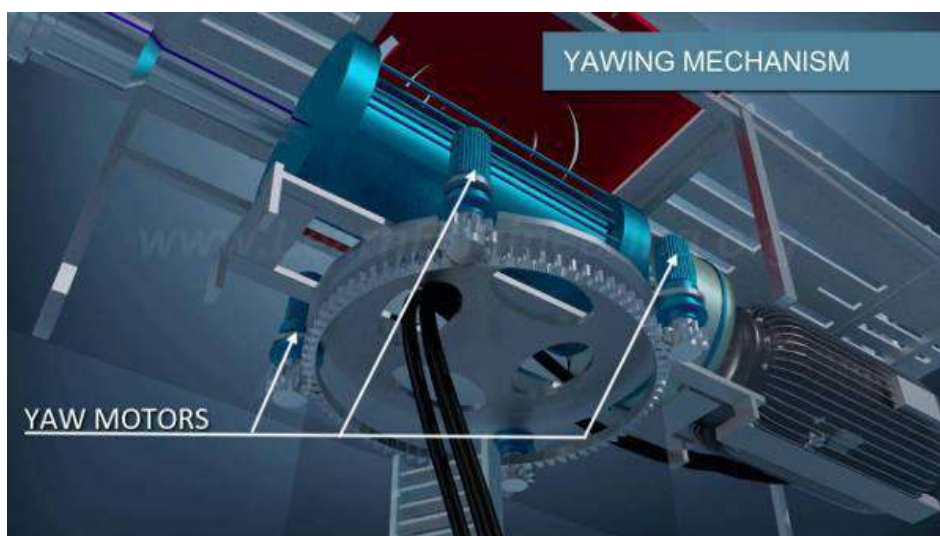


Figura 2-11. Mecanismo de *yaw* [17].

#### 2.4.2. Controle de *Stall* e *Pitch*

Os controles de *stall* e *pitch* são acionados para condições de vento com velocidades superiores à velocidade nominal, ou seja, quando a potência nominal do gerador for superada. Nesses casos, faz-se necessário um ajuste do ângulo em torno do eixo das pás, de forma a se reduzir a sua velocidade.

O controle de *stall* é um sistema passivo, no qual as pás se mantêm fixas para um determinado ângulo em torno de seu eixo, escolhido de modo de que, para velocidades acima da nominal, o escoamento em torno do perfil do aerofólio se descola da superfície, criando-se turbulências (Figura 2-12). Desse modo, as forças de sustentação são reduzidas e as de arrasto aumentadas, diminuindo a velocidade.

Os controles de *stall* possuem as vantagens de serem mais simples, não necessitando de um controle de *pitch* e requerem menos manutenção, ainda que necessitem de um gerador de indução para imprimir uma velocidade constante ao rotor.



Figura 2-12. *Stall* em torno do perfil [18].

Já o controle de *pitch* é um sistema ativo que regula a inclinação das pás em torno do seu eixo longitudinal. Em caso de velocidades acima da nominal, registradas pelo anemômetro, é enviado um sinal aos sistemas de controle, aumentando o ângulo de *pitch* (reduzindo o ângulo de ataque), e conseqüentemente, reduzindo as forças aerodinâmicas.

Por meio do controle de *pitch*, observa-se que, sob todas as condições de vento, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é bastante aderente à superfície (Figura 2-13), produzindo, portanto, sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto.



Figura 2-13. Fluxo aderente ao perfil [18].

De acordo com [18], as turbinas com controles de *pitch* (Figura 2-14) são mais sofisticadas e apresentam vantagens em relação às controladas por *stall*, como o controle de potência ativo sob todas as condições de vento, partida simples do motor pela mudança de *pitch*, além de maior produção de energia para mesmas condições de vento.



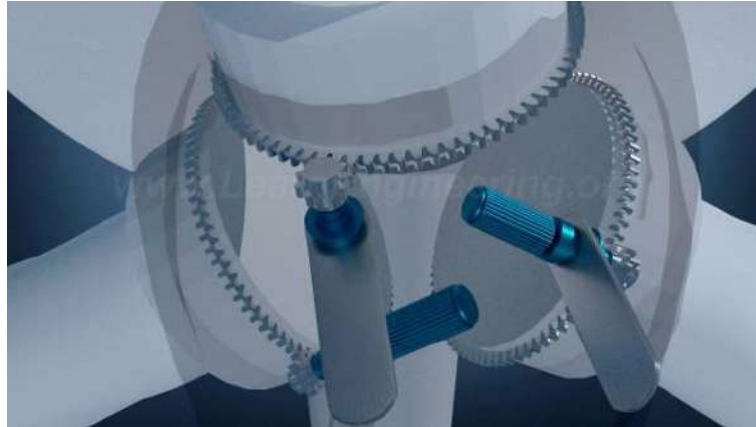


Figura 2-14. Mecanismo de *pitch* [17].

Além dos dispositivos citados anteriormente, as turbinas contam com freios elétricos, mecânicos ou hidráulicos, para casos de manutenção, emergência, situações de mau funcionamento dos componentes ou manutenção, de modo a desacelerar ou interromper o movimento da rotação das pás por um breve período.

### 2.5. Conversão de Energia

As turbinas eólicas convertem a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional nas pás, que, posteriormente, é transformada em energia elétrica no gerador, conduzida para o transformador e, em seguida, para a rede elétrica.

A geração de energia está relacionada ao movimento de rotação de uma espira condutora, ligada ao eixo da turbina, que gira através de um campo magnético formado entre dois ímãs de polaridades opostas. Desse modo, a espira intercepta linhas de força desse fluxo para gerar uma tensão alternada induzida através dos seus terminais (Figura 2-15), de acordo com a Lei de Faraday-Lenz.

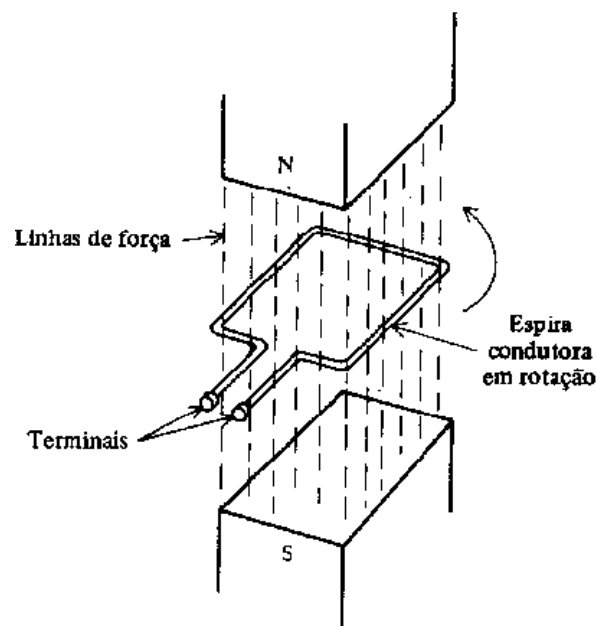


Figura 2-15. Espira girando em um campo magnético [19].

De acordo com a Lei de Faraday, será induzida uma força eletromotriz (*fem*) ou uma tensão no condutor se este interceptar as linhas de força de um campo magnético, ou se essas linhas interceptarem o condutor. Essa *fem* será proporcional à variação do fluxo magnético.

A tensão induzida está diretamente ligada à posição da espira em relação à direção das linhas de fluxo. Conforme a Figura 2-16, pode-se observar que quando a espira gira paralelamente ao fluxo magnético (posição A), a tensão induzida será nula, uma vez que não intercepta nenhuma linha de força. Do mesmo modo, na posição B, onde a espira intercepta o campo formando um ângulo de 90°, produz-se a tensão máxima.

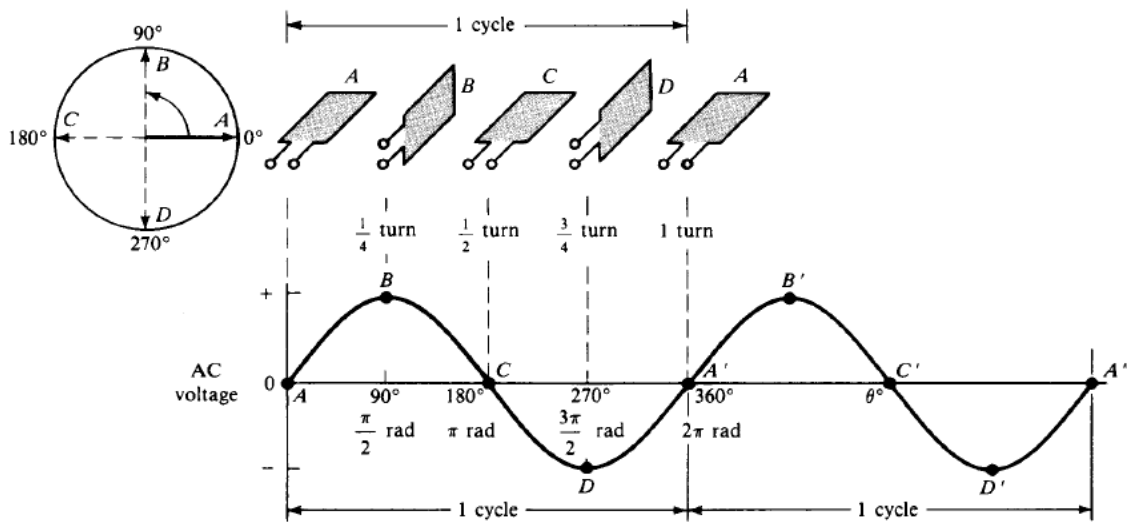


Figura 2-16. Corrente induzida conforme o movimento da espira [19].

Já a Lei de Lenz determina a polaridade dessa tensão induzida, de forma a haver oposição à variação de fluxo que produz a indução. A indução de corrente em torno do condutor cria um campo magnético no seu entorno. Esse campo magnético interage com o externo, produzindo tensão no sentido de anular essa variação de fluxo magnético.

A velocidade de rotação das pás é bem reduzida, uma vez que o conjunto apresenta grande inércia. Dessa forma, as pás não poderiam ser diretamente acopladas ao gerador da turbina. Essa baixa velocidade de rotação reduziria drasticamente a capacidade de conversão eletromecânica de energia, pois, de acordo com a Lei de Faraday-Lenz, a frequência seria muito baixa para geração de energia elétrica em um gerador (variação do fluxo com o tempo seria praticamente nula).

Uma vez que o eixo do gerador precisa girar a uma velocidade muito mais elevada, faz-se necessária a conexão das pás a um arranjo de engrenagens planetárias em uma caixa multiplicadora de velocidade. Além disso, um freio é instalado, próximo a essas engrenagens, cuja função é limitar a velocidade máxima das hélices em situações de fortes ventos.



A baixa tensão produzida no gerador é modificada pelo transformador elevador de tensão (Figura 2-4) e levada por meio de cabos até a base da torre eólica, onde é posteriormente transmitida para a rede elétrica.

Segundo estatísticas divulgadas pela *Wind Europe*, a potência média de turbinas instaladas na Europa em 2018 foi de 6,8 MW [15] e de 7,2 MW em 2019 [20]. A Figura 2-17 apresenta a dispersão da capacidade nominal média das turbinas e a quantidade de turbinas por fazenda eólica em construção durante o ano de 2018, enquanto que a Figura 2-18 se refere às turbinas instaladas em 2019.

É possível observar a tendência de construção de grandes parques com turbinas de maiores capacidades, na ordem de 8 a 10 MW. Além disso, segundo *offshoreWind* [21], as empresas de tecnologia têm investido cada vez mais no desenvolvimento em larga escala de geradores de potências maiores, na faixa de 10 a 15 MW.

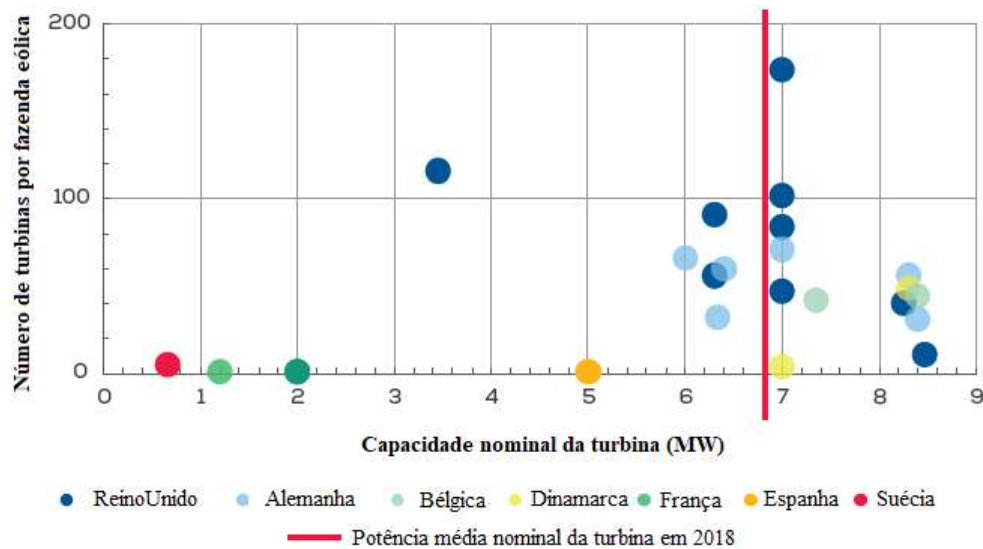


Figura 2-17. Dados de turbinas em fazendas eólicas em construção em 2018 (adaptado de [15]).

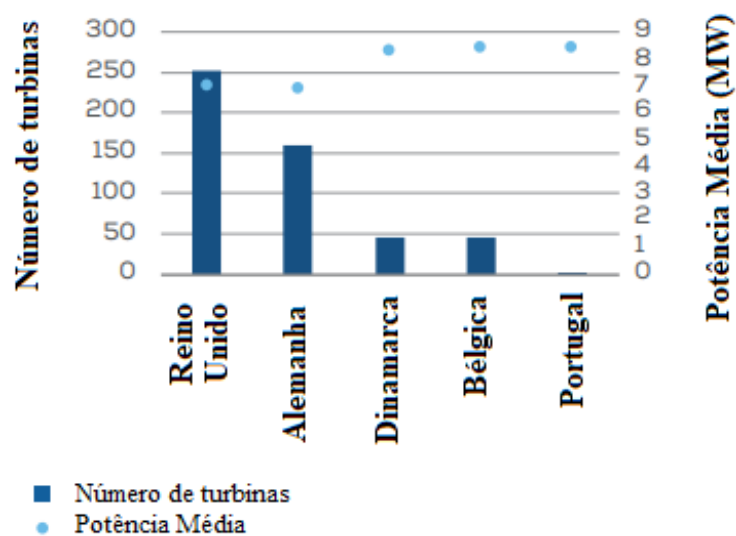


Figura 2-18. Dados de turbinas em fazendas eólicas instaladas em 2019 (adaptado de [20]).

Segundo *Wind Europe* [15], o Parque *Wlaney Extension*, concluído em outubro de 2018, se tornou a maior fazenda eólica em operação no mundo. Localizado no mar da Irlanda, o parque eólico possui 145 km<sup>2</sup> de extensão com 87 turbinas de 8 MW, capazes de produzir 659 MW e abastecer 600 mil casas [22].

## 2.6. Torre da Turbina

As torres (Figura 2-19) têm como função sustentar a turbina na altura desejada e conduzir os cabos de energia do gerador da turbina até o solo, para posterior conexão com a rede elétrica, além de possibilitar o acesso de operadores à turbina. A Figura 2-20 ilustra o interior de uma torre, onde é possível observar os cabos de energia (à direita), iluminação e estruturas de acesso, através de plataformas, escadas e elevadores.

As torres de turbinas eólicas *offshore* são em sua maioria feitas em aço, sendo aplicados revestimentos de proteção contra corrosão. Apresentam também sistemas internos de resfriamento e guindastes de serviço embutidos. Além disso, as torres, as pás e a nacela são usualmente pintadas de cores claras, para promover harmonia com a paisagem [23]. No entanto, as partes inferiores das torres, como as estruturas de suporte, são pintadas com cores mais vivas, a fim de se tornarem mais visíveis para a passagem de navios.

A altura das torres mais empregadas atualmente se encontra na faixa de 60 a 80 m e está relacionada a diversos fatores como a posição ideal do *hub* da turbina, altura da lâmina d'água e detalhe da estrutura de suportação. No caso das turbinas de 5 MW padronizadas pela NREL, a altura do *hub* é fixada em torno de 90 m acima da lâmina d'água [24], enquanto que a das de 10 MW está a 119m [25].



Figura 2-19. Torre da turbina - fazenda eólica *offshore* Beatrice [26].



Figura 2-20. Interior de uma torre de TEO [27] .

## 2.7. Estrutura de Suporte

As estruturas de suporte (subestruturas) para turbinas eólicas *offshore* devem ser definidas quanto à configuração que melhor se adequa às condições de projeto. A natureza da estrutura, local e método de instalação, materiais disponíveis, custos de construção e manutenção devem ser avaliados para escolha do tipo de suportação.

As configurações de suportes para turbinas eólicas consistem basicamente em monoestacas (*monopiles*), trípodas, estruturas treliçadas (como jaquetas), estruturas de gravidade e estruturas flutuantes (Figura 2-21). Além disso, pode-se utilizar estruturas híbridas por meio de arranjos combinados desses tipos.

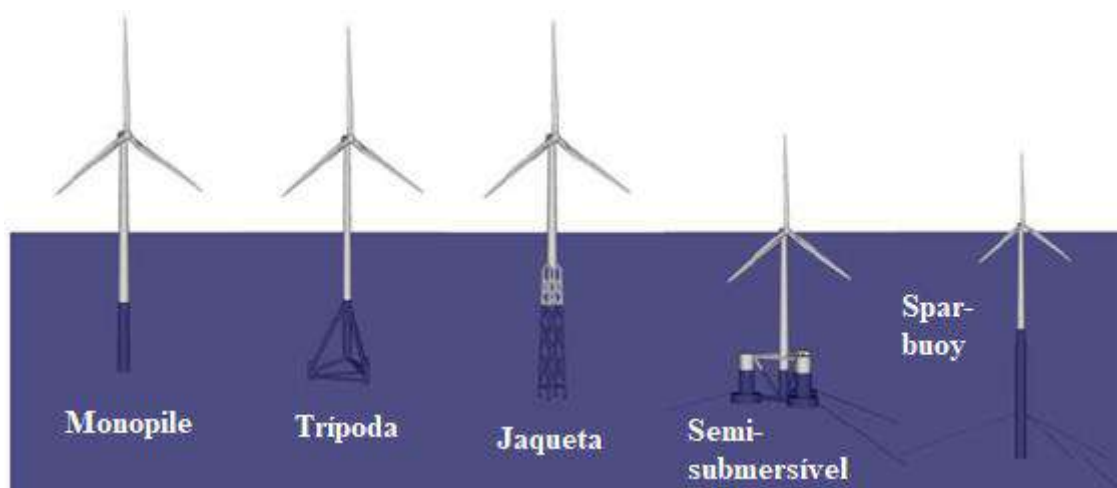


Figura 2-21. Tipos de estruturas de suporte [28].

As *monopiles* são as fundações mais utilizadas em torres eólicas *offshore* para profundidades de até 30 m, uma vez que configuram estruturas mais simples e de conhecimento mais consolidado. Sua geometria consiste em um tubo circular de metal ou concreto, conectado à torre da turbina por meio de uma peça de transição, geralmente de aço, que por sua vez é fixada à *monopile* por meio de *grout* ou parafusos (Figura 2-22). O estudo dessa ligação possui grande importância, uma vez que representa região de concentração de tensões e uma fonte comum de problemas de manutenção [29].

A condicionante do uso desse tipo de estrutura diz respeito à deflexão, movimento lateral ao longo da *monopile*, e à vibração do conjunto, que está submetido a grandes ciclos de tensão provenientes de carregamentos laterais e momentos fletores (devidos à ação de ondas e corrente).

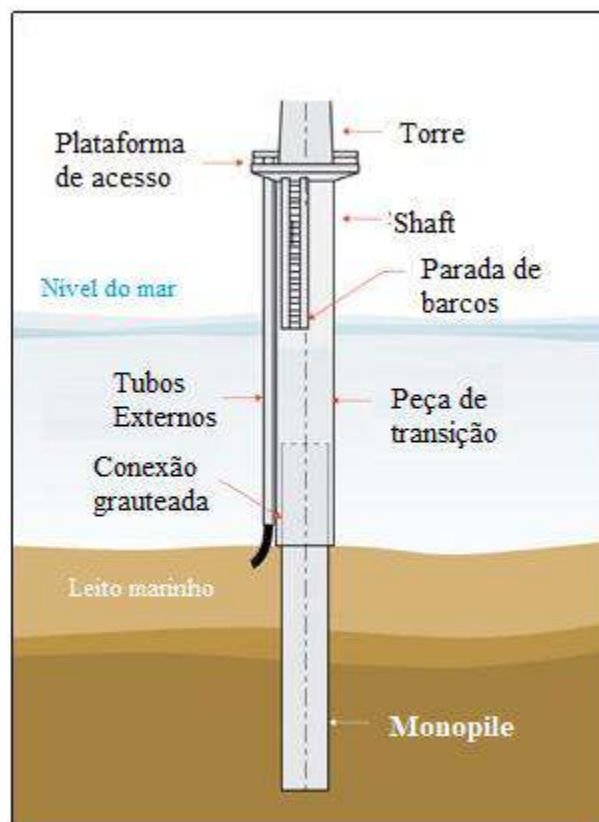


Figura 2-22. *Monopile* (adaptada de [30]).

Outra estrutura de suportes muito empregada para torres eólicas é a tríпода (Figura 2-23), que é geralmente instalada em lâminas d'água de 20 m a 80 m. Sua geometria é constituída por um eixo central de maior volume, que absorve a maior parte dos esforços transmitidos à fundação, e dois eixos auxiliares, formando um tripé. Sua base treliçada se assemelha à estrutura da jaqueta, conferindo boa estabilidade ao conjunto, não sendo necessárias estacas muito profundas para fixação no leito marinho.

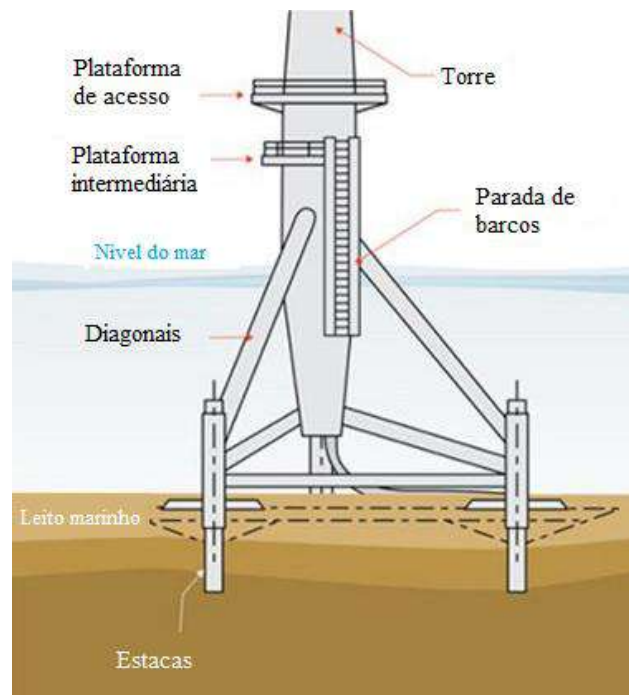


Figura 2-23. Trípodas (adaptada de [30]).

As estruturas de suporte do tipo jaqueta são estruturas treliçadas com perfis tubulares de aço (Figura 2-24), ideais para profundidades de 30m a 60m, ainda que possam ser empregadas em lâminas d'água mais rasas ou um pouco mais profundas. As jaquetas geralmente são constituídas de três ou quatro pernas e são fixadas ao leito marinho por meio de âncoras de sucção ou estacas.

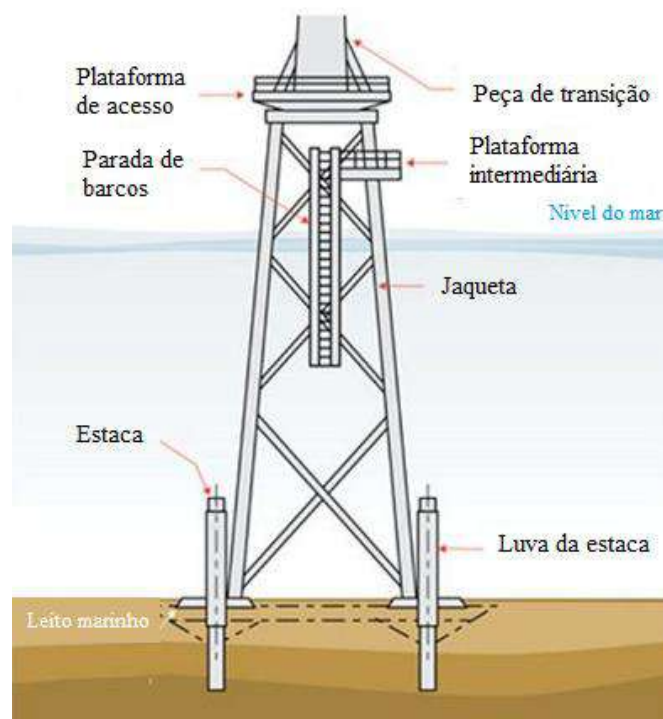


Figura 2-24. Jaqueta (adaptada de [30]).



As jaquetas possuem vantagens em relação às monopiles por sofrerem menor efeito dos carregamentos laterais de onda, uma vez que são mais rígidas ao tombamento e possuem menor área de atuação das forças hidrodinâmicas.

As jaquetas são geralmente fixadas ao solo por meio de estacas. No caso de plataformas de petróleo, são muito utilizadas estacas inclinadas, conduzidas pelo interior das pernas ou com o emprego de luvas. Em ambos os casos, a jaqueta é posicionada primeiramente e as estacas são colocadas utilizando-a como referência (pós-estaqueamento) [31].

Alternativamente, as estacas podem ser posicionadas verticalmente, com a perna da jaqueta interior à estaca ou por meio do emprego de luvas. Apenas para o primeiro caso, as estacas são posicionadas antes da instalação da jaqueta (pré-estaqueamento) e as pernas da jaqueta deverão terminar em uma seção vertical, de modo a serem inseridas nos espaços estabelecidos nas estacas [31].

A Figura 2-25 ilustra os tipos de conexão usualmente empregados para fixação das jaquetas por meio das estacas e os conceitos de pós e pré-estaqueamento.

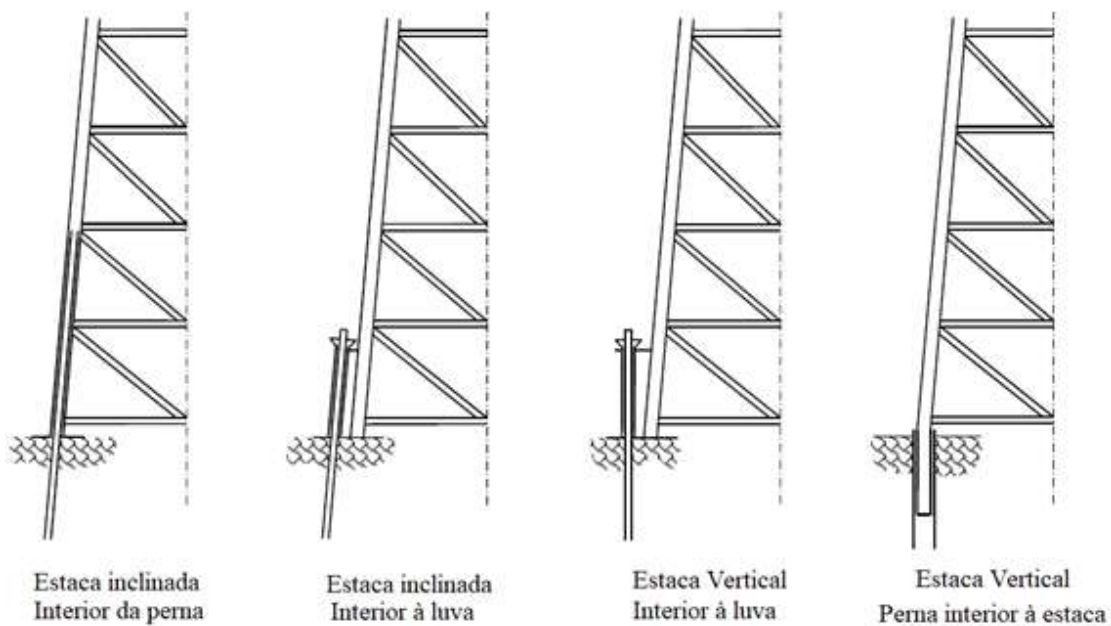


Figura 2-25. Tipos de conexão da jaqueta com estaca [31].

Além das estacas, podem ser utilizadas âncoras de sucção (Figura 2-26) para fixação ao leito marinho. As âncoras são cravadas no solo por meio do bombeamento da água para o exterior, diminuindo a pressão no interior da fundação. A pressão negativa formada e o peso da fundação garantem o processo de ancoragem. Esse meio de fixação pode ser revertido de maneira simples, facilitando posterior remoção da fundação.



Figura 2-26. Jaqueta com âncoras de sucção [32].

Para profundidades acima de 80 m iniciam-se os estudos de viabilidade da instalação de estruturas de suporte flutuantes, ainda pouco desenvolvidas no mercado eólico. Esse tipo de subestrutura envolve três componentes principais: o ponto de ancoragem, o sistema de ancoragem e a própria fundação flutuante [29]. Esses componentes são combinados entre si, de modo a se obter a configuração que melhor se adequa ao tipo de solo e às cargas ambientais do local de instalação.

Os principais tipos de estruturas flutuantes empregados para sustentação de turbinas eólicas são a *spar buoy*, a TLP (*Tension Leg Platform*) e a semi submersível. Essas estruturas possuem reconhecida utilização no mercado de óleo e gás e apresentam conhecimentos já consolidados com relação a projeto, análise e instalação.

A *spar buoy* (Figura 2-27) consiste em uma estrutura esbelta cilíndrica e de grande comprimento, amarrada ao leito marinho por meio de linhas de ancoragem de configuração em catenária ou *taut leg*. Sua estrutura possui um lastro fixo, de modo a permitir a flutuação vertical e assegurar que seu centro de gravidade permaneça sempre abaixo do ponto de aplicação do empuxo (centro de carena), garantindo sua restauração à ação das cargas ambientais e consequente estabilidade.

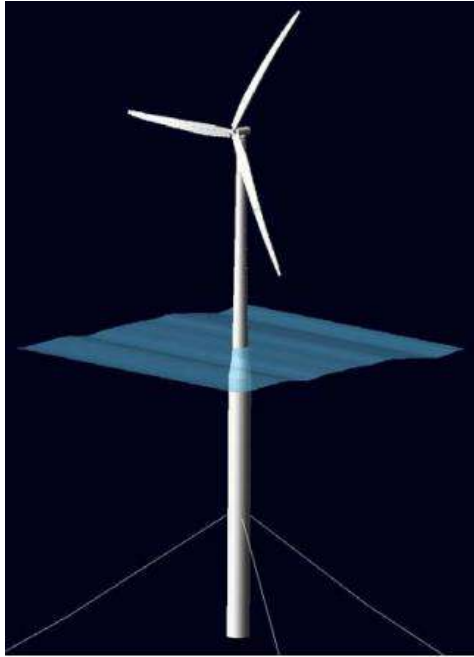


Figura 2-27. Spar buoy [33].

A TLP, por sua vez, é uma estrutura formada por uma coluna central, conectada por braços, onde se concentram os pontos de amarração dos cabos tracionados (Figura 2-28) ancorados no leito marinho. Esse tipo de fundação apresenta grande flutuabilidade, e a tração nos cabos restringe significativamente o deslocamento vertical.

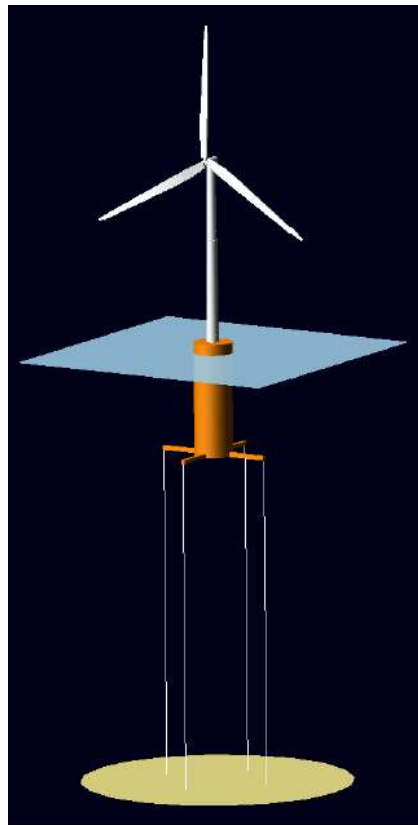


Figura 2-28.TLP [34].



Outro tipo de estrutura de suporte flutuante utilizada em turbinas eólicas *offshore* é a semi submersível, podendo-se destacar o modelo *WindFloat*, para lâminas d'água superiores a 40 m. O *WindFloat* é formado por três colunas com placas em sua base que auxiliam na estabilidade do conjunto, pois limitam significativamente os movimentos da estrutura (estabilidade dinâmica). Além disso, as três colunas armazenam água, distribuindo o lastro entre elas (estabilidade estática), de modo a compensar os movimentos variáveis da turbina eólica resultantes mudanças na velocidade e direção do vento.



Figura 2-29. Semi submersível - *WindFloat* [35].

### 3. VENTO

Os ventos são definidos como a circulação das camadas de ar e seu fluxo pode ser determinado pelo efeito de três forças básicas: de gradiente de pressão, de Coriolis e de atrito. A força do gradiente de pressões é criada a partir das diferenças de pressão na atmosfera provenientes do aquecimento desigual entre duas regiões do planeta. À medida em que uma região aquece, a pressão atmosférica diminui e o ar se eleva. Desse modo, induz-se o deslocamento de uma camada de ar mais fria, com maior densidade e maior pressão, para a região de menor pressão.

Além do movimento gerado pelo gradiente de pressões atmosféricas, o deslocamento das massas também sofre efeito da rotação da Terra. Nesse caso, é considerada a força inercial de Coriolis, que se faz presente quando observada de um ponto diferente do referencial não inercial, fazendo com que a trajetória da partícula seja curva. A força de Coriolis é, portanto, considerada uma pseudoforça, uma vez que ela não existe ao longo do tempo, dependendo apenas do sistema de coordenadas do sistema de referência, mudando a trajetória da partícula [36].

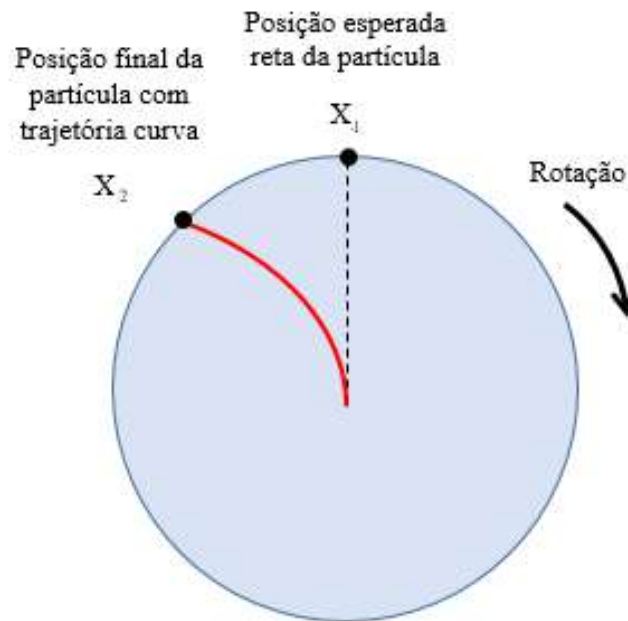


Figura 3-1. Trajetória de uma partícula devido à pseudoforça de Coriolis.

Outro fator determinante no movimento dos ventos é o atrito gerado entre o vento e a superfície do terreno, que se opõe à direção do vento, reduzindo sua velocidade. Desse modo, o arrasto por atrito do solo tende a ser maior quanto mais rugosa a superfície e maior a velocidade do vento.

Na Terra, os maiores deslocamentos de ar se dão nas direções da linha do Equador e os polos, conforme esquematizado na Figura 3-2. Nos níveis superiores (em vermelho), o vento desloca-se do Equador em direção aos polos. Nos níveis inferiores (em azul), a circulação dos ventos pode ser no sentido horário ou anti-horário, dependendo das forças de Coriolis e da latitude em que a massa de ar se encontra [37].

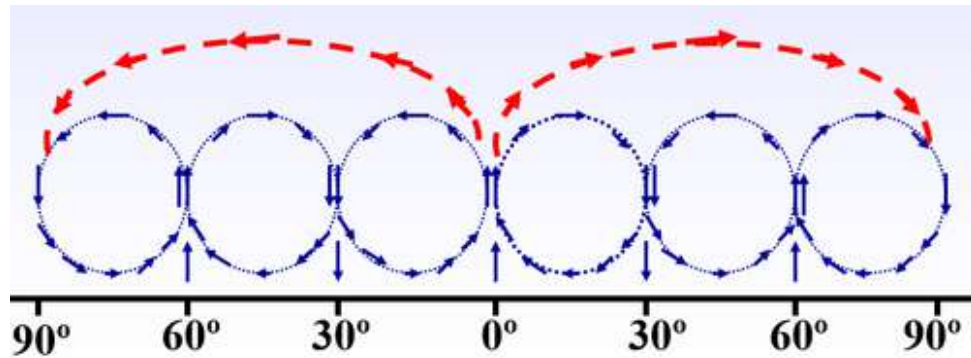


Figura 3-2. Deslocamentos do ar entre o Equador e os polos [37].

### 3.1. Turbulência

A turbulência é causada por correntes convectivas (turbulência convectiva), obstruções no fluxo do vento (turbulência mecânica) e cisalhamento do vento [37]. A turbulência convectiva é formada por movimentos verticais (ascendentes e descendentes) turbulentos das massas de ar e levam em consideração a amplitude da área de fluxo do vento e a temperatura da superfície.

A turbulência mecânica, por sua vez, é a turbulência causada por obstruções ao fluxo de vento, como vegetação, edifícios, montanhas, entre outros. No caso das turbinas eólicas, as pás obstruem o fluxo de vento passando através delas, induzindo a formação de vórtices a jusante (conforme Figura 3-3).



Figura 3-3. Turbulência a jusante das turbinas [28].

Outra causa de turbulência é o cisalhamento do vento, que é a taxa de mudança na direção e/ou velocidade do vento por unidade de distância. O cisalhamento pode estar associado a um deslocamento de vento ou a um gradiente de velocidade em qualquer nível da atmosfera, gerando turbulência entre duas correntes de vento de diferentes direções e/ou velocidades [37], conforme ilustrado na Figura 3-4.



Figura 3-4. Zona de cisalhamento do vento [37].

No caso de turbinas eólicas, a resposta das pás da turbina à turbulência irá depender da geometria dos aerofólios que as compõem, velocidade do vento e altitude em que o rotor se encontra.

### 3.2. Perfil do Vento

Os parâmetros do vento devem ser determinados por meio da análise adequada dos dados obtidos em cada localidade de projeto para que, posteriormente, se trace um perfil que melhor represente seu comportamento. Embora as cargas de vento sejam dinâmicas por natureza (variem com o tempo), algumas estruturas respondem a elas de maneira quasi-estática. Para estruturas fixas de aço convencionais em águas rasas, por exemplo, as forças atuantes associadas ao vento são relativamente pequenas (em geral, inferior a 10% da carga total, de acordo com API RP 2A-WSD-2007 [38]). Já para alguns projetos de estruturas em águas mais profundas essas cargas de vento podem ser significativas e devem ser estudadas de forma mais detalhada.

As propriedades estatísticas do vento (como média e desvio padrão da velocidade) variam com a elevação (fator de perfil) [38]. Desse modo, os dados de velocidade do vento, acompanhados dos valores de elevação e duração da medição, são imprescindíveis para representação do comportamento dinâmico do vento, assim como o período de estudo do projeto. Os estudos podem ser realizados considerando condições de vento de curto prazo, isto é, durante um período de 10 minutos, e longo prazo, durante um período de 10 anos.

Com relação à velocidade média do vento, é frequentemente empregada a velocidade a uma altura de 10 m acima do nível médio d'água (NMA). Quando os dados da velocidade do vento para alturas diferentes da altura de referência não estiverem disponíveis, a velocidade do vento pode ser calculada a partir daquela na altura de referência, considerando-se um perfil de velocidade acima do nível médio d'água [39].

De acordo com a DNV-RP-C205 [39], podem ser assumidas, para curto prazo, condições de vento estacionárias, com velocidade média  $U_{10}$  e desvio padrão  $\sigma_{10}$  constantes, não podendo ser aplicadas, no entanto, a rajadas de vento e condições de vento extremas, como furacões, ciclones e tufões. Já para longo prazo, os parâmetros climáticos de velocidade e o desvio padrão podem ser representados por uma distribuição de probabilidade de *Weibull*.

O perfil da velocidade representa a variação da velocidade média do vento em função da elevação acima do nível médio d'água. Em situações onde as condições de estabilidade atmosférica não forem complexas, o perfil do vento pode ser representado de maneira simplificada por um perfil logarítmico [39], dado pela Eq. (3-1).

$$U(z) = \frac{u^*}{k_a} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (3-1)$$

onde:

$U$  é a velocidade média do vento na altura  $z$  acima do nível da superfície;  $u^*$  é a velocidade de atrito/fricção, dada pela Eq. (3-2);  $k_a$  é a constante de *von Kármán* ( $\sim 0,4$ );  $z_0$  é o nível da superfície, dado em função da velocidade do vento, da distância a montante até a terra, da profundidade d'água e do campo das ondas. Seu valor varia entre 0,0001 m (mar aberto) até 0,003 m (áreas costeiras com ventos *onshore*) [40] e é determinado por meio da Eq. (3-5).

$$u^* = \frac{\sqrt{\tau}}{\rho_a} \quad (3-2)$$

onde  $\tau$  é a tensão de atrito da superfície e  $\rho_a$  é a densidade do ar.

A velocidade de atrito pode ser determinada também em função da velocidade  $U_{10}$  (vento médio de 10 minutos), para uma altura de 10 m, por:

$$u^* = \sqrt{\kappa} \cdot U_{10} \quad (3-3)$$

onde  $\kappa$  é o coeficiente de atrito da superfície, definido pela Eq. (3-4).

$$\kappa = \frac{k_a^2}{\ln\left(\frac{H_{10}}{z_0}\right)^2} \quad (3-4)$$

onde  $H_{10}$  corresponde à altura de referência de 10 m acima da superfície do terreno e o parâmetro  $z_0$  é dado, no caso de instalações *offshore*, por:

$$z_0 = \frac{A_c}{g} \cdot \left( \frac{k_a U(z)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \right)^2 \quad (3-5)$$

onde  $g$  é a aceleração da gravidade e  $A_c$  é a constante de *Charnock*. Para mar aberto, são recomendados valores de  $A_c$  entre 0,011 a 0,014, enquanto que para locações próximas à costa são utilizados valores maiores do que 0,018 [40].

Alternativamente ao perfil logarítmico, pode ser utilizado a expressão empírica dada pela lei potencial, descrita por:

$$U(z) = U_{10}(H_{10}) \cdot \left( \frac{z}{H_{10}} \right)^\alpha \quad (3-6)$$

onde  $\alpha$  é um expoente que depende da rugosidade do terreno e é considerado constante em toda a altura. Para estruturas *offshore*, a DNV-OS-J101 [40] recomenda  $\alpha = 0,14$ .

Para uma representação mais próxima do comportamento real do vento, deve-se levar em consideração as suas flutuações. Desse modo, os espectros são a ferramenta mais indicada para a contabilização dessas flutuações/turbulências.

No caso de turbinas eólicas *offshore*, a DNV-OS-J101 [40] recomenda o espectro de Kaimal para representação da densidade espectral da velocidade do vento, dada por:

$$S_U(f) = \sigma_U^2 \cdot \frac{4 \frac{L_k}{U_{10}}}{\left(1 + 6 \frac{f L_k}{U_{10}}\right)^{5/3}} \quad (3-7)$$

onde:  $f$  é a frequência e o parâmetro de escala  $L_k$  é dado por:

$$L_k = \begin{cases} 5,67 \cdot z & \text{para } z < 60 \text{ m} \\ 340,2 \text{ m} & \text{para } z \geq 60 \text{ m} \end{cases} \quad (3-8)$$

com desvio padrão  $\sigma_U$  dado por:

$$\sigma_U = U(z) \cdot \left( \frac{z}{K} \right)^{-1} \quad (3-9)$$

A variabilidade natural da velocidade do vento em relação à velocidade média do vento  $U_{10}$  é conhecida como turbulência e caracterizada pelo desvio padrão  $\sigma_U$  [40]. Para a melhor correlação dessa variabilidade da velocidade com  $U_{10}$  ajusta-se um modelo de distribuição adequado aos dados disponíveis.

As distribuições de probabilidade de longo prazo para os parâmetros climáticos de vento  $U_{10}$  e  $\sigma_U$ , determinados a partir dos dados disponíveis, são comumente representadas por uma distribuição cumulativa de *Weibull* de dois parâmetros para a velocidade média do vento de 10 minutos  $U_{10}$  em conjunto com uma distribuição lognormal de  $\sigma_U$  condicional em  $U_{10}$ . A distribuição de *Weibull* pode ser descrita por:

$$F_{U_{10}}(u_w) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{u_w}{A_w}\right)^{k_w}\right) \quad (3-10)$$

onde  $A$  é o parâmetro de forma e  $k$  é o parâmetro de escala, que depende da localização e altura estudada.

### 3.3. Forças Aerodinâmicas

#### 3.3.1. Aerofólio

As pás são formadas por uma série de seções transversais, denominadas aerofólios, de diferentes formas e tamanhos, da raiz (extremidade próxima ao *hub*) até a ponta, conforme apresentado na Figura 3-5.

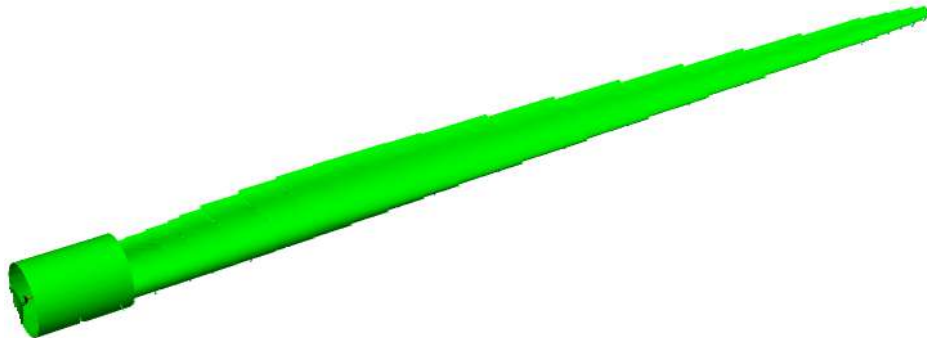


Figura 3-5. Geometria da pá de uma turbina padrão de 10 MW.

A parte superior do aerofólio possui formato mais alongado em relação à parte inferior, mais curva, fazendo com que as partículas do ar consigam percorrer o comprimento de modo mais rápido na parte superior [41].

Dada a Equação de Bernoulli (3-11), pode-se concluir que velocidades maiores acarretam pressões menores. Dessa forma, a parte superior, com velocidades maiores, apresenta pressão menor em relação à parte inferior. Esse gradiente de pressões, por sua vez, induz a formação de uma força de sustentação (*lifting*), de baixo para cima, perpendicular ao fluxo.

$$\frac{\rho v^2}{2} + \rho gh + P = \text{constante} \quad (3-11)$$

onde  $\rho$  é a densidade do fluido;  $v$  é a velocidade de escoamento;  $g$  é a aceleração da gravidade;  $h$  é a altura em relação a um referencial; e  $P$  é a pressão ao longo do volume estudado.

### 3.3.2. Teoria do Elemento de Pá

Para determinação das forças aerodinâmicas que atuam sobre a pá, utiliza-se a Teoria do Elemento de Pá (ou *Blade Element Theory*, em inglês). Essa teoria considera que as forças totais atuantes na pá são as mesmas que atuam em um elemento isolado dela. O método de cálculo dessas forças consiste em dividir a pá em pequenos elementos radiais de mesmas propriedades aerodinâmicas, determinar as forças atuantes sobre esses elementos e, posteriormente, integrar esses valores ao longo do comprimento da pá para se obterem as forças totais.

Dessa maneira, pode-se representar as forças atuantes sobre um aerofólio por duas componentes principais: força de sustentação (*lift*), perpendicular ao movimento, e força de arrasto (*drag*), paralelo ao movimento, conforme Figura 3-6.

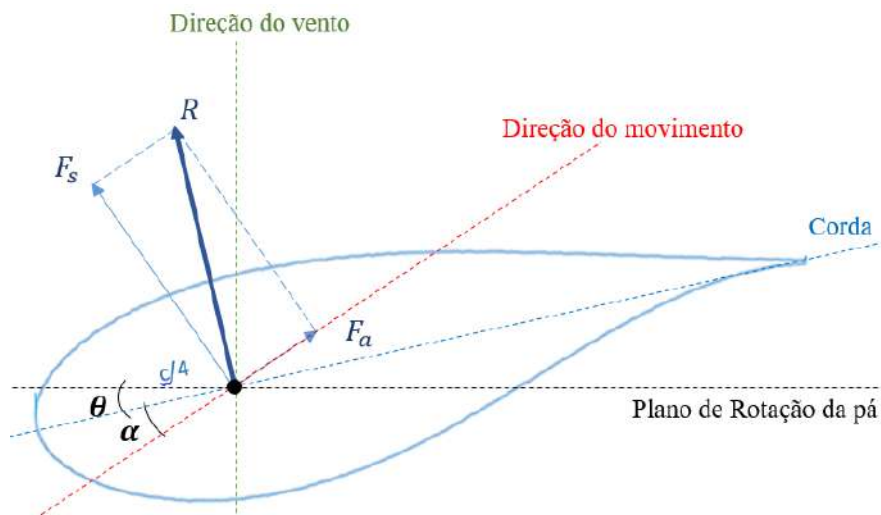


Figura 3-6. Forças aerodinâmicas em um aerofólio.

onde  $\alpha$  é o ângulo de ataque,  $\theta$  é o ângulo de torção e  $\phi = \alpha + \theta$  é o ângulo de fluxo.

As forças de sustentação e arrasto são dependentes do ângulo de ataque  $\alpha$ , ângulo formado entre a direção do movimento e a corda do aerofólio (linha que liga os bordos frontal e traseiro do aerofólio) e são dadas pelas Equações (3-12) e (3-13), respectivamente.

$$dF_s = \frac{1}{2} \rho_{ar} \cdot V_{rel}^2 \cdot C_s \cdot c \cdot dr \quad (3-12)$$

$$dF_a = \frac{1}{2} \rho_{ar} \cdot V_{rel}^2 \cdot C_a \cdot c \cdot dr \quad (3-13)$$



onde  $C_s$  e  $C_a$  são, respectivamente, os coeficientes de sustentação e arrasto característicos do perfil do aerofólio e dependem do ângulo de ataque  $\alpha$  e do número de Reynolds  $Re$ ,  $\rho_{ar}$  é a densidade do ar,  $V_{rel}$  é a velocidade relativa do vento (direção do movimento),  $c$  é a corda do aerofólio e  $dr$  é o comprimento do elemento infinitesimal da pá.

Para descrever corretamente as forças, também faz-se necessário conhecer o momento  $M$  sobre um ponto do aerofólio [41]. Esse ponto é localizado a uma distância de  $t/4$  do bordo de ataque (conforme Figura 3-6) e o momento pode ser descrito pela Eq. (3-14):

$$dM = \frac{1}{2} \rho_{ar} \cdot V_{rel}^2 \cdot C_m \cdot c^2 \cdot dr \quad (3-14)$$

onde  $C_m$  é o coeficiente de momento e seu valor também depende de  $\alpha$  e de  $Re$ .

A eficiência da pá está relacionada à relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto, que deve ser a maior possível. As Figuras 3-7 e 3-8 apresentam, respectivamente, a geometria de um aerofólio e os coeficientes aerodinâmicos relacionados ao mesmo, com base nos dados extraídos de BAK *et al* [25] e a Figura 3-9 apresenta a relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto.

Desse modo, pode-se observar que, para o exemplo do aerofólio, os maiores coeficientes de sustentação ocorrem para ângulos de ataque menores, uma vez que a sua própria geometria mais curva favorece o surgimento da força de sustentação. Além disso, nota-se, para a geometria da Figura 3-7, que as maiores relações entre os coeficientes de sustentação e arrasto ocorrem para ângulos de ataque inferiores a  $15^\circ$ , sendo o maior valor obtido para o ângulo de  $4^\circ$ .

O Apêndice A apresenta a geometria e coeficientes aerodinâmicos dos aerofólios que compõem as pás de uma turbina padrão de 10 MW utilizada neste trabalho.

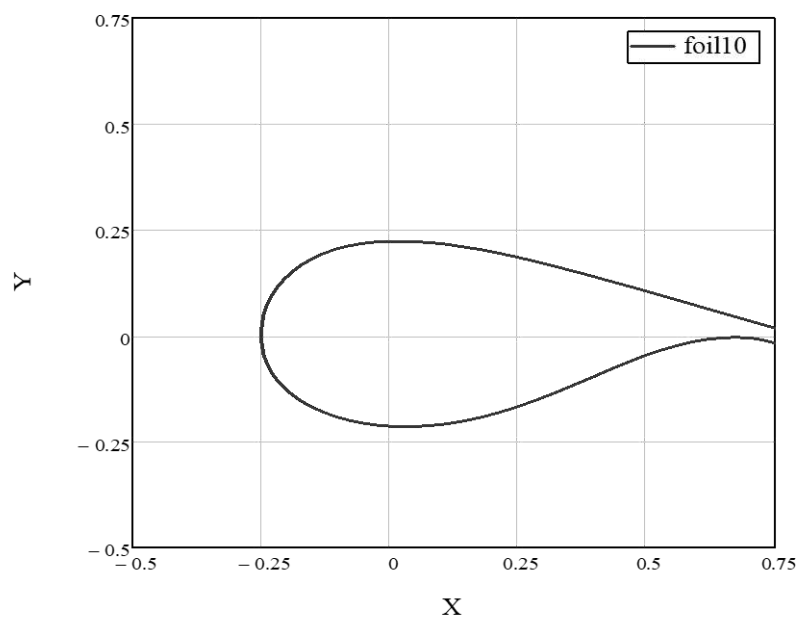


Figura 3-7. Geometria do aerofólio FOIL 10.

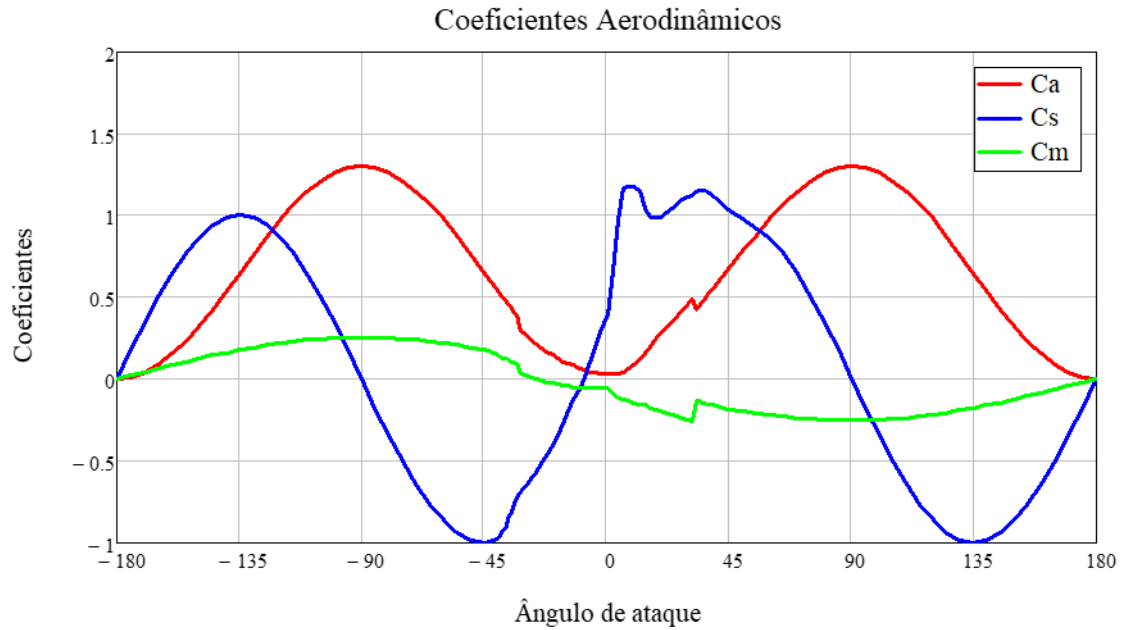


Figura 3-8. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 10.

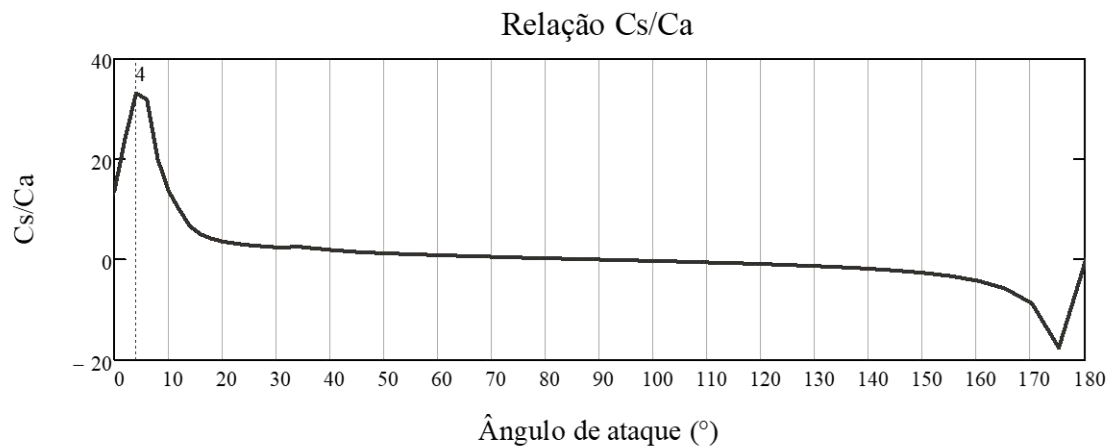


Figura 3-9. Relação dos coeficientes aerodinâmicos do FOIL 10.

### 3.3.3. Teoria da Quantidade de Movimento Unidimensional

Para uma abordagem inicial da teoria da quantidade de movimento (*Momentum*), considera-se um modelo simples unidimensional de um rotor, como um disco permeável ideal, ou seja, sem atrito. Assume-se também que o fluxo de vento a jusante do disco não possui uma componente de velocidade rotacional. Desse modo, o disco funciona como um dispositivo de arrasto, diminuindo a velocidade do vento distante  $V_0$ , a montante do rotor para  $u_1$ , a jusante, conforme Figuras 3-10 e 3-11, extraindo energia do vento no processo.

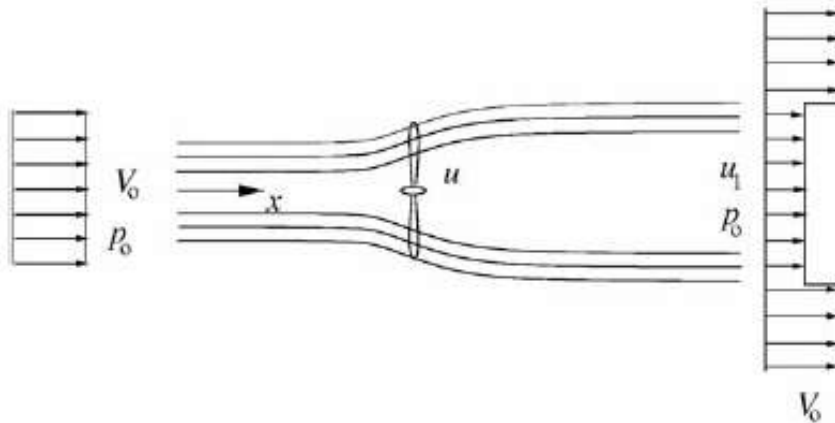


Figura 3-10. Linhas de fluxo do vento através do rotor [41].

A força do disco que promove o retardamento do vento pode ser determinada pela queda de pressão sobre o rotor. Pela Figura 3-11, observa-se que há um pequeno aumento de pressão, de  $p_0$  para  $p$ , antes da descontinuidade  $\Delta p$  no rotor, seguido de uma recuperação para a pressão atmosférica  $p_0$  a jusante.

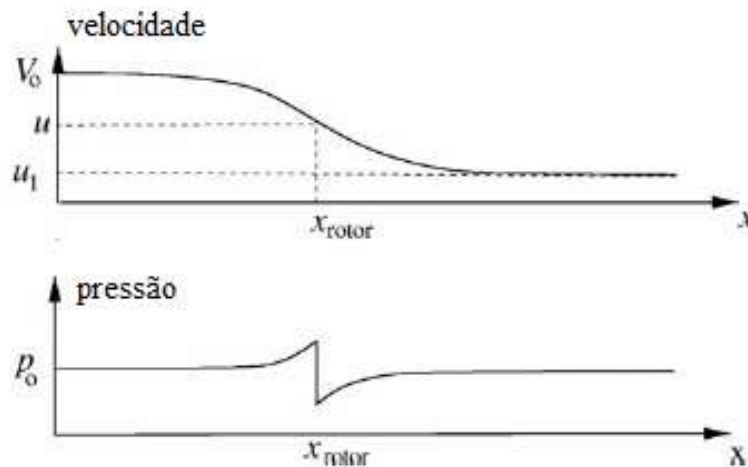


Figura 3-11. Velocidades e pressões a montante, no plano do rotor e a jusante [41].

Esta força é denominada *thrust* (propulsão) e atua contra o sentido do fluxo do vento. Assumindo um rotor com um número infinito de pás, pode-se compor o disco do modelo em questão, com uma distribuição uniforme de pressão ao longo dele. Desta hipótese, pode-se escrever a força de *thrust* através da seguinte relação:

$$T = \Delta p \cdot A_r \quad (3-15)$$

onde  $A_r$  é a área do rotor e é igual a  $\pi R^2$ .

Considerando o fluxo de vento estacionário, incompressível, sem atrito e sem influência de forças externas agindo sobre o rotor, pode-se utilizar a Equação de Bernoulli



$$\dot{m}_{\text{lado}} = \rho_{ar} A_1 (V_0 - u_1) \quad (3-22)$$

A conservação de massa também fornece uma relação entre A e A<sub>1</sub>, dada por:

$$\dot{m} = \rho_{ar} u A_r = \rho_{ar} u_1 A_1 \quad (3-23)$$

Combinando as equações (3-20), (3-22) e (3-23), a força de *thrust* pode ser escrita como:

$$T = \rho_{ar} u A_r (V_0 - u_1) = \dot{m} (V_0 - u_1) \quad (3-24)$$

Igualando as equações (3-19) e (3-24), obtém-se que:

$$u = \frac{1}{2} (V_0 + u_1) \quad (3-25)$$

Desse modo, pode-se observar que a velocidade do rotor é igual a média das velocidades do vento a montante e a jusante do rotor, medidas a longas distâncias da turbina.

Sabendo-se que a velocidade induzida na direção axial se relaciona à velocidade não perturbada do vento V<sub>0</sub>, por meio do fator de indução axial a e que a velocidade rotacional (tangencial) está relacionada à velocidade angular das pás por um fator de indução tangencial a', tem-se que:

$$V_{ax} = (1 - a)V_0 \quad (3-26)$$

$$V_{rot} = (1 + a')\omega R \quad (3-27)$$

Correlacionando a equação da velocidade axial atuante nas pás, apresentada (3-26) com a deduzida em (3-25), obtém-se que:

$$u = (1 - a)V_0 \quad (3-28)$$

Consequentemente, tem-se a velocidade após a turbina dada por:

$$u_1 = (1 - 2a)V_0 \quad (3-29)$$

Desta forma, substituindo as expressões encontradas em (3-28) e (3-29) em (3-24), pode-se escrever a força de *thrust* como:

$$T = 2\rho_{ar} V_0^2 a(1 - a)A_r \quad (3-30)$$

A energia cinética incidente sobre uma turbina, a ser transformada em energia mecânica de rotação nas pás, para uma certa massa m de ar, é expressa por:

$$E_{\text{cin}} = \frac{1}{2} m V_0^2 \quad (3-31)$$

Logo, a potência disponível pode ser obtida derivando-se a expressão (3-31) em função do tempo e pode ser escrita como:

$$P_{\text{disp}} = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \dot{m} V_0^2 \quad (3-32)$$

Considerando o fluxo de massa  $\dot{m} = \rho_{ar} V_0 A$  na Eq.(3-32), pode-se escrever a equação da potência como:

$$P_{\text{disp}} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A_r V_0^3 \quad (3-33)$$

Dado que a energia mecânica de uma turbina é dada pela diferença entre as energias cinéticas a montante e a jusante da turbina, a potência no *shaft* da turbina pode ser dada por:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} V_0^2 - \frac{1}{2} \dot{m} u_1^2 \quad (3-34)$$

Desse modo, substituindo a equação do fluxo determinada em (3-23) e a relação da velocidade obtida em (3-28) na Eq.(3-34), tem-se:

$$P = 2 \rho_{ar} V_0^3 a (1 - a)^2 A_r \quad (3-35)$$

Como apenas uma parte da energia cinética do vento é convertida em energia mecânica nas turbinas (dada pela diferença das energias cinéticas a montante e a jusante da turbina), a eficiência na extração da potência do vento é quantificada pelo coeficiente de potência ( $C_P$ ), dado por:

$$C_P = \frac{P}{P_{\text{disp}}} \quad (3-36)$$

Desta maneira, substituindo a Eq. (3-33) em (3-36), tem-se o coeficiente de potência na turbina dada por:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho_{ar} A_r V_0^3} \quad (3-37)$$

De modo similar, pode-se deduzir o coeficiente de *thrust* como:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho_{ar} A_r V_0^2} \quad (3-38)$$

Ainda é possível rescrever as relações dos coeficientes de potência e *thrust* encontradas, substituindo os valores de T e P deduzidos nas (3-30) e (3-35).

$$C_P = 4a(1 - a)^2 \quad (3-39)$$

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (3-40)$$

É possível escrever também a razão entre as áreas  $A_0$  e  $A_1$ , encontrada diretamente por meio da equação da continuidade, como:

$$\frac{A_0}{A_1} = 1 - 2a \quad (3-41)$$

Dado que a energia mecânica de uma turbina é dada pela diferença entre as energias cinéticas a montante e a jusante da turbina, conforme Eq. (3-34), para que houvesse um rendimento de 100% na turbina, ou seja, a energia cinética fosse totalmente convertida em energia mecânica na turbina, a velocidade a jusante (de saída) deveria ser nula.

Como esse rendimento é fisicamente impossível, uma vez que representaria a ausência de fluxo atravessando as pás, há uma eficiência máxima teórica que uma turbina eólica pode alcançar. Esse limite é conhecido como Limite de Betz [42] e corresponde ao valor máximo para o coeficiente de potência, conforme apresentado na Figura 3-13.

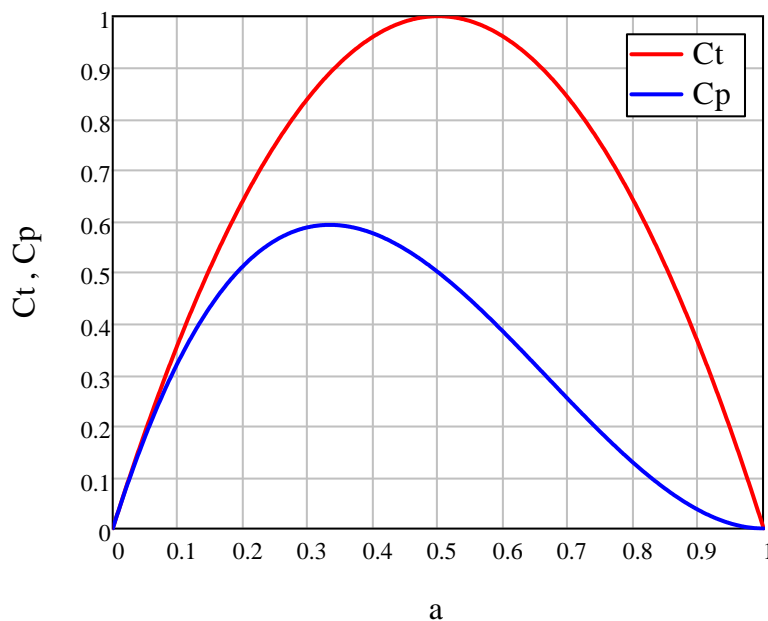


Figura 3-13.  $C_P$  e  $C_T$  em função do fator de indução.

Desse modo, derivando-se a Eq. (3-39) para cálculo do valor máximo para  $C_P$ , conclui-se que o Limite de Betz equivale a  $16/27 \approx 0,593$ , correspondente ao fator de indução  $a = 1/3$ .

### 3.3.4. Teoria do BEM

A teoria do BEM (*Blade Element Momentum*) relaciona a teoria do elemento de pá (item 3.3.2) com a teoria do *momentum* unidimensional (item 3.3.3), considerando aspectos desprezados no item 3.3.3, como o número de pás e distribuições das cordas e torções ao longo da pá. A teoria considera o volume como um tubo de fluxo, discretizado em N elementos circulares de espessura  $dr$ , conforme apresentado na Figura 3-14.

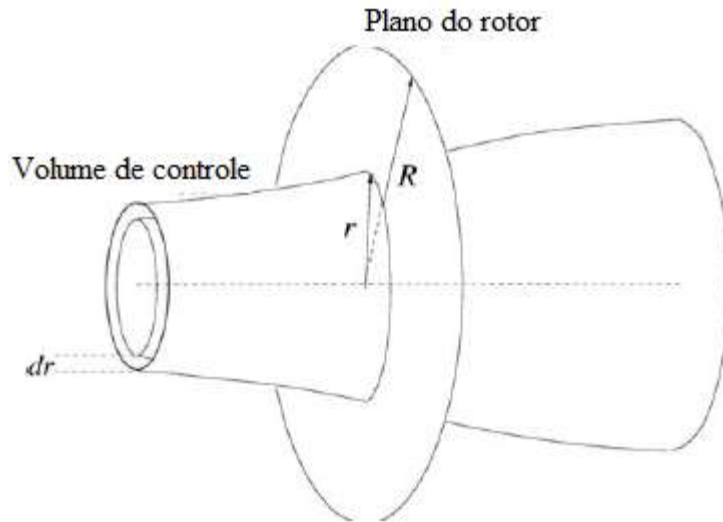


Figura 3-14. Volume de controle usado na teoria do BEM (adaptado de [41]).

O modelo apresentado assume duas premissas básicas, segundo HANSEN [41]:

- 1) Não há dependência radial entre os elementos da pá. Desse modo, as ações atuantes sob um elemento não são percebidas pelos demais;
- 2) A força proveniente das pás no fluxo é constante em cada elemento anelar; isto corresponde a um rotor com um número infinito de pás.

Posteriormente é aplicada uma correção conhecida como fator de perda de ponta de Prandtl para corrigir a segunda suposição, a fim de calcular um rotor com um número finito de pás.

De modo semelhante ao cálculo apresentado na teoria do *momentum* unidimensional, dado pela Eq. (3-24), o *thrust* pode ser determinado a partir da equação diferencial de *momentum*, Eq. (3-42), para uma área de seção transversal igual a  $2\pi r dr$ .

$$dT = (V_0 - u_1)dm = 2\pi r \rho_{ar} u (V_0 - u_1) dr \quad (3-42)$$

Por sua vez, o torque  $dQ$  no elemento circular é obtido por meio da Eq. (3-43).

$$dQ = r C_\theta dm = 2\pi r^2 \rho_{ar} u C_\theta dr \quad (3-43)$$

onde  $C_\theta$  é o componente azimutal da velocidade, dado por  $C_\theta = 2a'\omega r$ .



Reescrevendo as equações (3-42) e (3-43) em função de  $a$  e  $a'$ , tem-se que:

$$dT = 4\pi r \rho_{ar} V_0^2 a(1-a) dr \quad (3-44)$$

$$dQ = 4\pi r^3 \rho_{ar} V_0 \omega(1-a)a' dr \quad (3-45)$$

Considerando o ângulo de fluxo  $\phi$ , apresentado na Figura 3-6, pode-se escrevê-lo em função das velocidades axial e de rotação, como:

$$\tan \phi = \frac{V_{ax}}{V_{rot}} \quad (3-46)$$

Substituindo as equações (3-26) e (3-27) na Eq. (3-46), tem-se que:

$$\tan \phi = \frac{(1-a)V_0}{(1+a')\omega r} \quad (3-47)$$

Considerando as forças de sustentação e arrasto, obtidas por meio da integração das Eq. (3-12) e (3-13) ao longo do comprimento do elemento, pode-se determinar as componentes normal e tangencial ao plano do rotor,  $F_n$  e  $F_t$  da Figura 3-15, de acordo com as Eq. (3-48) e (3-49).

$$F_n = F_s \cos \phi + F_a \sin \phi \quad (3-48)$$

$$F_t = F_s \sin \phi + F_a \cos \phi \quad (3-49)$$

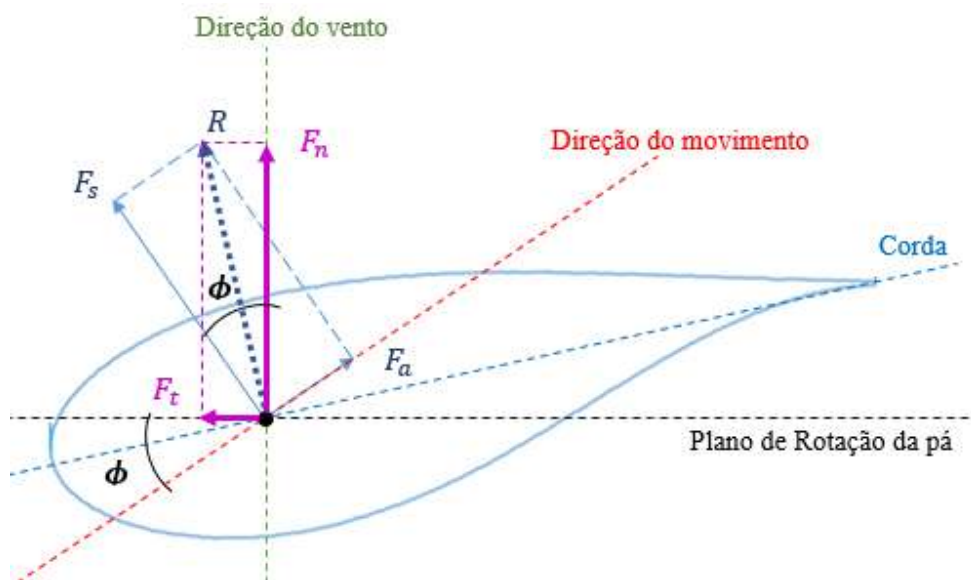


Figura 3-15. Forças normal e tangencial em um aerofólio.

Dessa forma, pode-se escrever os coeficientes normal e tangencial, de modo similar, como:

$$C_n = C_s \cos \phi + C_a \sin \phi \quad (3-50)$$

$$C_t = C_s \sin \phi + C_a \cos \phi \quad (3-51)$$

sendo:

$$C_n = \frac{F_n}{\frac{1}{2} \rho_{ar} t V_{rel}^2} \quad (3-52)$$

$$C_t = \frac{F_t}{\frac{1}{2} \rho_{ar} t V_{rel}^2} \quad (3-53)$$

Com base no triângulo de velocidades da Figura 2-7, pode-se deduzir que:

$$V_{rel} \sin \phi = V_0(1 - a) \quad (3-54)$$

$$V_{rel} \cos \phi = \omega r(1 + a') \quad (3-55)$$

Ainda no âmbito das forças aerodinâmicas, vale também introduzir o conceito de solidez local, que está associada à capacidade de uma turbina em gerar energia em determinada velocidade. A solidez é determinada como uma fração da área circular do volume de controle, que é encoberto pelas pás [41]. A solidez é dada pela Eq. (3-56).

$$\sigma(r) = \frac{t(r)B}{2\pi r} \quad (3-56)$$

onde B é o número de pás, t(r) é a corda local e r é a posição radial do volume de controle.

Torna-se possível, dessa forma, relacionar as equações envolvendo as forças normal e tangencial em função da solidez local conforme as Eqs. (3-57) e (3-58).

$$\frac{a}{(1 - a)} = \frac{\sigma C_n}{4 \sin^2 \phi} \quad (3-57)$$

$$\frac{a'}{(1 + a')} = \frac{\sigma C_t}{4 \sin \phi \cos \phi} \quad (3-58)$$

Para a aplicação correta da Teoria do BEM, é necessária a adoção de fatores de correção. O primeiro tem por objetivo corrigir a suposição de um número infinito de pás, uma vez que, segundo HANSEN [41], o sistema de vórtices no rastro para um rotor com número finito de pás é diferente daquele com um número infinito. Desse modo, sugere-se a aplicação do fator de perda de ponta de Prandtl.

Já a segunda correção, chamada de correção de *Glauert*, é uma relação empírica entre o coeficiente de *thrust*  $C_T$  e o fator de indução axial  $a$  para um valor maior que 0,4, onde a relação derivada da teoria da quantidade de movimento unidimensional não é mais válida. No entanto, outras correções empíricas podem ser adotadas, como a Burton *et al* [43].

#### 4. ONDA E CORRENTE

Para estruturas *offshore*, a escolha da teoria de onda adequada para a representação do estado de mar da locação é de suma importância para determinação das forças hidrodinâmicas que incidem sobre a estrutura. As teorias levam em consideração o movimento das partículas do fluido sob duas abordagens: variação das velocidades e acelerações da partícula em um determinado ponto fixo e a trajetória da partícula ao longo do tempo. Dessa forma, faz-se possível estabelecer as relações matemáticas e simplificações que irão reger cada teoria.

A equação da onda pode ser determinada a partir de alguns de seus parâmetros conhecidos, como altura, comprimento, período de onda e profundidade da lâmina d'água. Além disso, podem ser utilizados dados de movimento da partícula, como o deslocamento horizontal e vertical da mesma (conforme Figura 4-1).

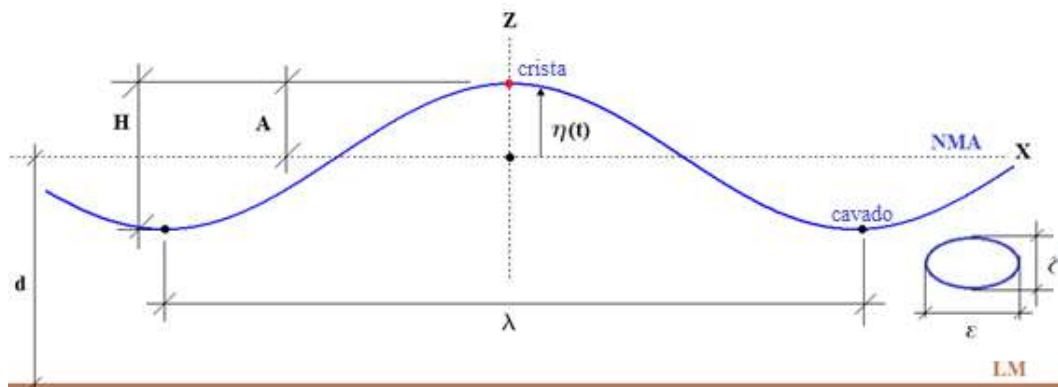


Figura 4-1. Principais parâmetros de onda.

A Figura 4-1 apresenta os principais parâmetros para definição da onda regular como a altura H, que equivale à distância entre o ponto mais alto (crista) e o ponto mais baixo (cavado); a amplitude da onda A, correspondente à metade da altura; o comprimento  $\lambda$ , que representa a distância entre duas cristas consecutivas (ou dois cavados consecutivos); e a profundidade d, distância entre o nível médio d'água e o leito marinho.

A partir desses parâmetros, podem ser definidos os demais parâmetros utilizados para caracterização da onda, tais como:

- Período de onda  $T_{app}$ , que corresponde ao intervalo de tempo, em segundos, para a onda percorrer um ciclo completo;
- Celeridade da onda, que corresponde à velocidade de propagação da onda, em metros por segundo, dada pela equação:

$$c_w = \frac{\lambda}{T_{app}} \quad (4-1)$$

- Frequência de onda, que representa o número de ciclos da onda por unidade de tempo, em Hertz, dada pela equação:

$$f_w = \frac{1}{T_{app}} \quad (4-2)$$

- Frequência angular de onda  $\omega_w$ , em radianos por segundo, dada pela equação:

$$\omega_w = \frac{2\pi}{T_{app}} = 2\pi f_w \quad (4-3)$$

- Número de onda  $k_w$ , que corresponde ao número de ciclos da onda por unidade de comprimento, em radianos por metro, dada pela equação:

$$k_w = \frac{2\pi}{\lambda} \quad (4-4)$$

As formulações do problema remetem a um fluxo bidimensional, considerando um fluxo ideal, incompressível e irrotacional. Desse modo, tendo como base as variáveis e os eixos apresentados na Figura 4-1, o comportamento do fluido pode ser representado, em termos de potencial de velocidades, pela equação de Laplace, dada pela Eq. (4-5).

$$\nabla^2 \Phi = \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0 \quad (4-5)$$

As teorias de onda visam à adoção de simplificações para as condições de contorno da Eq. (4-5), que são divididas em cinemática e dinâmica, para determinação da função  $\Phi$ . A condição de contorno cinemática remete à ideia de que uma partícula do fluido situada na superfície livre tende a permanecer nesta superfície, ou seja, as componentes das velocidades normais à superfície no ponto, em determinado instante, são iguais. Já a condição dinâmica pressupõe que a pressão na superfície livre do fluido é igual à pressão atmosférica.

Seguindo a condição de contorno cinemática, pode-se escrever:

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + \frac{\partial \Phi}{\partial x} \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{\partial \Phi}{\partial z} = 0 \quad \text{em } z = \eta \quad (4-6)$$

onde  $\eta$  é a elevação da partícula.

Já para a condição de contorno dinâmica, tem-se que:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} + \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial \Phi}{\partial z} \right)^2 \right] + g\eta = 0 \quad \text{em } z = \eta \quad (4-7)$$

Além disso, também se considera a condição de contorno de impermeabilidade à passagem do fluido em uma certa região da fronteira. Isto implica que, para o fundo do mar plano e horizontal, pode-se assumir essa condição satisfeita para o leito marinho, ou seja, com a componente vertical da velocidade da partícula nula. Deste modo, tem-se que:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial z} = 0 \quad \text{em } z = -d \quad (4-8)$$

As formulações matemáticas apresentadas para condição de contorno são não-lineares, devido às especificações em torno da superfície livre. Desta maneira, para se obter resultados mais precisos com relação à velocidade e à aceleração das partículas do fluido, são aplicadas linearizações de modo a se obter o resultado do potencial de velocidades. Neste processo, faz-se uso de diversas teorias de onda, a serem apresentadas nos itens a seguir.

#### 4.1. Teorias de Onda

A determinação da teoria de onda se dá com base em dois parâmetros independentes):  $H/gT_{app}^2$ , que representa a inclinação adimensional da onda, e  $d/gT_{app}^2$  apresenta a altura relativa da onda. A Figura 4-2 mostra a aplicabilidade das três principais teorias de onda: Teoria de Airy, Teoria de Stokes de 5ª ordem e *Stream Function*, que serão descritas de forma mais detalhada a seguir.

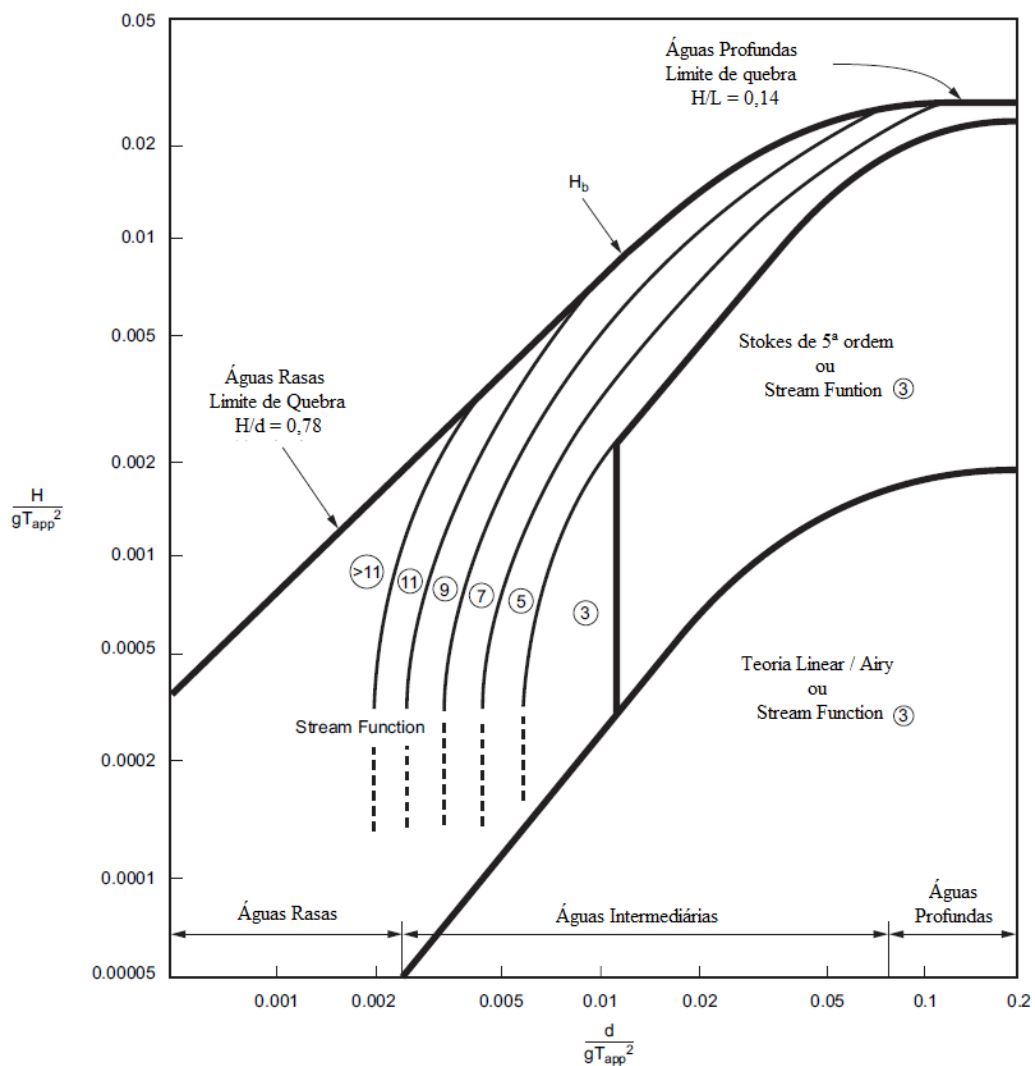


Figura 4-2. Regiões de aplicabilidade das teorias de onda (adaptado de [38]).

onde  $d$  é a profundidade do nível médio d'água,  $T_{app}$  é o período de onda,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $H_b$  é a altura de quebra da onda.

A Teoria de Airy estuda a propagação das ondas gravitacionais na superfície de uma camada de um fluido homogêneo, conforme apresentado em AIRY [44]. Para aplicação da teoria, é considerado um fluido homogêneo, não viscoso, incompressível e não rotacional. Além disso, a onda de Airy é representada por uma onda senoidal de primeira ordem, com condições de superfície livre atendidas no nível médio d'água.

Essas simplificações são mais representativas para ocasiões em que a amplitude da onda é pequena comparada com o comprimento de onda e a profundidade da lâmina d'água (conforme Figura 4-3) e podem ser aplicadas para uma estimativa mais rápida dos parâmetros de onda e seus efeitos [45].

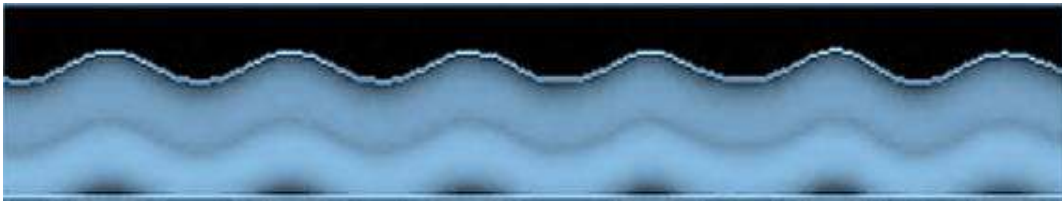


Figura 4-3. Onda de Airy.

A Teoria de Stokes [46] é empregada para representar ondas de comportamento não linear, considerando o efeito das parcelas de ordens superiores, que são desprezadas pela linearização da Teoria de Airy, a fim de se obter a precisão necessária para cálculo dos deslocamentos, velocidades e acelerações das partículas do fluido. A onda de Stokes é melhor aplicada em profundidades maiores, segundo Figura 4-2. Segundo HOLTHUIJSEN [45], as ondas de Stokes são caracterizadas por assimetria vertical, com amplitude de crista maior do que a amplitude de cavado (Figura 4-4), e as cristas estão localizadas a mais da metade da altura da onda acima do nível médio da água.

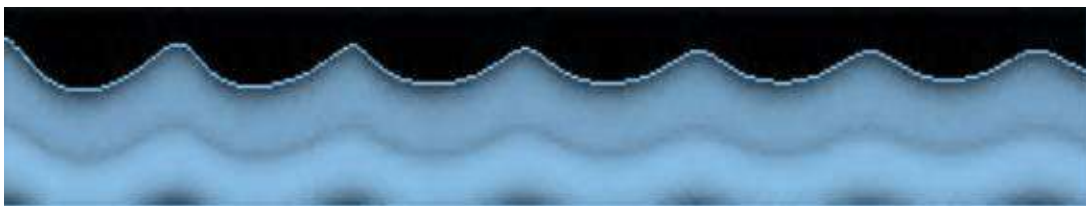


Figura 4-4. Onda de Stokes.

A onda de Stokes apresenta alturas maiores em relação ao perfil de Airy, devido à consideração das parcelas de ordens superiores. A partir do número de onda e parâmetros que dependem da profundidade e amplitude da onda, os componentes de velocidade e o perfil da superfície são escritos em termos de uma série de harmônicos (o número de harmônicos que determina a ordem desejada de aproximação) e as equações básicas não lineares são resolvidas com o potencial de velocidade [45].

As formulações para determinação das ondas de Airy e Stokes estão apresentadas de forma mais detalhada em HOLTHUIJSEN [45]. Além disso, muitos softwares

utilizados para análise hidrodinâmica já possuem as formulações de Airy e Stokes de 5ª ordem pré-estabelecidas, sendo necessária apenas a entrada dos dados iniciais de onda.

Outra teoria de onda que propõe correções à onda linear de Airy é a chamada *Stream Function*, apresentada por DEAN [47]. Assim como Stokes, a *Stream Function* tem aplicabilidade em águas mais profundas e os componentes de velocidade e o perfil da superfície são escritos em termos de uma série de harmônicos.

Essa teoria é utilizada para representação de fluxos bidimensionais, quando a hipótese de linearização da onda não poder ser aceita. Ao invés das equações básicas não lineares serem resolvidas com o potencial de velocidade, é definida uma função de maneira semelhante, que garante a continuidade da massa de água em duas dimensões, conforme [45].

A *Stream Function* permite adequação a um determinado perfil de onda e possui uma faixa de validade de aplicação mais ampla quando comparada às demais teorias. Ela é aplicada para ondas com alturas de crista muito maiores do que as de cavado (Figura 4-5) e fornece uma boa aproximação para alturas de onda próximas à altura de quebra, por meio do uso de parcelas de ordens muito superiores.



Figura 4-5. *Stream Function*.

Apesar da *Stream Function* minimizar erros nas condições de contorno dinâmico do fluxo e poder ser empregada nos casos em que a Teoria de Stokes de ordens superiores não for aplicável, muitos programas de modelagem não possuem a formulação da *Stream Function*. Desse modo, é mais comum o uso da Teoria de Stokes de 5ª para representação das ondas de comportamento não linear, devendo-se atentar, no entanto para as restrições de aplicabilidade.

#### 4.2. Espectro de Onda

As teorias de ondas citadas no item anterior são usualmente empregadas para representação de mar regular ou onda determinística a partir de dados de entrada conhecidos. No entanto, para uma representação mais realista, com melhor caracterização das condições ambientais, deve-se empregar um modelo de mar irregular gerado a partir do espectro da locação.

Esse espectro pode ser obtido por meio da superposição de ondas regulares, com diferentes parâmetros, como o comprimento, a altura e o período, descrevendo assim um mar irregular. O conceito empregado nessa descrição está ilustrado na Figura 4-6.

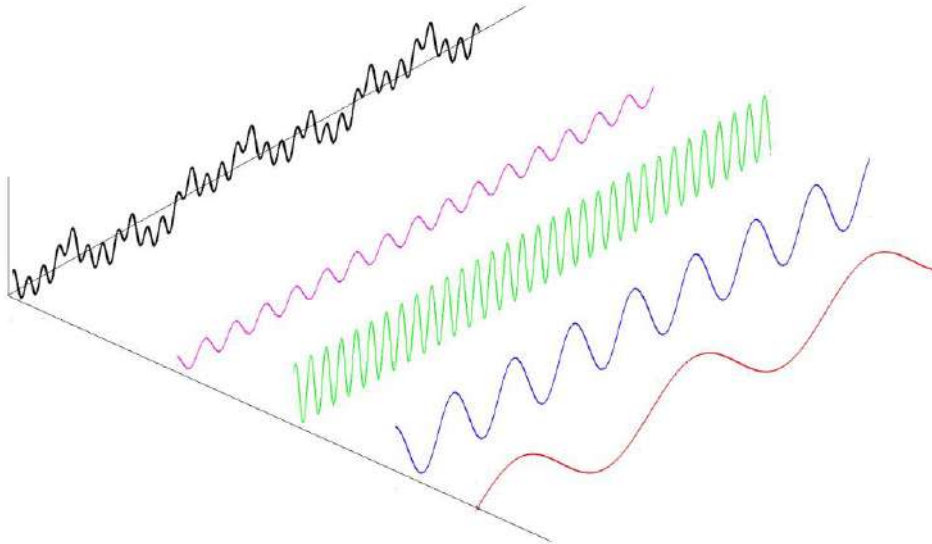


Figura 4-6. Superposição de ondas regulares para formação do espectro.

Diversos modelos de probabilidade podem ser utilizados para a composição desse espectro, ressaltando os modelos de *Pierson-Moskowitz* e JONSWAP, este último empregado originalmente para representação do mar em projetos *offshore* no Mar do Norte.

O espectro de *Pierson-Moskowitz* descreve um mar irregular e pode ser determinado por meio dos parâmetros de pico da onda, conforme formulação proposta pela DNV-RP-C205 [39] e apresentada na Eq. (4-9).

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} \frac{H_s^2 \cdot \omega_p^4}{\omega^5} \cdot \exp \left[ -\frac{5}{4} \cdot \left( \frac{\omega}{\omega_p} \right)^{-4} \right] \quad (4-9)$$

onde  $\omega$  é o argumento da função,  $H_s$  é a altura significativa de onda (valor médio da altura do 1/3 das maiores ondas registradas durante o período de amostragem) em metros e  $\omega_p$  é a frequência de pico da onda, dada por  $\omega_p = 2\pi/T_p$ , em rad/s, sendo  $T_p$  o período de pico (período correspondente à frequência com maior densidade espectral), em segundos.

O espectro de JONSWAP, por sua vez, pode ser descrito a partir de uma modificação do espectro de *Pierson-Moskowitz* e dada pela Eq. (4-10), segundo [39].

$$S_J(\omega) = \alpha_\gamma \cdot S_{PM}(\omega) \cdot \gamma^{\exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{\omega - \omega_p}{\sigma \cdot \omega_p} \right)^2 \right]} \quad (4-10)$$

onde  $S_{PM}(\omega)$  é o espectro de *Pierson-Moskowitz*;  $\alpha_\gamma$  é o fator de normalização, dado pela Eq. (4-11),  $\sigma$  é o parâmetro de forma do espectro, dado pela Eq. (4-12)  $\gamma$  é o fator de forma de pico, dado pela Eq. (4-13).

$$\alpha_\gamma = 1 - 0,287 \ln \gamma \quad (4-11)$$



$$\sigma = \begin{cases} 0,07 & \text{para } f \leq f_p \\ 0,09 & \text{para } f > f_p \end{cases} \quad (4-12)$$

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \text{para } \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 3,6 \\ \exp\left(5,75 - 1,15 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}\right) & \text{para } 3,6 < \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 5 \\ 1 & \text{para } 5 < \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \end{cases} \quad (4-13)$$

A Figura 4-7 apresenta o efeito do parâmetro  $\gamma$  no espectro, para cada um dos casos de relação entre período de pico e altura de onda significativa, explicitadas anteriormente. Para o caso em que  $\gamma$  é igual a 1, o espectro de JONSWAP é reduzido para o espectro de *Pierson-Moskowitz*.

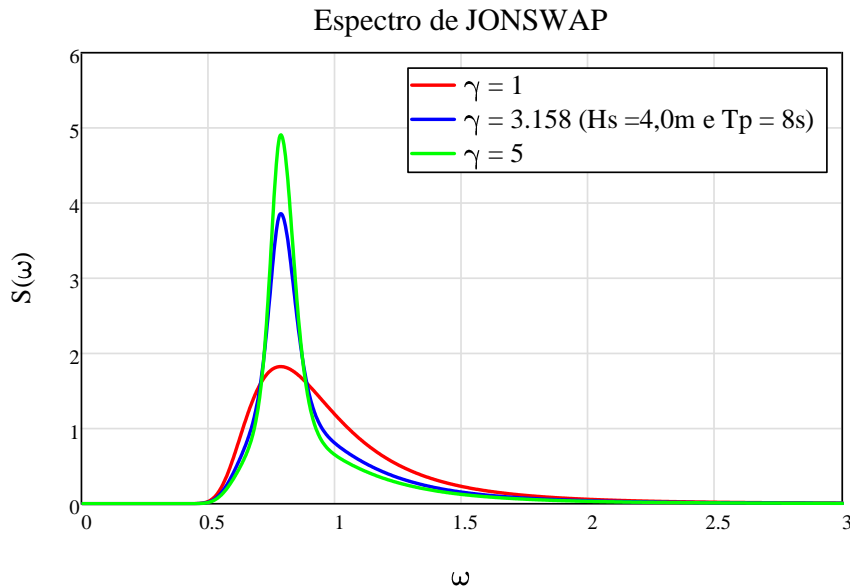


Figura 4-7. Espectros de JONSWAP.

Desse modo, o espectro de onda é frequentemente definido em função de  $H_s$  e  $T_p$ . A altura significativa de onda pode ser obtida por meio da média de altura do terço superior das alturas de onda, enquanto o período de pico é determinado pelo inverso da frequência na qual a energia do espectro é máxima. Além disso, é usual a definição do período de cruzamento zero, que corresponde à média do intervalo de tempo entre dois cruzamentos sucessivos do nível médio d'água.

Faz-se possível também determinar o período de cruzamento zero a partir do período de pico, por meio da relação apresentada na Eq. (4-14).

$$T_z = \frac{T_p}{\sqrt{2}} \quad (4-14)$$

### 4.3. Ação de Corrente

As correntes marinhas são definidas de acordo com o deslocamento da massa de água no oceano. Sua consideração na análise de estruturas *offshore* é de suma importância, uma vez que são responsáveis por induzirem forças de arrasto na estrutura submersa, originar vibrações induzidas por vórtices e influenciar nos parâmetros de onda.

Segundo a DNV-RP-C205 [39], algumas das categorias mais comuns para as correntes são:

- Correntes geradas pelo vento: correntes geradas pelo vento e gradiente de pressão atmosférica;
- Correntes de maré: correntes regulares, geradas pelo deslocamento das massas de água no oceano devido à movimentos astronômicos;
- Correntes circulatórias: correntes constantes e de larga escala da circulação oceânica geral (e.g. Corrente do Golfo, Corrente do Brasil);
- Correntes ao longo da costa: correntes em regiões costeiras, paralela à costa, geradas pela quebra das ondas a um certo ângulo da costa.

De acordo com TEMPEL [48], a variação de velocidade da corrente é de uma escala de tempo muito maior do que a escala de tempo para variações de cargas associadas ao projeto de turbinas eólicas *offshore*. Desse modo, é comum supor que a velocidade instantânea da corrente na superfície e a sua direção sejam constantes nos cálculos de projeto, sendo, portanto, a variação da velocidade o único parâmetro necessário para determinação do perfil de corrente.

Na ausência de medições no local e análises dos efeitos locais que influenciam a variação da velocidade, usualmente este perfil de corrente pode ser representado de acordo com três configurações principais (Figura 4-8):

- Perfil linear;
- Perfil bilinear;
- Perfil da Lei Potencial, descrita por:  $U_C(z) = U_{C0} \left( \frac{z+d}{d} \right)^{\alpha_c}$ ,

onde  $U_C(z)$  é a velocidade da corrente na elevação  $z$ ;  $U_{C0}$  é a velocidade da corrente em  $z = 0$  m; e  $\alpha_c$  é o expoente de corrente, usualmente igual a 1/7.

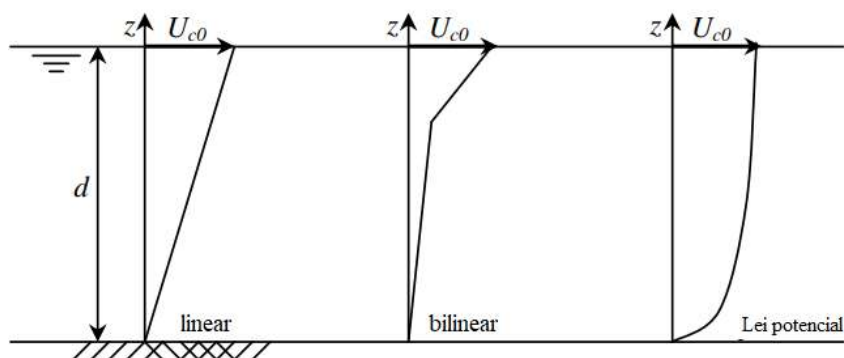


Figura 4-8. Perfis de corrente (adaptado de [48]).

A ação da corrente pode ser representada de maneira simplificada como estática, desde que não haja vibrações induzidas por vórtices.

#### 4.4. Forças Hidrodinâmicas

Com a escolha da formulação que melhor represente o estado de mar e definição das velocidades e acelerações das partículas do fluido, é possível determinar as ações sobre a estrutura. Uma formulação amplamente difundida para cálculo das forças sobre a estrutura é a Formulação de Morison.

A formulação de Morison é empregada para membros esbeltos, com dimensões da seção transversal suficientemente pequenas, para que sejam desprezados os gradientes de velocidade e aceleração na direção normal ao membro, e quando a relação entre o comprimento de onda e a dimensão transversal for superior a 5 [39].

As forças hidrodinâmicas são resultantes de duas componentes de força: uma inercial, proporcional ao quadrado da velocidade das partículas do fluido, e uma de massa virtual, proporcional ao componente horizontal da força exercida sobre a massa do fluido deslocado pelo corpo imerso no fluido [48]. Para determinação dessas forças, faz-se necessário avaliar se a estrutura imersa no fluido se encontra fixa, sob a ação de onda e corrente, ou se encontra-se em movimento.

A Eq. (4-15) apresenta a formulação para a força de Morison, considerando o movimento do corpo, que permite considerar o efeito da parcela de amortecimento hidrodinâmico na análise dinâmica [49].

$$F(t) = \rho_a V \dot{u}_n(t) + \rho_a C_{ad} V (\dot{u}_n(t) - \dot{v}(t)) + \frac{1}{2} \rho_a C_d A_t (u_n(t) - v(t)) |u_n(t) - v(t)| \quad (4-15)$$

onde  $F(t)$  é a força por unidade de comprimento no elemento em função do tempo  $t$ ;  $V$  é o volume do corpo;  $\dot{u}_n(t)$  é a aceleração do fluido normal à face do corpo;  $\dot{v}(t)$  é a aceleração local do corpo;  $C_{ad}$  é o coeficiente de massa adicionada, relacionada ao coeficiente de inércia  $C_i = 1 + C_{ad}$ ;  $C_d$  é o coeficiente de arrasto;  $u_n(t)$  é a velocidade do fluido normal à face do corpo;  $v(t)$  é a velocidade local do corpo e  $A_t$  é a área da seção transversal do corpo perpendicular à direção do fluxo.

Os valores dos coeficientes de arrasto e inércia são obtidos experimentalmente. Esses valores dependem da rugosidade da superfície, gerado pela presença de incrustação marinha, por exemplo, e seus valores, extraídos da API RP 2A-WSD-2007 [38] estão apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1. Coeficientes de arrasto e de inércia.

Superfície	$C_d$	$C_i$
Lisa	0,65	1,60
Rugosa	1,05	1,20

## 5. SOLO

A capacidade de carga de uma fundação está diretamente relacionada à resistência do solo e às propriedades da estaca. No caso das estruturas de suporte do tipo jaqueta, utilizam-se estacas para fixação, que devem ser analisadas quanto à sua capacidade de carga; avaliação de deslocamentos e capacidade estrutural da estaca também fazem parte da análise do projeto. A resposta do solo em relação às cargas oriundas das excitações laterais é dada pela combinação das componentes normal e cisalhante.

Desse modo, a modelagem do solo é representada no modelo computacional por meio de molas independentes e não lineares, conectadas às estacas, que por sua vez são verificadas quanto à sua resistência lateral e de ponta. A rigidez dessas molas é variável ao longo da profundidade do solo e são representadas pelas seguintes curvas:

- Curvas p-y: Representam a resistência ao deslocamento lateral do solo;
- Curvas t-z: caracterizam a transferência de carga entre o fuste e o solo na direção axial da estaca;
- Curva q-z: caracteriza a resistência de ponta da estaca.

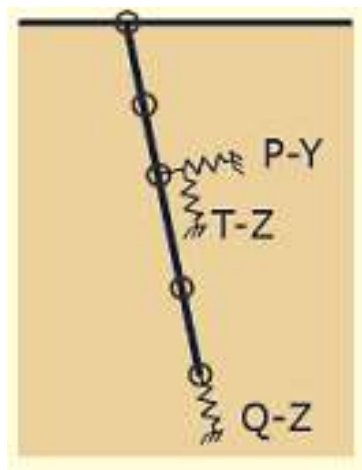


Figura 5-1. Molas não lineares de resistência do solo.

As estacas para fixação de estruturas offshore são, em sua maioria, perfis tubulares de aço e suas capacidades de carga estão associada aos parâmetros do solo, sendo necessário, portanto, o estudo do comportamento do sistema estaca-solo para cargas axiais (curvas t-z e q-z) e cargas laterais (curvas p-y). As formulações para determinação das curvas de resistência do solo são distintas para solos arenosos e argilosos e são apresentadas nos itens a seguir.

Além disso, outra consideração do solo a ser feita diz respeito à erosão do leito marinho, que consiste na remoção do solo do fundo do mar causada por correntes e ondas. Essa erosão pode ser causada por processo natural ou por elementos estruturais que interrompem o regime de fluxo próximo ao leito marinho [50].

A erosão pode ser caracterizada como uma combinação dos seguintes tipos:

1. Erosão local: formação de poços de escarificação lateral em torno de elementos da estrutura (estacas);
2. Erosão global: bacias rasas de grande extensão geradas devido a efeitos gerais da estrutura;
3. Movimento global do leito marinho: movimentos do leito marinho que ocorrem sem a influência de estrutura.

A Figura 5-2 ilustra os tipos de erosão que ocorrem ao redor de uma estrutura de suporte do tipo jaqueta, com fixação no leito marinho por meio de estacas.

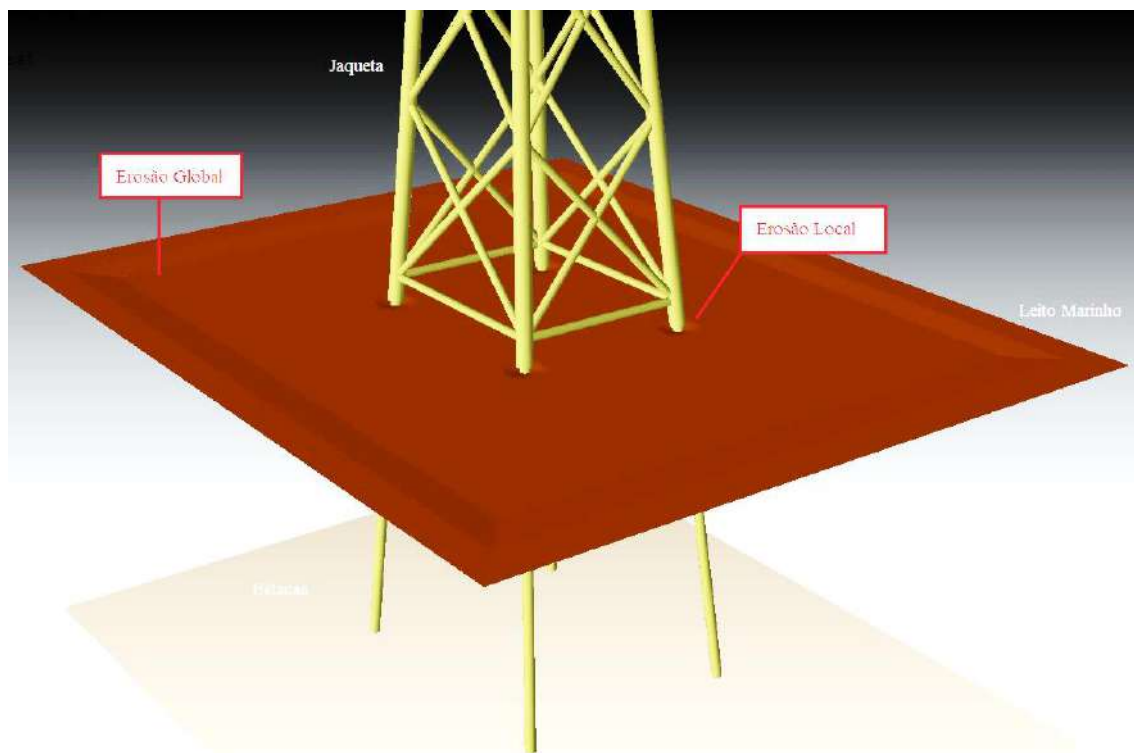


Figura 5-2. Efeitos de erosão no leito marinho.

### 5.1. Capacidade de Carga Última

A capacidade de carga última de uma estaca se designa à carga máxima suportada pela mesma sem que haja colapso da estaca ou escoamento do solo, que lhe confere suporte. Para isso, a estaca deve ser verificada quanto à resistência estrutural do material que a compõe e quanto à resistência do solo.

A carga de ruptura é definida, portanto, pelo menor valor encontrado das duas análises. Devido à carga de resistência do solo ser usualmente inferior à obtida pela resistência do material da estaca, é necessário o estudo mais detalhado do solo. A capacidade última  $Q_d$  na direção axial da estaca pode ser expressa pela relação apresentada em (5-1).

$$Q_d = Q_f + Q_p = \pi \cdot D_e \int_0^{L_e} f \, dl + q \cdot A_p \quad (5-1)$$

onde:

$Q_f$  é resistência de atrito lateral (kN);

$Q_p$  é a resistência de ponta (kN);

$f$  é capacidade de atrito lateral (kPa);

$D_e$  é o diâmetro externo da estaca (m);

$L_e$  é o comprimento da estaca (m);  $q$  é a capacidade de ponta (kPa);

$A_p$  é área de ponta (m<sup>2</sup>).

A capacidade de ponta  $q$  pode ser determinada analiticamente, de acordo com o tipo de solo, pelas Eqs (5-2) e (5-3).

$$q = 9S_u \quad \text{Para solos argilosos} \quad (5-2)$$

$$q = N_q \cdot p'_0 \quad \text{Para solos arenosos} \quad (5-3)$$

onde  $S_u$  é a resistência não drenada ao cisalhamento,  $N_q$  o fator de capacidade de carga adimensional (valores na Tabela 5-1) e  $p'_0$  a pressão efetiva de sobrecarga, dada pela Eq.(5-4).

$$p'_0 = \gamma_s \cdot X \quad (5-4)$$

sendo  $\gamma$  o peso específico do solo e  $X$  a profundidade de interesse medida a partir da superfície do solo.

Do mesmo modo, o atrito lateral pode ser determinado por meio de expressões, para diferentes tipos de solos. Para solos argilosos, o atrito é determinado por:

$$f = \alpha_s \cdot S_u \quad (5-5)$$

onde  $\alpha_s$  é um fator adimensional dado por:

$$\alpha_s = \begin{cases} 0,5\Psi^{-0,5} & \Psi \leq 1,0 \\ 0,5\Psi^{-0,25} & \Psi > 1,0 \end{cases}$$

sendo  $\Psi = S_u/p'_0$ .

Para solos arenosos, o atrito lateral pode ser determinado pela expressão:

$$f = \beta \cdot p'_0 \quad (5-6)$$

onde  $\beta$  é um fator de atrito adimensional (valores na Tabela 5-1).

A Tabela 5-1 pode ser utilizada para a escolha de valores de  $\beta$  no caso de estacas com perfis tubulares de extremidade aberta (sem embuchamento) em caso de ausência de dados mais específicos. Para estacas com a extremidade fechada pode ser considerado um acréscimo de 25% sobre os valores apresentados na Tabela 5-1 [50].

Tabela 5-1. Parâmetros de projeto para solos não coesivos [50].

Densidade Relativa	Descrição do solo	$\beta$	$\beta \cdot p'_{0max}$ (kPa)	$N_q$	$N_q \cdot p'_{0max}$ (Mpa)
Muito porosa	Areia	Não é aplicável (*)	Não é aplicável (*)	Não é aplicável (*)	Não é aplicável (*)
Porosa	Areia				
Porosa	Areia-Silte				
Medianamente densa	Silte				
Densa	Silte				
Medianamente densa	Areia-Silte	0,29	67	12	3
Medianamente densa	Areia	0,37	81	20	5
Densa	Areia-Silte				
Densa	Areia	0,46	96	40	10
Muito densa	Areia-Silte				
Muito densa	Areia	0,56	115	50	12
(*) para esses casos, é recomendável ensaio CPT					
<u>Descrição:</u>		<u>Densidade relativa (%):</u>			
Muito porosa		0-15			
Porosa		15-35			
Medianamente densa		35-65			
Densa		65-85			
Muito densa		85-100			

## 5.2. Curvas t-z

A estaca deve ser projetada de modo a resistir às cargas axiais, aplicadas no seu topo. A resistência do solo é fornecida pela combinação entre a aderência lateral do solo e resistência de ponta da estaca. Dessa forma, a relação entre a transferência de cisalhamento no solo mobilizado para a estaca e sua deflexão axial, em determinada profundidade, pode ser descrita por uma curva t-z.

O desenvolvimento de uma curva t-z pode ser obtido de maneira teórica e empírica, de acordo com o tipo de solo. Na ausência de dados mais conclusivos a respeito do solo, a API RP 2A-WSD [38] fornece curvas t-z de referência, cujos valores estão apresentados na Figura 5-3, aplicáveis a solos não carbonáticos.

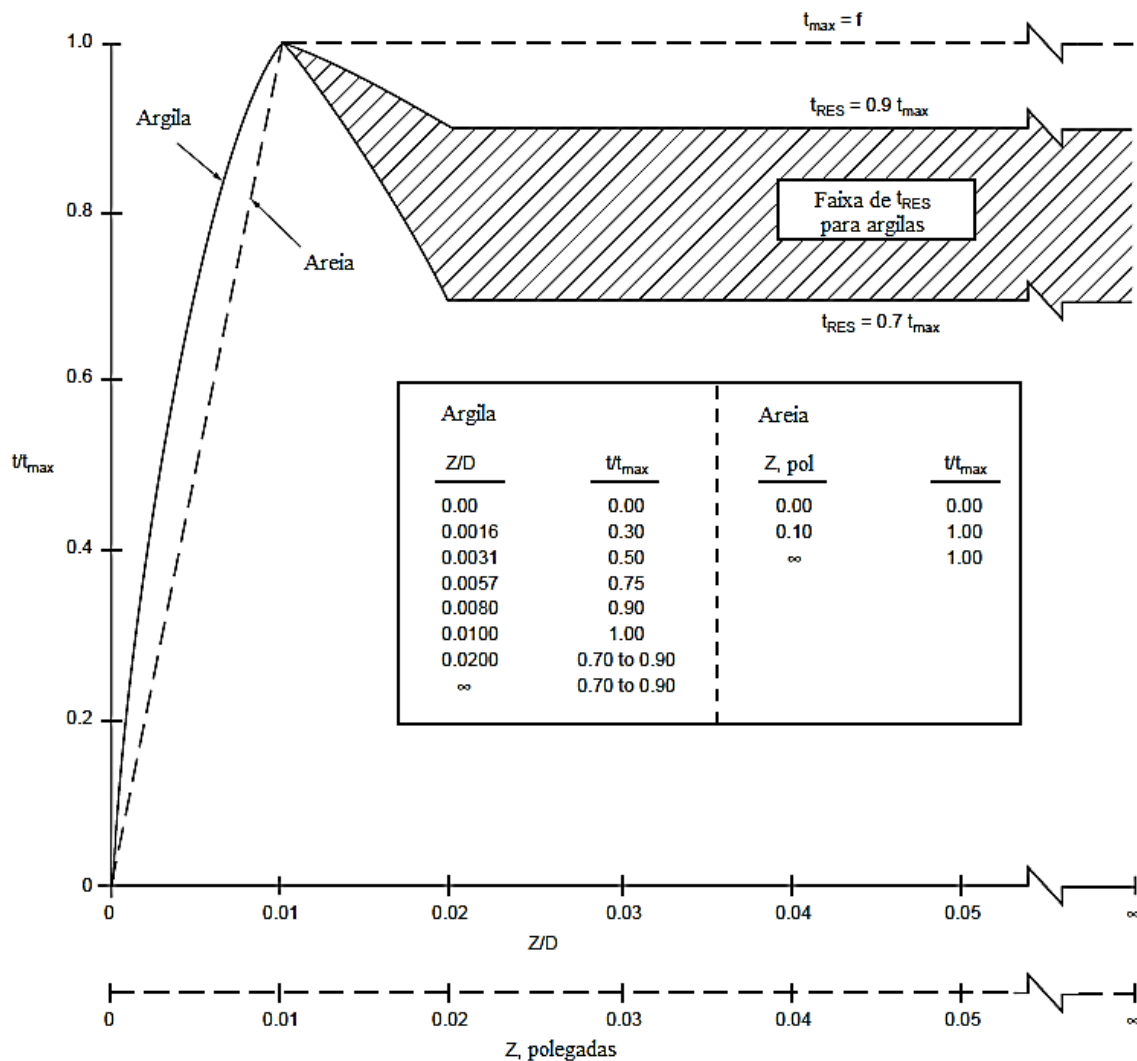


Figura 5-3. Curvas t-z para solos não carbonáticos (adaptado de [38]).

onde  $z$  é o deslocamento axial lateral da estaca;  $t$  é a mobilização do atrito lateral;  $t_{\max}$  é a máxima mobilização do atrito lateral;

### 5.3. Curvas q-z

A resistência de ponta da estaca pode ser definida de acordo com o segundo elemento da Eq. (5-1), no cálculo da capacidade de carga na fundação. No entanto, a ponta da estaca só é completamente mobilizada quando há grandes deslocamentos da mesma, caracterizados, de acordo com API-RP-2GEO [50], por descolamentos acima de 10% do diâmetro da mesma.

Na ausência de critérios mais conclusivos, a API RP 2A-WSD [48] fornece uma curva de base, cujos valores estão apresentados na Figura 5-4, para cálculo da resistência de ponta da estaca em relação ao deslocamento axial lateral relativo da mesma.



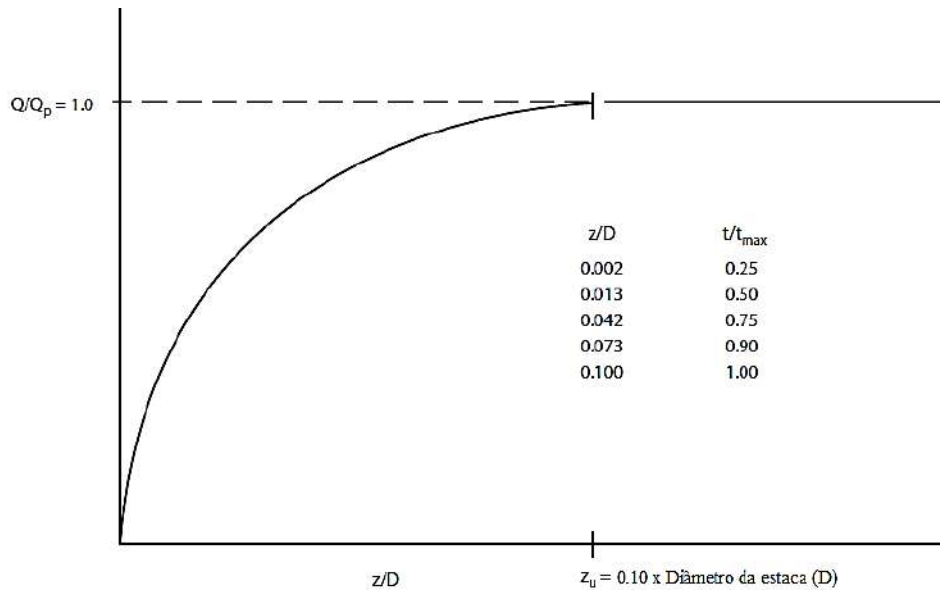


Figura 5-4. Curva q-z (adaptado de [38]).

## 5.4. Curvas p-y

A estaca deve ser projetada também de modo a resistir aos carregamentos laterais. Além disso, eventuais sobrecargas no solo das proximidades da estaca podem acarretar um aumento da carga lateral ao longo da fundação. No caso da resistência lateral do solo, a análise da superfície é de suma importância no projeto das estacas, uma vez que representa influência significativa na instalação das estacas e no efeito de erosão.

A fim de facilitar o entendimento do comportamento lateral do solo, são modeladas as curvas p-y, que relacionam a resistência lateral com a deflexão lateral da estaca, ao longo da profundidade. Tais curvas podem ser determinadas a partir de formulações propostas pela API-RP-2GEO [50], em caso de ausência de critérios mais bem definidos.

### 5.4.1. Solos Argilosos

Para que sejam traçadas as curvas p-y para diferentes profundidades, deve-se calcular a resistência última do solo, que pode ser definida a partir da formulação apresentada na API-RP-2GEO [50], pelas Eqs. (5-7) e (5-8), de acordo com a profundidade analisada.

$$p_u = 3S_u + \gamma_s \cdot X + J \frac{S_u \cdot X}{D} \quad (5-7)$$

$$p_u = 9S_u \quad \text{para } X \geq X_R \quad (5-8)$$

Onde  $p_u$  é a resistência última;  $S_u$  é resistência não drenada;  $D$  é o diâmetro da estaca;  $\gamma$  é o peso específico do solo;  $J$  é uma constante adimensional empírica, com valores entre 0,25 e 0,5;  $X$  é a profundidade do solo abaixo da superfície; e  $X_R$  é profundidade de transição, dada pela expressão (5-9).

$$X_R = \frac{6D_e \cdot S_u}{\gamma_s D_e + J \cdot S_u} \quad (5-9)$$

A curva p-y pode ser obtida seguindo metodologia apresentada por MATLOCK [51], no qual é proposta uma curva p-y com módulo tangencial tendendo a infinito para deflexão zero (Figura 5-5). A resistência é dada em função da resistência última e do diâmetro da estaca, de acordo com a expressão:

$$p(y) = \begin{cases} 0,5p_u \left(\frac{y}{y_{50}}\right)^{1/3} & \text{para } y < 8y_{50} \\ 0,72 p_u & \text{para } y > 8y_{50} \end{cases} \quad (5-10)$$

com

$$y_{50} = 2,5\varepsilon_{50}D_e \quad (5-11)$$

Os valores para  $\varepsilon_{50}$  estão apresentados na Tabela 5-2 para diferentes valores de resistência não drenada.

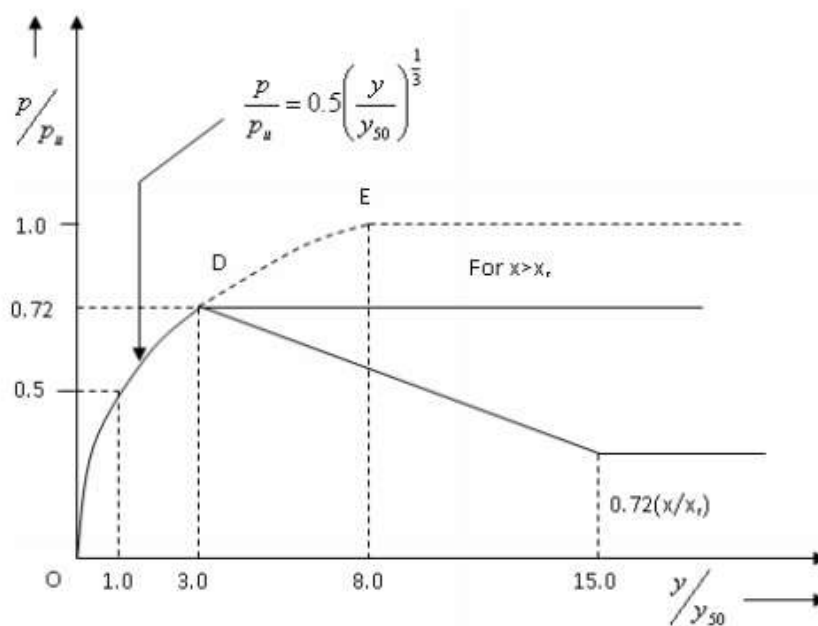


Figura 5-5. Curva p-y de MATLOCK [51].

Tabela 5-2. Valores típicos de  $\varepsilon_{50}$ .

Resistência não drenada $S_u$ (kPa)	$\varepsilon_{50}$
< 12	0,02
12-24	0,02
24-48	0,01
48-96	0,006
96-162	0,005
> 192	0,004

### 5.4.2. Solos Arenosos

Os documentos de referência API RP 2A-WSD [38] e API-RP-2GEO [50] fornecem expressões para determinação da capacidade última para solos arenosos, para pontos mais próximos à superfície (Eq. 5-12) e mais profundos (Eq. 5-13), de acordo com uma profundidade de referência, ilustrada na Figura 5-6, como a interseção das curvas.

$$p_u = (C_1 \cdot X + C_2 \cdot D_e) \cdot \gamma_s \cdot X \quad (5-12)$$

e

$$p_u = C_3 \cdot D_e \cdot \gamma_s \cdot X \quad (5-13)$$

onde

$p_u$  é a resistência última do solo (kN/m);

$H$  é a profundidade (m);

$C_1, C_2, C_3$  são coeficientes em função de  $\phi'$ , sendo  $\phi'$  o ângulo de atrito interno da areia.

Os coeficientes podem ser calculados de acordo com o método de *Reese*, por meio de formulações apresentadas a seguir.

$$C_1 = \left( \frac{K_0 \tan(\phi') \sin \beta}{\tan(\beta - \phi') \cos \alpha} \right) + \left( \frac{\tan(\beta)}{\tan(\beta - \phi')} \right) \cdot (\tan(\beta) \tan(\alpha) + K_0 \tan(\phi) \cdot (\tan(\phi') \sin \beta - \tan(\alpha))) \quad (5-14)$$

$$C_2 = \frac{\tan(\beta)}{\tan(\beta - \phi')} - K_a \quad (5-15)$$

$$C_3 = K_a \cdot ((\tan(\beta))^8 - 1) + K_0 \cdot \tan(\phi') \cdot (\tan(\beta))^4 \quad (5-16)$$

onde  $K_0$  é o coeficiente de empuxo no repouso dado por  $K_0 = 1 - \sin \phi$  e  $K_a$  é o coeficiente de empuxo ativo, segundo Teoria de *Rankine*, dado por

$$K_a = \tan \left( 45^\circ - \frac{\phi'}{2} \right)^2;$$

$$\alpha = \frac{\phi'}{2}$$

$$\beta = 45^\circ + \alpha$$

Os coeficientes também podem ser obtidos de maneira gráfica pela Figura 5-7.

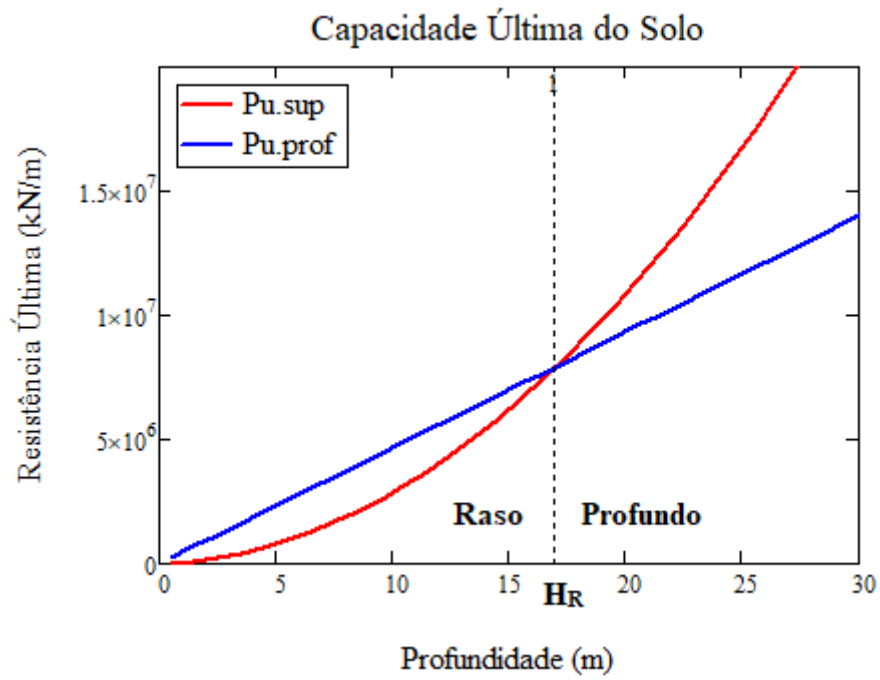


Figura 5-6. Determinação da profundidade de referência.

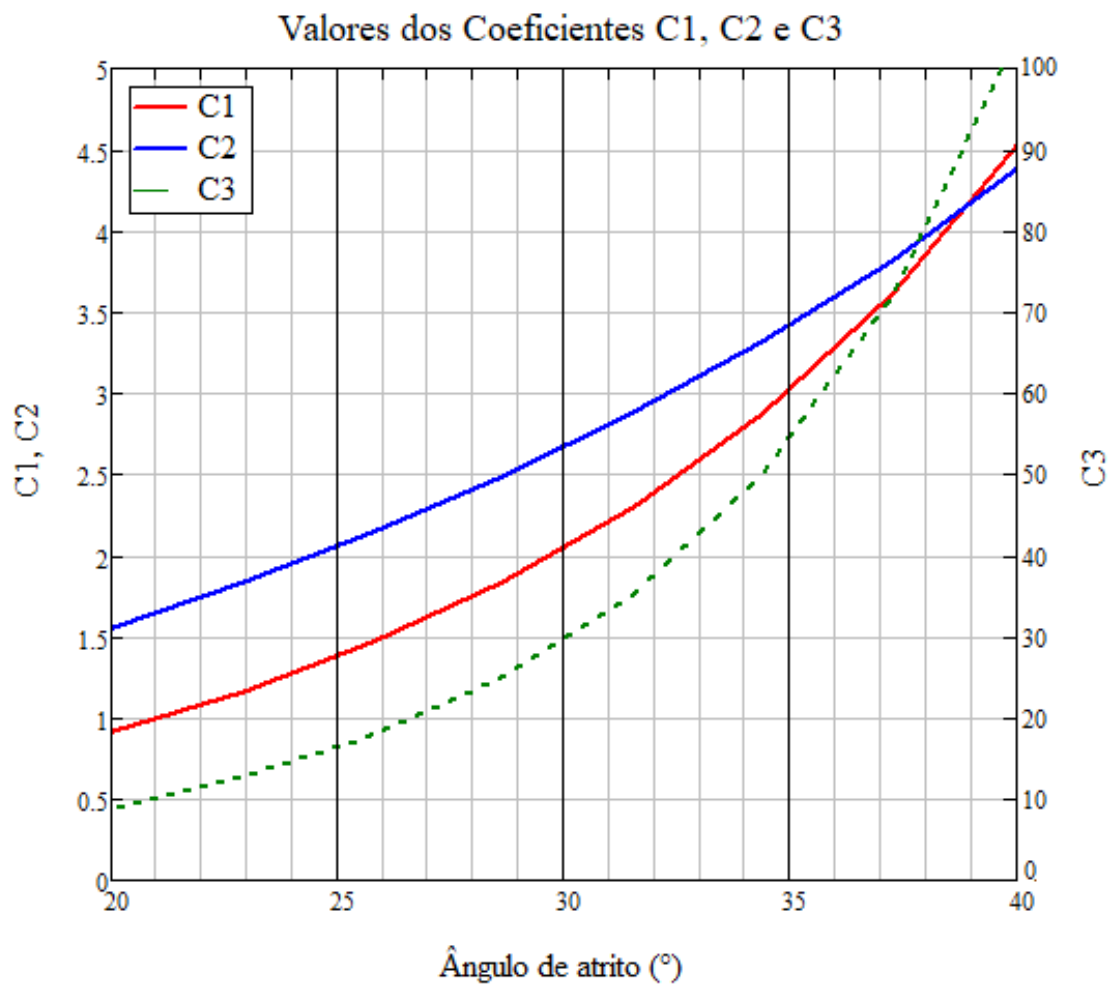


Figura 5-7. Coeficientes C1, C2, C3 em função do ângulo de atrito interno.

As relações de resistência lateral e deflexão do solo (curvas p-y), assim como elucidado para as curvas t-z, também são não-lineares e podem ser representadas pela Eq. (5-17), de acordo com a API-RP-2GEO [50].

$$P(y) = A_s \cdot p_u \cdot \tanh \left[ \frac{k_s \cdot X}{A_s \cdot p_u} \cdot y \right] \quad (5-17)$$

onde  $k_s$  é o módulo inicial de reação do solo, em função de  $\phi'$ , dada pela Tabela 5-3 e  $A_s$  é o fator relativo à condição de carregamento, sendo:

$$A_s = 0.9 \quad \text{para carregamento cíclico}$$

$$A_s = \left( 3.0 - 0.8 \cdot \frac{X}{D} \right) \geq 0.9 \quad \text{para carregamento estático}$$

Tabela 5-3. Valores do módulo de reação inicial do solo.

$\phi'$	k (MN/m <sup>3</sup> )
25°	5,4
30°	11
35°	22
40°	45

A Figura 5-8 ilustra a geometria das curvas p-y para diferentes profundidades da estaca, a partir da Eq. (5-17).

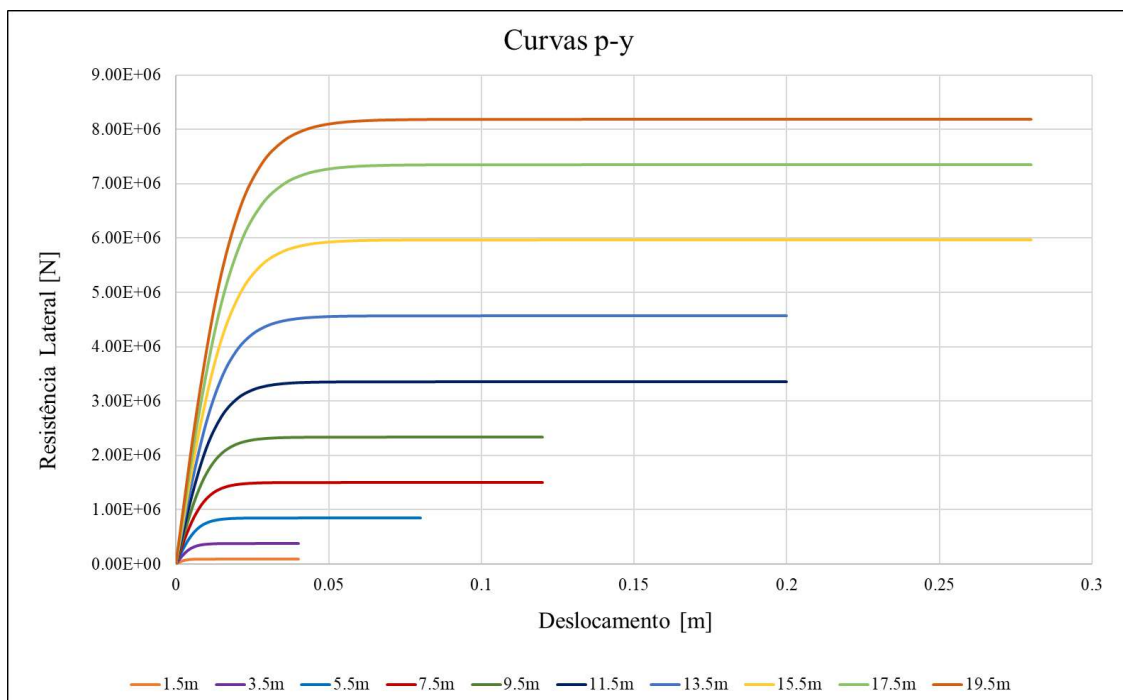


Figura 5-8. Curvas p-y em função da profundidade – Solo arenoso.

## 6. ANÁLISES DA ESTRUTURA

### 6.1. Frequências Naturais e Modos de Vibração

As TEO estão submetidas a ações de carregamentos dinâmicos específicos, atuantes sobre os elementos do sistema, como cargas aerodinâmicas, turbulências geradas pelo vento incidente sobre o rotor e cargas hidrodinâmicas incidentes sobre a estrutura de suporte. Além disso, há a influência de desequilíbrios de massa gerados pela frequência de rotação do motor (1P) e cargas geradas pelas vibrações oriundas do efeito de sombra das pás (3P).

Devido à sua geometria esbelta, com uma grande concentração de massa na turbina, as TEO possuem maior sensibilidade dinâmica, uma vez que as frequências naturais da estrutura se aproximam das frequências de excitação geradas pelas cargas ambientais atuantes sobre a estrutura, podendo causar o fenômeno de ressonância.

Uma vez que a ressonância pode provocar falhas e comprometer a integridade e segurança da estrutura, podendo inclusive chegar ao colapso, é necessário que haja um controle da geometria e propriedades do conjunto estrutural. Além disso, pode-se fazer uso de dispositivos externos e amortecedores para controle da frequência de vibração da estrutura.

As estruturas podem ser classificadas de acordo com a sua frequência natural como:

- Estruturas flexíveis: Frequência natural inferior a 1P. Esta configuração abrange geralmente as fundações flutuantes;
- Estruturas semirrígidas: Frequências naturais compreendidas no intervalo entre 1P e 3P. Compreendem fundações fixas em sua base, com certa mobilidade;
- Estruturas rígidas: Frequências naturais acima de 3P.

A Figura 6-1 apresenta o espectro de potência qualitativa das principais frequências para uma TEO de 10 MW [25], indicando as faixas de frequências possíveis para cada classificação de estrutura. Uma vez que estruturas muito rígidas não são economicamente viáveis, devido ao alto custo com materiais, transporte e instalação, e estruturas flexíveis sofrem com grande amplificação dinâmica decorrente da resposta das ondas [1], sugere-se a escolha de uma estrutura de suporte semirrígida.

Desse modo, a faixa de frequências adotada para uma estrutura semirrígida seria, de acordo com a Figura 6-1, de 0,16 Hz a 0,30 Hz. No entanto, LETCHER [1] sugere ainda a adoção de uma margem de 10%, considerando ideal, portanto, frequências de 0,176 Hz a 0,270 Hz.

No caso de jaquetas, que são estruturas de suportação naturalmente mais rígidas do que as *monopiles*, a primeira frequência natural da turbina eólica precisa ser ajustada em uma faixa muito estreita, configurando-se um desafio significativo de projeto.

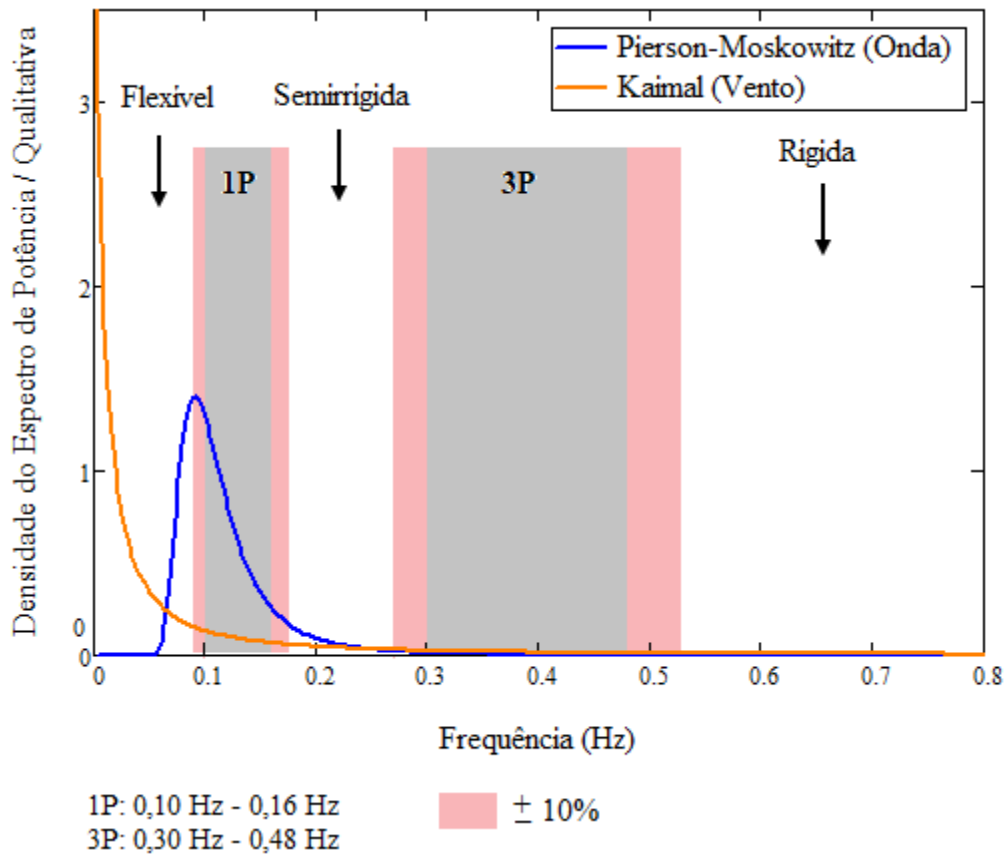


Figura 6-1. Espectro de potência qualitativa das principais frequências.

## 6.2. Análise de Tensões

Uma análise estrutural deve ser realizada de modo a se obter a resposta da estrutura em termos de tensões nominais dos membros para os carregamentos aplicados. A estrutura de suporte deve ser projetada de modo que todos os membros estejam submetidos a tensões dentro dos limites estabelecidos por norma (tensões admissíveis), a fim de se assegurar a estabilidade e segurança da estrutura.

Para membros cilíndricos, realiza-se a verifica o de tensões segundo a norma API RP 2A-WSD [38], usualmente empregada, considerando os seguintes critérios:

- Traço Axial;
- Compressão Axial (flambagem);
- Flexão;
- Cisalhamento (esforço cortante e momento de torço);
- Tensões Combinadas.

As tensões admissíveis de projeto, calculadas por meio das formulações apresentadas na API RP 2A-WSD [38], são obtidas com base nas propriedades dos materiais utilizados e dimensões dos elementos da estrutura. Tais formulações já se encontram introduzidas nos programas de análise estrutural e as verificações são realizadas automaticamente, a partir do modelo.

### 6.3. Análise de Fadiga

Segundo a ASTM E-1823 [52], a fadiga é um processo de alteração estrutural, progressivo, localizado e permanente que ocorre em um material sujeito a condições que produzem tensões e deformações em um ponto ou em vários pontos, e que podem culminar em trincas, ou na fratura completa, após um número suficiente de ciclos de variação de carga.

Processos de fabricação e soldagem têm por consequência o surgimento de imperfeições e micro trincas, que, sob ação de carregamentos cíclicos, tendem a se propagar, podendo ocasionar colapso da estrutura. Desse modo, no caso das jaquetas, as conexões concentram tensões, revelando-se áreas mais suscetíveis ao aparecimento das trincas.

#### 6.3.1. Concentração de Tensões

A relação entre a tensão máxima obtida na região das conexões e a tensão nominal média na seção é definida como fator de concentração de tensão (*Stress Concentration Factor*, SCF). Este pode ser determinado por meio de dois processos: fórmulas paramétricas e método dos elementos finitos.

As fórmulas paramétricas são descritas a partir da classificação das juntas tubulares de acordo com os tipos definidos pela norma API RP 2A-WSD [38] e apresentadas nas Figuras 6-2 a 6-4. Por serem utilizadas em conexões mais simples, muitos programas de análise de fadiga possuem a formulação embutida, de modo a apresentar os SCF com base na estrutura modelada.

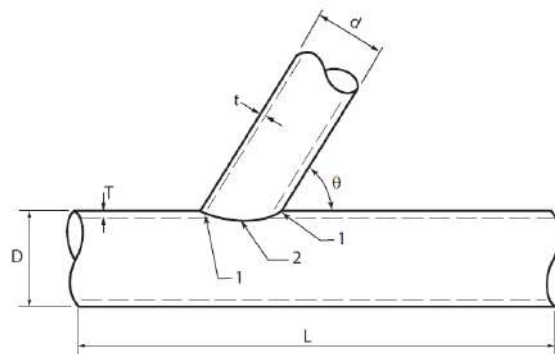


Figura 6-2. Junta T ou Y [38].



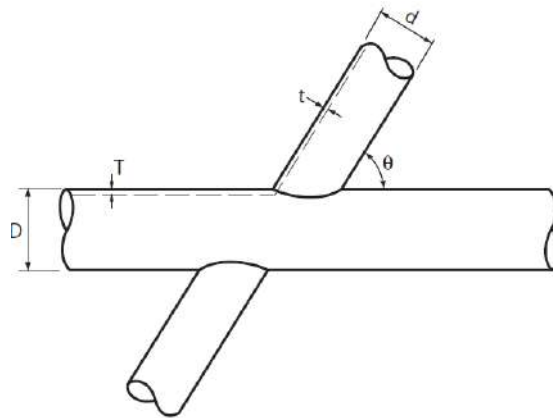


Figura 6-3. Junta X [38].

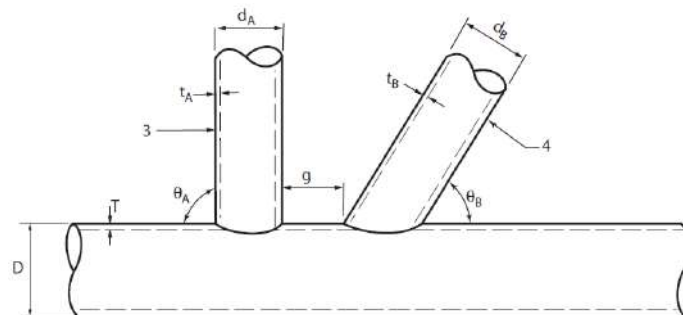


Figura 6-4. Junta K [38].

Para conexões especiais, geralmente com presença de chapas de reforço, o que torna sua geometria mais complexa, faz-se uso do Método dos Elementos Finitos. Para obtenção do SCF, modela-se o detalhe da estrutura, utilizando-se elementos bidimensionais (casca) ou tridimensionais (sólidos), aplicam-se carregamentos unitários para obtenção das tensões (por unidade de carregamento), e, a seguir, comparam-se essas tensões com as nominais, obtidas da análise do modelo estrutural completo. Importante destacar que esse processo assume análises elásticas e lineares.

Mais informações a respeito da modelagem em elementos finitos e cálculo do fator de concentração de tensões podem ser encontradas em MENDONÇA [53].

### 6.3.2. Método de Contagem de ciclos

A partir da análise dinâmica do modelo estrutural e determinação dos esforços e tensões, podem ser utilizados métodos de estimativa de fadiga, divididos em 4 categorias, segundo BERGLIND [54]:

- Métodos de contagem: algoritmos que identificam ciclos de fadiga por combinação e extrapolação de extremos (máximos e mínimos) em uma série temporal;

- Métodos Espectrais ou Métodos no domínio da frequência: fórmulas empíricas que utilizam momentos espectrais do sinal de entrada e assumem processo de banda estreita para estimativa da vida útil da estrutura;
- Métodos Estocásticos: estima a fadiga em materiais considerando abordagens probabilísticas evolutivas e modelos para o crescimento aleatório de trincas, como por exemplo, a Cadeia de *Markov*;
- Métodos de Histerese: associa um operador de histerese ao método de contagem.

O método mais utilizado dentre os listados acima, é o método de contagem de *Rainflow* (MCR), que realiza a contagem do número de ciclos correspondente a uma amplitude de tensão, a partir de uma série temporal. A seguir, forma-se um histograma de variação de tensões que, associado às curvas S-N definidas pela DNV-RP-C203 [55] e a Regra de *Palmgren-Miner*, de acúmulo linear de danos, estima o dano esperado para a estrutura. A Figura 6-5 ilustra o processo de determinação do dano à fadiga, e consequentemente vida útil da estrutura, seguindo o MCR.

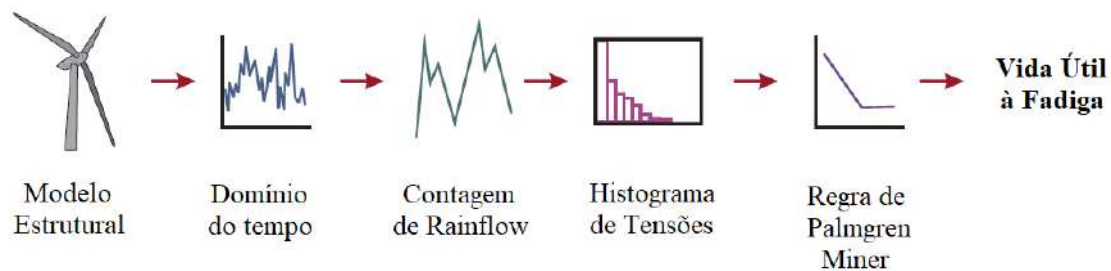


Figura 6-5. Procedimento da estimativa de dano pelo método de contagem de *Rainflow* (adaptado de [54]).

### 6.3.3. Curvas S-N

A resistência à fadiga e o comportamento da estrutura ao ser submetida à variação de tensões são determinados por meio de ensaios de laboratório. Amostras de testes são submetidas a diferentes variações de tensões até a sua ruptura e registrados os números de ciclos necessários para levar a amostra ao colapso. Desse tratamento estatístico dos resultados, são geradas as curvas S-N, que relacionam a variação de tensão e o número de ciclos associado à ruptura da estrutura.

As curvas levam em consideração a geometria do detalhe da estrutura a ser estudada, direção e forma de aplicação das tensões, ambiente onde a estrutura está localizada (*onshore* ou *offshore*), tipos de solda e nível de inspeção do detalhe. Essas curvas S-N e formulação para determinação das mesmas podem ser obtidas pela DNV-RP-C203 [55]. A Figura 6-6 ilustra as curvas S-N para estruturas *offshore* com proteção catódica, contra corrosão.

Além da geometria do detalhe da estrutura, a espessura das chapas desse detalhe também influencia diretamente a resistência à fadiga, uma vez que, quanto maior a espessura, maior a probabilidade de formação de trincas, devido à maior área de exposição a efeitos de danos. Desse modo, a norma DNV-RP-C203 [55] limita uma espessura de chapa máxima e prevê fórmula de correção para valores de espessura maiores, conforme apresentado na Eq. (6-1).

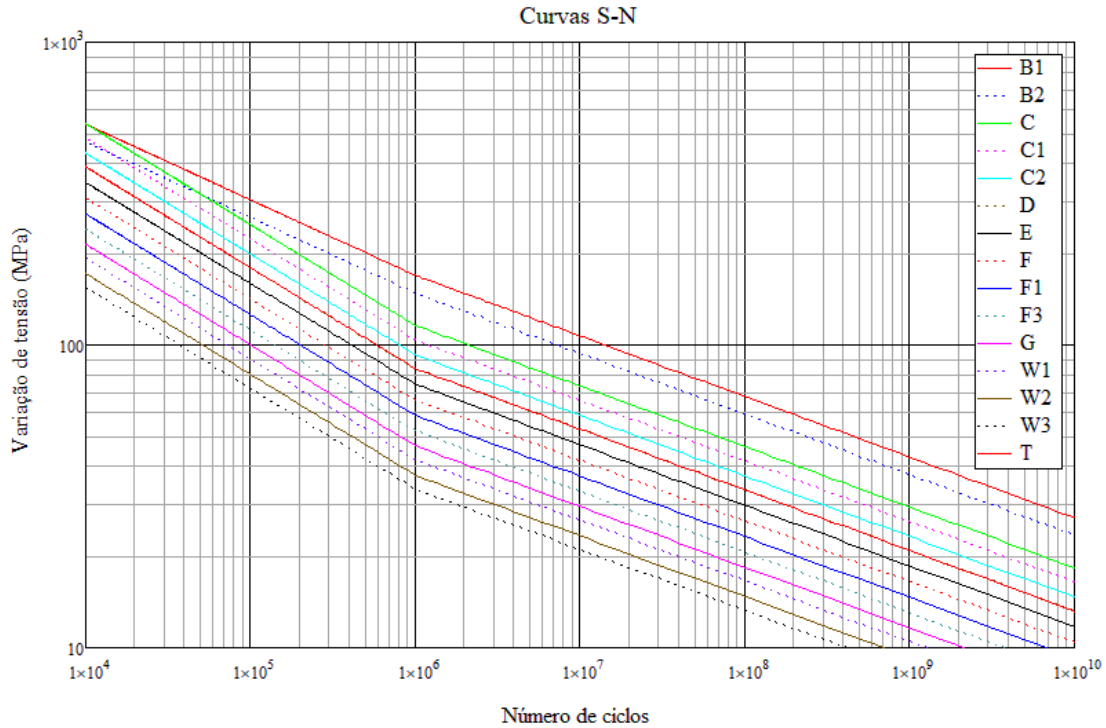


Figura 6-6. Curvas S-N em água do mar com proteção catódica.

$$\log N = \log \bar{a} - m \log \left[ \Delta\sigma \left( \frac{t}{t_{ref}} \right)^k \right] \quad (6-1)$$

onde:

N é o número de ciclos associado à falha para a variação de tensão  $\Delta\sigma$ ;

$\Delta\sigma$  é a variação de tensão em MPa;

m é a inclinação da curva S-N;

$\log \bar{a}$  é a interseção da curva S-N com o eixo do  $\log N$ ;

$t_{ref}$  é a espessura de referência, igual a 16mm para juntas tubulares;

t é a espessura real do elemento;

k é o fator de correção da espessura, de acordo com a curva S-N.

A DNVGL-RP-C203 [55] recomenda para o caso de juntas tubulares a utilização da curva T, cujos parâmetros estão apresentados no item 2.4.6 da referida norma. Para o caso da jaqueta estudada, foram utilizados os valores correspondentes à situação de estruturas em água do mar, com proteção catódica.

### 6.3.4. Vida Útil à Fadiga

O projeto de uma estrutura *offshore*, sujeita a carregamentos cíclicos, faz uso do conceito de vida útil, que consiste no tempo de operação da estrutura sem que esta venha ao colapso. Em termos práticos, o dano total à fadiga pode ser determinado, de acordo com a regra de *Palmgren-Miner*, pela razão entre o número de ciclos da carga aplicada e o número de ciclos que causam falhas à estrutura. O dano total, pode ser definido por:

$$\text{Dano} = \sum_{i=1}^{k_n} D_i = \sum_{i=1}^{k_n} \frac{n_i}{N_i} = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^{k_n} n_i \cdot (\Delta\sigma_i)^m \quad (6-2)$$

onde:

$D_i$  é o dano associado à variação de tensão  $\Delta\sigma_i$ ;

$k_n$  é o número de intervalos de variação de tensão;

$n_i$  é número de ciclos associado à variação de tensão  $\sigma_i$

$N_i$  é número de ciclos que leva à falha da estrutura submetida a  $\sigma_i$

$\Delta\sigma_i$  é variação de tensão

Sendo definido o valor do dano pela Eq. (6-2), a vida útil da estrutura pode ser expressa por:

$$VU = \frac{L_0}{\text{Dano}} \quad (6-3)$$

onde  $L_0$  é o tempo de atuação do número total de ciclos.

Desse modo, conforme ilustrado na Figura 6-5, o cálculo do dano à fadiga pode ser determinado associando-se o método de contagem de ciclos de *Rainflow*, curvas S-N e a regra de *Palmgren-Miner*. Além disso, a norma DNV-OS-J101 [40] propõe fatores de segurança para fadiga com base nas curvas S-N utilizadas e a região onde se encontra a estrutura ou elemento analisado, conforme apresentado na Tabela 4-1.

Tabela 6-1. Fatores de segurança para fadiga

Localção	Tipo de Junta	
	Inspecionável	Não Inspecionável
Zona atmosférica	2,0	2,0
Zona de <i>splash</i>	2,0	3,0
Zona submersa com proteção catódica	2,0	3,0
Zona submersa sem proteção catódica	2,0	3,0
Zona de Erosão	-	3,0
Abaixo da Zona de Erosão	-	3,0

## 7. ESTUDO DE CASO

O presente trabalho tem por objetivo realizar a análise estrutural de uma jaqueta para suportação de uma Turbina Eólica Offshore de 10 MW, proposta por BAK *et al* [25]. Para a realização do estudo foram utilizados dois modelos computacionais.

O primeiro, definido como modelo acoplado, considera todos os componentes do conjunto estrutural, formado pela turbina, torre, jaqueta e estacas. A partir deste modelo, foram extraídas as frequências naturais, de modo a se verificar o atendimento aos critérios propostos no item 6.1. Posteriormente, foram aplicadas as cargas dinâmicas provenientes de ondas e vento, a fim de se verificar a vida útil à fadiga da estrutura de suporte.

O segundo modelo, definido como desacoplado, considera apenas a estrutura da jaqueta, incluindo a peça de transi o com a torre e estacas de fixa o no leito marinho. Os esforços máximos provenientes da turbina e da torre são obtidos por meio da análise dinâmica do modelo acoplado e transferidos para a jaqueta como cargas aplicadas no topo da peça de transi o.

Além das cargas aplicadas, o modelo desacoplado foi submetido também a cargas de onda regular, utilizando-se os parâmetros máximos de altura significativa e período de pico. Com rela o ao perfil da onda, a mesma foi adotada com base nas teorias de onda apresentadas no item 4.1 e com tempo determinístico. Ou seja, o perfil da onda regular é determinado para um tempo especificado, conforme indicado na Figura 7-1.

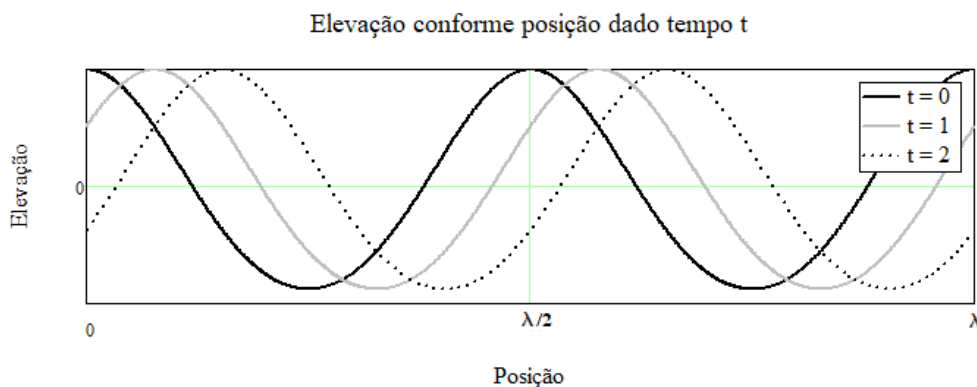


Figura 7-1. Perfil da onda em determinado tempo t.

Ainda que o modelo acoplado proporcione análises mais completas, uma vez que se consideram todos os componentes que envolvem uma TEO e as cargas atuantes sobre o conjunto, as análises dinâmicas dependem grande tempo computacional para extra o e compara o de resultados. Nesse sentido, o modelo desacoplado permite verifica es mais rápidas das tensões atuantes sobre os elementos da estrutura de suporte, por meio da análise de tensões flexo-axiais, facilitando possíveis ajustes na geometria, que são então, incorporadas ao modelo completo final.

O fluxograma da Figura 7-2 apresenta as análises a serem realizadas para cada um dos modelos computacionais apresentados.

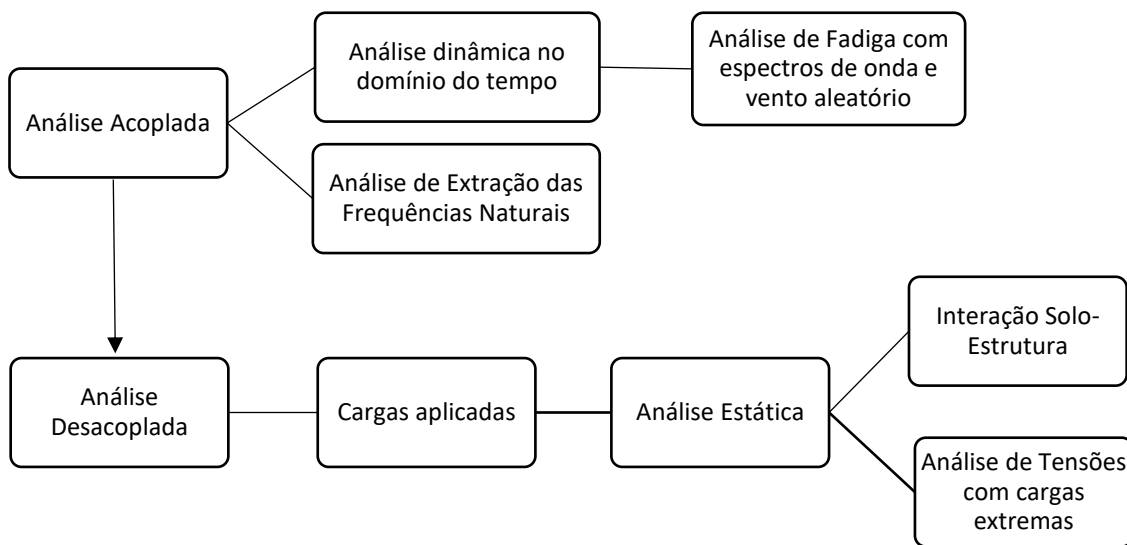


Figura 7-2. Análise do conjunto turbina-jaqueta-estacas.

A modelagem computacional e as análises realizadas seguiram as etapas baseadas na metodologia apresentada em JONKMAN [56], sendo elas:

1. Determinação das condições gerais de projeto - locação
2. Definição das condições ambientais de vento e onda.
3. Definição dos parâmetros do solo;
4. Definição dos materiais e modelagem da turbina (modelo acoplado);
5. Definição da geometria e modelagem da subestrutura (jaqueta + estacas);
6. Definição das condições de contorno e modelagem do solo;
7. Extração das Frequências Naturais do modelo acoplado;
8. Aplicação das cargas dinâmicas sobre o modelo acoplado;
9. Análise dinâmica do conjunto estrutural;
10. Transferência dos esforços da turbina para a estrutura desacoplada e análise estática de tensões;
11. Ajustes na geometria;
12. Análises do modelo final.

## 7.1. Programas utilizados

O conjunto estrutural formado pela turbina, torre, jaqueta e estacas (modelo acoplado) foi modelado utilizando o *software* RIFLEX [57], inserido no pacote SESAM da DNV·GL. O programa foi desenvolvido como uma ferramenta de análise hidrodinâmica e estrutural para sistemas esbeltos, caracterizados por pequena rigidez a momento, grandes deflexões, propriedades da seção transversal não linear e estruturas de seção transversal complexa, que podem ser inseridas individualmente no programa.

O *software* é baseado em formulações não lineares em elementos finitos, onde é possível a modelagem de elementos mais complexos e análises não lineares no domínio do tempo. As análises no RIFLEX compreendem: análise estática, análise estática com variação de parâmetro, análise dinâmica no domínio do tempo e análise no domínio da frequência. Além disso, o programa engloba análise para extração das frequências naturais da estrutura, bem como os respectivos modos de vibração.

Para a geração dos carregamentos de vento estocástico a serem introduzidos no modelo computacional para análise dinâmica no RIFLEX, foi utilizado o simulador TurbSim [58], da NREL. Trata-se de uma ferramenta de turbulência de fluxo estocástico desenvolvida para fornecer simulação numérica de um fluxo de campo completo, no espaço e no tempo, considerando os diversos fatores associados à instabilidade do fluxo, que possam vir a comprometer a resposta aeroelástica da turbina.

Com relação à carga de onda, o RIFLEX permite a definição de diversas representações de espectro de onda, além de ondas regulares. No caso do presente trabalho, optou-se por utilizar o espectro de JONSWAP, cuja formulação encontra-se detalhada no item 4.2.

Para a modelagem da estrutura desacoplada, formada apenas pela jaqueta (incluindo peça de transição) e estacas, foi utilizado o *software* GeniE [59], também integrante do pacote SESAM, da DNV·GL. O GeniE é uma ferramenta muito utilizada para modelagem de estruturas em elementos finitos de viga, placas e cascas, com aplicação de carregamentos e cargas estáticas resultantes da ação de vento, onda e corrente sobre as estruturas.

O GeniE é utilizado em combinação com outros módulos do SESAM, como o Wajac, Sestra e Splice, por meio dos quais são inseridas as cargas ambientais e realizados a modelagem do solo e o desenvolvimento da interação solo-estaca-estrutura. O *software* permite, portanto, a construção de um modelo em elementos finitos, com controle sobre as etapas de modelagem e escolha dos critérios de verificação da estrutura.

A Figura 7-3 apresenta a integração dos diversos módulos do SESAM e os tipos de análises realizadas em cada um deles, segundo informações extraídas de [59].

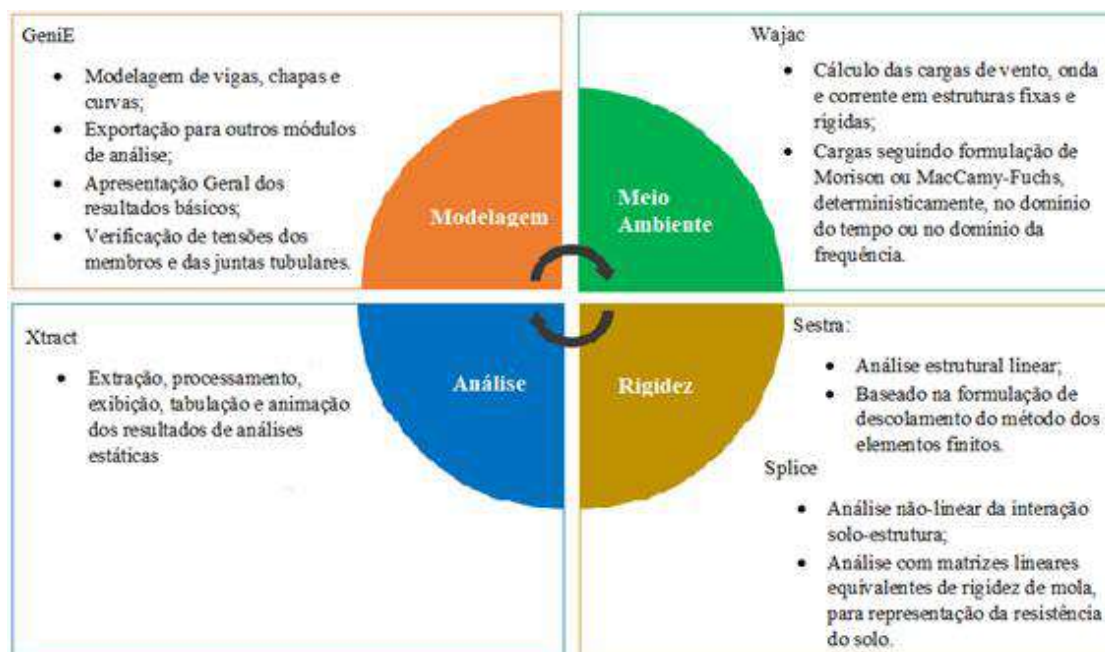


Figura 7-3. Integração entre os módulos do SESAM.

As cargas de onda aplicadas na estrutura são definidas a partir dos parâmetros de altura significativa e período de pico máximos e definidas em tempo determinístico. A teoria de onda escolhida leva em consideração as relações entre esses parâmetros, conforme critérios apresentados no item 4.1.

Após determinação das cargas atuantes sobre a estrutura modelada, o *software* permite a realização de análises estáticas, com processamento de dados e verificação de tensões de acordo com as normas vigentes (no caso da jaqueta, adotaram-se os critérios definidos pela API RP 2A-WSD [38]).

Devido ao fato de serem realizadas análises estáticas, o modelo realizado no GeniE despende menor tempo computacional para extração dos resultados, quando comparadas às análises dinâmicas, realizadas no RIFLEX. Desse modo, o modelo desacoplado oferece vantagens no que diz respeito a ajustes de geometria e verificações de tensões de modo mais rápido.

## 7.2. Locação de Projeto

Para determinação do modelo estrutural estudado, foram estabelecidas algumas condições da locação de projeto com base em dados ambientais disponíveis. De acordo com a Figura 1-10, pode-se constatar que a região de maior potencial eólico no Brasil, é a compreendida entre os estados do Maranhão e Rio Grande do Norte; assumiu-se as velocidade de vento a uma altura aproximada de fixação do hub de 120 m [25].

A locação de projeto foi estabelecida considerando-se dados divulgados pela ANP [60] para as Bacias de Exploração de Óleo e Gás, que relacionam as plataformas fixas instaladas na costa brasileira com suas respectivas localizações e lâmina d'água de instalação (LDA).



A partir dos dados obtidos, foram selecionados os relacionados às plataformas instaladas na região nordeste, para águas intermediárias, de 30 m a 60 m, segundo Figura 1-12. A partir dos dados de Bacia levantados (Tabela 7-1) e considerando a média dos valores, foi escolhida uma LDA de projeto de 40 m.

Tabela 7-1. LDA de instalação das plataformas no Nordeste, de 30 m a 60 m.

Sigla	Plataforma	Bacia	Tipo	Latitude	Longitude	LDA (m)
PARB1	PLAT. DE ARAB. 1	Potiguar	FIXA	-04:41:27,974	-36:43:41,403	30
PAT01	PLAT. DE ATUM 1	Ceará	FIXA	-02:58:41,134	-38:57:38,680	45
PAT02	PLAT. DE ATUM 2	Ceará	FIXA	-02:57:41,074	-38:58:40,979	45
PAT03	PLAT. DE ATUM 3	Ceará	FIXA	-02:58:06,177	-38:58:35,676	45
PCR01	PLAT. DE CURIMÃ 1	Ceará	FIXA	-03:05:26,793	-38:46:45,627	45
PCR02	PLAT. DE CURIMÃ 2	Ceará	FIXA	-03:05:27,346	-38:47:45,895	45
PEP01	PLAT. DE ESPADA 1	Ceará	FIXA	-03:07:59,099	-38:49:19,892	35
PXA01	PLAT. DE XAREU 1	Ceará	FIXA	-03:01:50,403	-39:02:43,247	32
PXA02	PLAT. DE XAREU 2	Ceará	FIXA	-03:02:21,145	-39:02:30,188	45
PXA03	PLAT. DE XAREU 3	Ceará	FIXA	-03:02:06,296	-39:01:30,911	45

Com base nas informações de latitude e longitude extraídas da Tabela 7-1, foi estimado um ponto para a locação de projeto, na Bacia do Ceará, bem como as distâncias até a costa, conforme apresentado na Figura 7-4.



Figura 7-4. Locação de projeto.

De acordo com informações das bacias de exploração na costa brasileira, obtidas por meio dos Planos de Desenvolvimentos apresentados pela ANP [61], o solo na locação de projeto escolhida é formado tipicamente de arenito apresentando porosidade média de

20% (relação entre o volume de vazios com o volume total do solo), valor considerado baixo. Como a densidade do solo é inversamente proporcional à porosidade, optou-se por considerar o solo local como areia medianamente densa.

### 7.3. Geometria e Materiais

O modelo geométrico da estrutura é composto principalmente de perfis tubulares de aço. O documento de referência JONKMAN [24] recomenda o valor de  $8500 \text{ kg/m}^3$  para densidade do aço utilizado, que corresponde ao valor usual de  $7850 \text{ kg/m}^3$  acrescido de 10%, a fim de se levar em consideração massas relacionadas à pintura, parafusos, solda, flanges e outros elementos construtivos. Esses elementos não modelados foram considerados apenas no cálculo do peso próprio pelo programa.

Além disso, foram considerados os seguintes parâmetros para o aço estrutural:

- Módulo de elasticidade:  $E = 200 \text{ GPa}$ ;
- Coeficiente de Poisson:  $\nu = 0,3$ ;
- Tensão de escoamento:  $f_y = 350 \text{ Mpa}$ .

A geometria da torre, componente que sustenta a turbina de 10 MW, é composta de perfil tubular cônico e sua espessura varia linearmente da base até o topo. Suas dimensões têm como referência BAK *et al.* [25] e foi adotada uma base de 8,0 m de diâmetro e 38 mm de espessura e topo com 5,5 m de diâmetro e 20 mm de espessura.

A altura da torre depende principalmente das alturas do *hub*, da estrutura de suporte e da peça de transição. No caso do presente trabalho, o *hub* foi fixado, segundo BAK *et al.* [25], a uma altura de 119 m. A Figura 7-5 apresenta as especificações para altura do *hub* e demais dimensões do conjunto rotor-nacele.

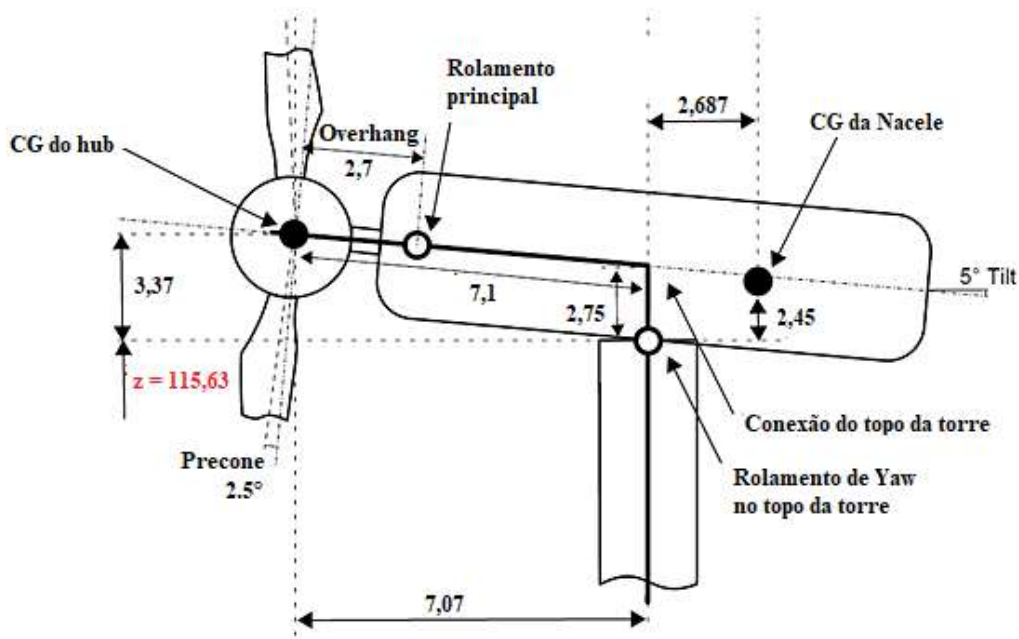


Figura 7-5. Conexão rotor-nacele.

Para modelagem da turbina no RIFLEX, e de modo a se manter as massas e dimensões propostas por BAK *et al.* [25], o *hub* e a *nacele* foram representados por massas concentradas de valores 105 t e 446 t, respectivamente, respeitando-se as distâncias propostas na Figura 7-5. Adotou-se modelar as três pás seguindo a composição dos aerofólios apresentados no Apêndice A, obtendo-se um peso aproximado de 126 t.

Outros parâmetros referentes à turbina de referência de 10 MW, extraídos de BAK *et al.* [25] e utilizados na modelagem da turbina, estão apresentados na Tabela 7-2.

Tabela 7-2. Parâmetros da turbina de referência de 10 MW.

Parâmetro	Valor para turbina de 10 MW
Orientação do rotor	<i>Upwind</i>
Diâmetro do rotor	178,3 m
Diâmetro do hub	5,6 m
Velocidade de <i>cut in</i> do vento	4,0 m/s
Velocidade de <i>cut out</i> do vento	25,0 m/s
Velocidade nominal	11,4 m/s
Velocidade angular mínima do rotor	6,0 rpm
Velocidade angular máxima do rotor	9,0 rpm

Já com relação à geometria da jaqueta, a estrutura proposta baseou-se na jaqueta apresentada por STOLPE [62] e os tubos utilizados na estrutura de suporte e na jaqueta atendem às especificações da ASME B36.10 [63] e do catálogo da EEW [64]. A Tabela 7-3 apresenta as dimensões dos perfis tubulares utilizados e a Figura 7-6 a estrutura da jaqueta, com os respectivos perfis.

Tabela 7-3. Perfis utilizados.

Elemento	Diâmetro Externo (pol)	Diâmetro Externo (mm)	Espessura (mm)
Diagonal 1	30	762	19,05
Diagonal 2	26	660	19,05
Diagonal 3	22	559	19,05
Perna	38	965	28,58
Estaca	40	1016	30,96

A Figura 7-7 apresenta o modelo estrutural da jaqueta, com as respectivas elevações em relação ao NMA, enquanto que a Figura 7-8 apresenta a vista superior da estrutura de suporte. Já a Figura 7-9 apresenta as demais dimensões da geometria.

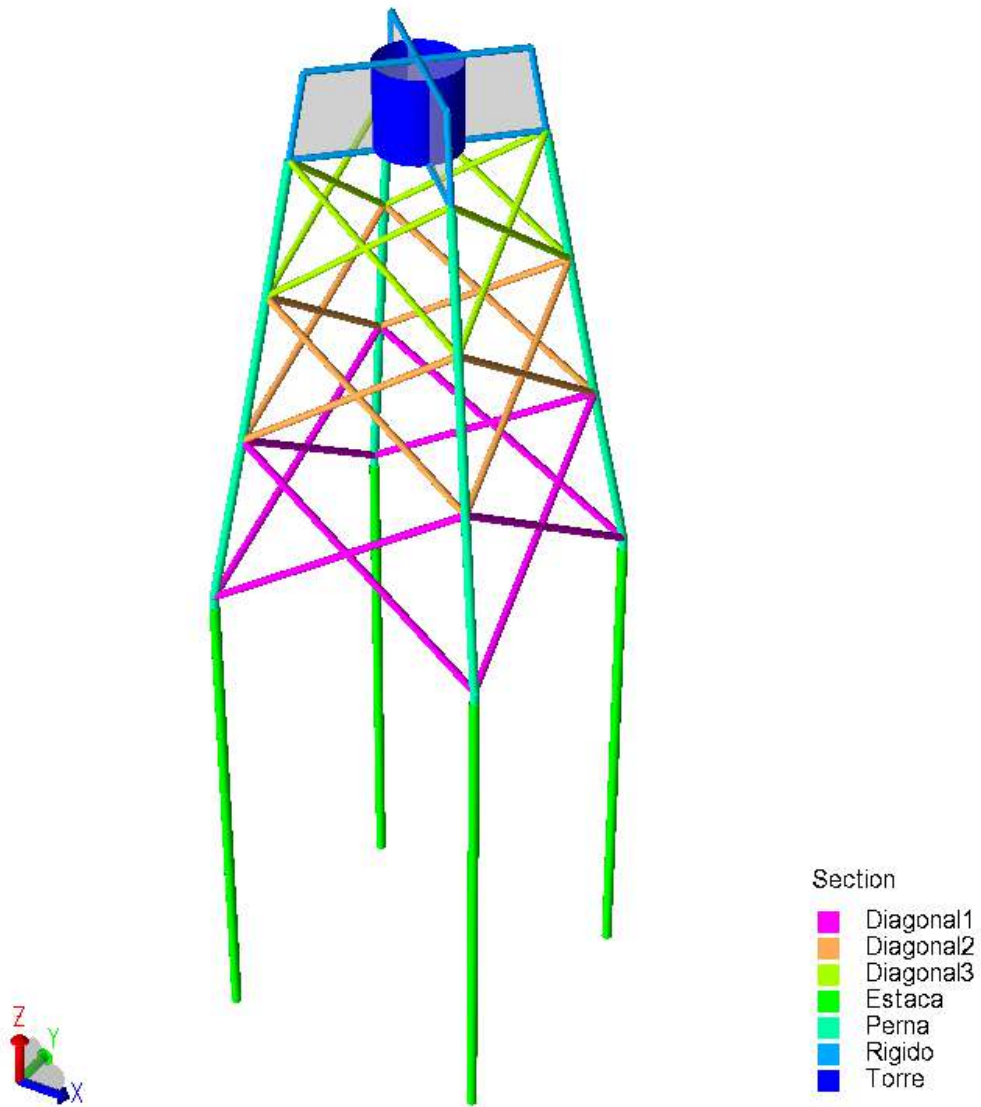


Figura 7-6. Geometria dos membros tubulares estruturais.

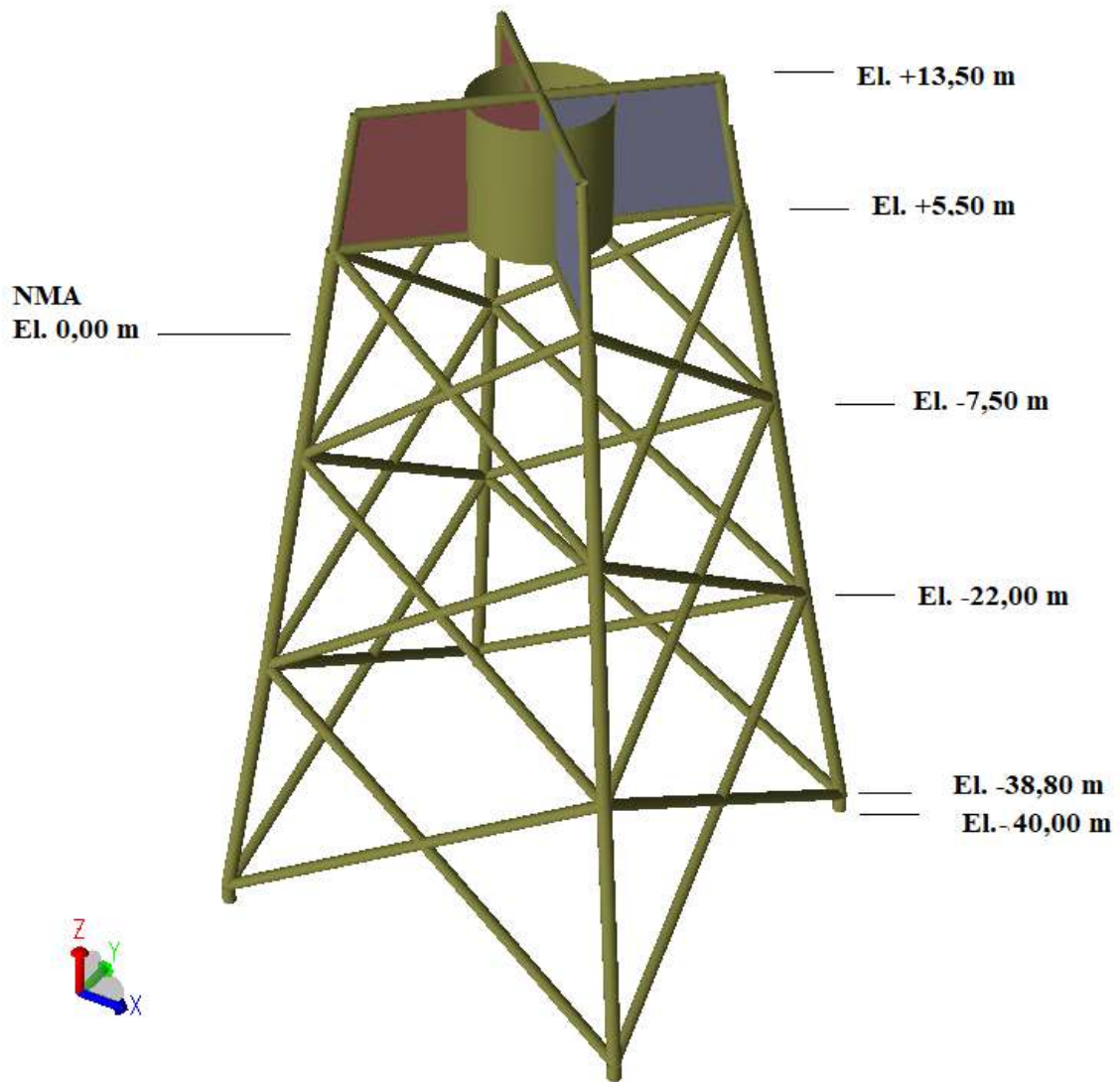


Figura 7-7. Modelo estrutural da jaqueta com elevações.

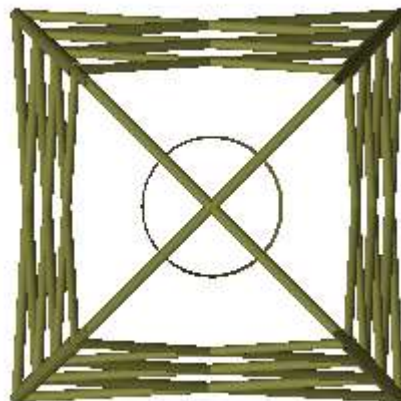


Figura 7-8. Vista superior da jaqueta.

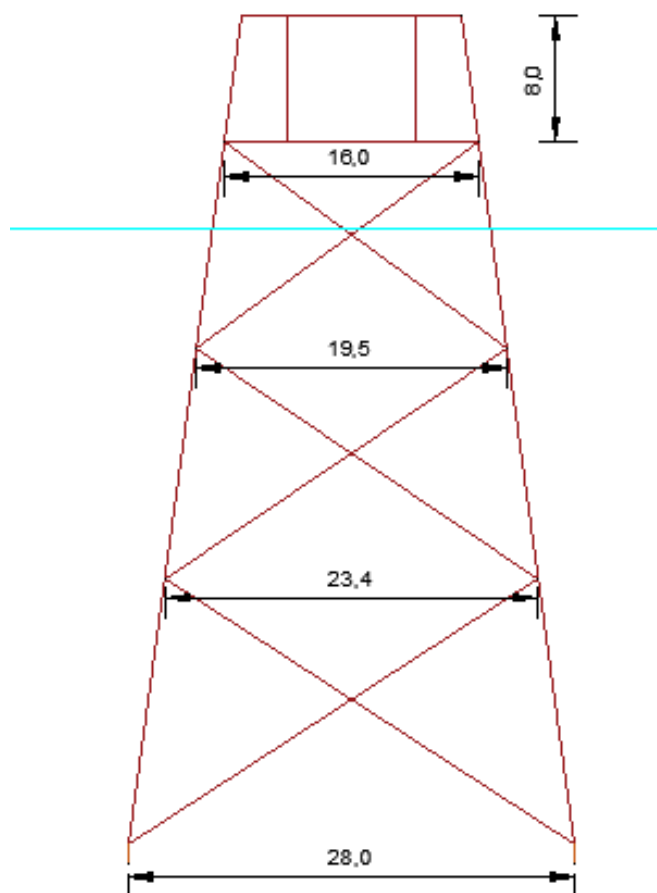


Figura 7-9. Dimensões da jaqueta.

#### 7.4. Condições de Contorno

Com relação à fixação da jaqueta no leito marinho, foi estudada a condição da estrutura fixada por meio de estacas verticais, considerando o efeito da interação solo-estrutura por meio de curvas resistência não linear do solo (detalhadas no Apêndice B), conforme metodologia apresentada nos itens 5.2 e 5.3.

O comprimento, o diâmetro e a espessura das estacas são arbitrados e sua geometria final é determinada por meio de processo iterativo, após análises e testes de capacidades de carga. Desse modo, foi escolhido um comprimento inicial de 50 m e foram realizados testes de capacidade de carga última do solo em uma estaca isolada para verificação das curvas de resistência do solo aplicadas aos modelos computacionais (Figura 7-10).

A discretização do solo no modelo computacional foi adotada com o intuito de obter maior detalhamento do comportamento do solo, alinhado com menor tempo computacional para análise da estaca. Dessa forma, foram introduzidas molas de resistência não-linear a cada metro até a profundidade de 20 m, a cada 2 m até a profundidade de 40 m e a cada 5 m até a ponta da estaca.

A estaca foi modelada com auxílio do software GeniE e testada para uma carga axial aplicada em seu topo com intensidade inicial de 1000 kN. Essa carga foi aumentada gradativamente, de modo a se atingir a capacidade máxima suportada pelo solo, até que este fosse levado à ruptura, caracterizada no programa por deslocamentos muito grandes, na ordem de metros, incompatíveis com a estrutura.



Figura 7-10. Modelo computacional da estaca isolada.

A Figura 7-11 apresenta o gráfico de deslocamentos verticais para cada intensidade de força axial aplicada. É possível observar que o valor da carga que leva ao colapso do solo foi compatível com o valor da capacidade última, de 16981 kN, seguindo formulação da API RP 2A-WSD [38], apresentada no item 5.1. A planilha de cálculo analítico da capacidade de carga última, bem como os resultados obtidos para os deslocamentos verticais no modelo computacional, está detalhada no Apêndice C.

A Figura 7-12 apresenta o diagrama de esforço normal para uma carga axial de 16900 kN, próxima à capacidade de carga última do solo, no qual os patamares indicam os pontos de inserção das molas representativas da resistência não-linear do solo.



Deve-se atentar para o fato de que a capacidade de carga apresentada na Figura 7-11 não corresponde à capacidade de carga de projeto, devendo ser aplicada sobre o valor um fator de segurança, sugerido pela API RP 2A-WSD [38], de acordo com a condição de projeto, cujos valores estão apresentados na Tabela 7-4. No caso do presente trabalho, optou-se por um fator de segurança igual a 1,5, considerando-se, portanto, uma capacidade de carga de projeto de 11320kN.

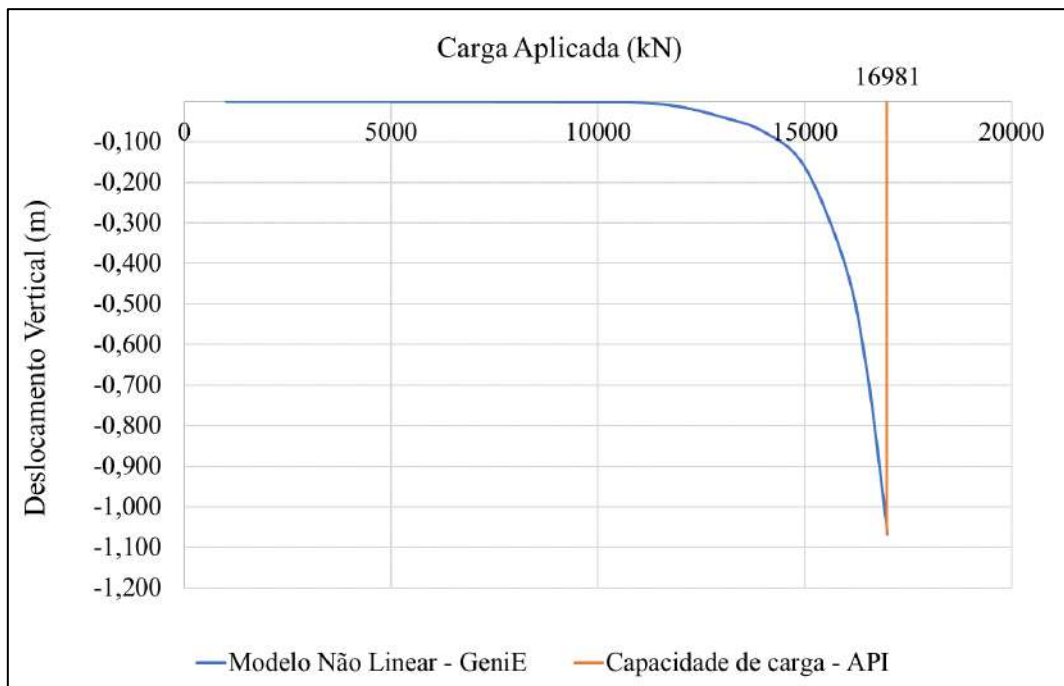


Figura 7-11. Teste da estaca isolada no GeniE.

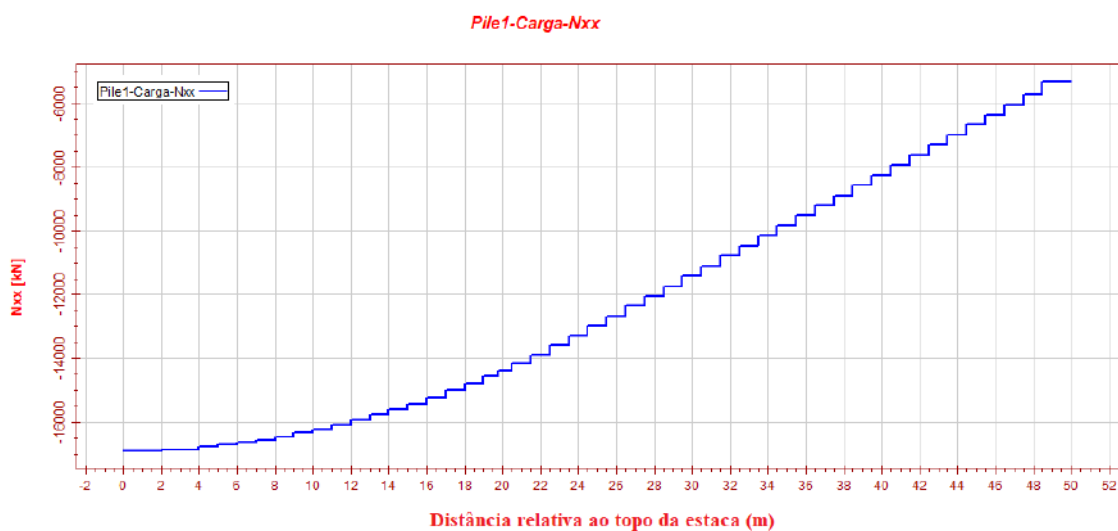


Figura 7-12. Esforço normal para carga axial aplicada de 16900 kN.



Tabela 7-4. Fatores de segurança.

Condição de Carregamento	Fator de segurança
Condições ambientais de projeto com as cargas de perfuração apropriadas	1,5
Condições ambientais de operação durante operações de perfuração	2,0
Condições ambientais de projeto com cargas de produção apropriadas	1,5
Condições ambientais operacionais durante as operações de produção	2,0
Condições ambientais de projeto com cargas mínimas (para retirada)	1,5

Foi realizado também um teste com carga lateral aplicada de intensidade 2500 kN, que representa a carga de *thrust* de uma turbina de 10 MW, na ordem de 1500 kN, somada a cargas hidrodinâmicas. O teste teve por objetivo estudar o comportamento da resistência lateral do solo e a absorção dos esforços ao longo da estaca.

A Figura 7-13 apresenta os diagramas de esforço normal e momento fletor ao longo da estaca modelada. Faz-se possível observar que, para a carga lateral aplicada, os esforços são absorvidos antes da profundidade de 20 m.

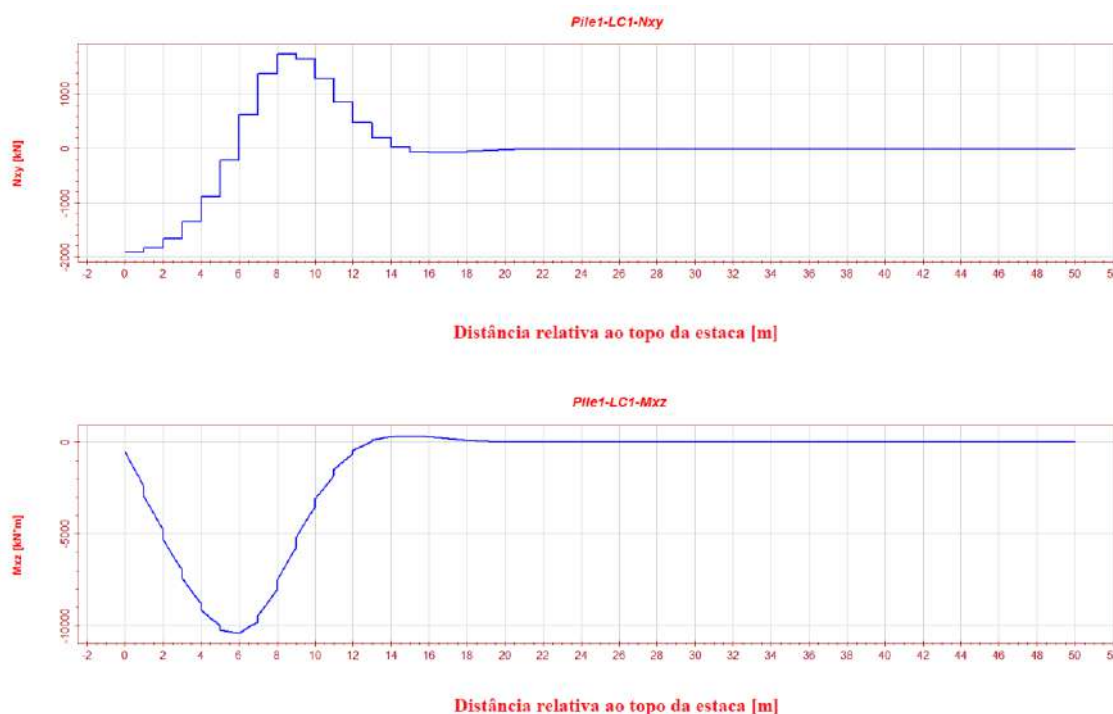


Figura 7-13. Diagramas de esforço cortante e momento fletor para uma carga lateral de 2500kN.

Definidas as geometrias da estrutura de suportação e estacas de fixa o no leito marinho, foram construídos os dois modelos computacionais (no SIMA/Riflex e no GeniE), de modo a viabilizarem as análises de integridade do conjunto estrutural proposto. As Figuras 7-14 e 7-15 apresentam os modelos computacionais completos.

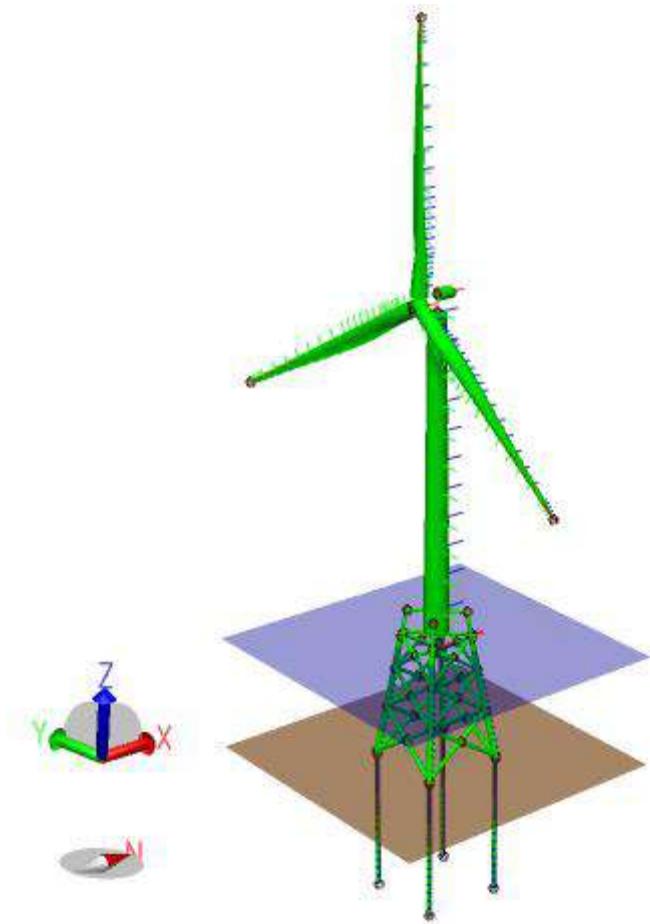


Figura 7-14. Estrutura modelada no SIMA/RIFLEX.

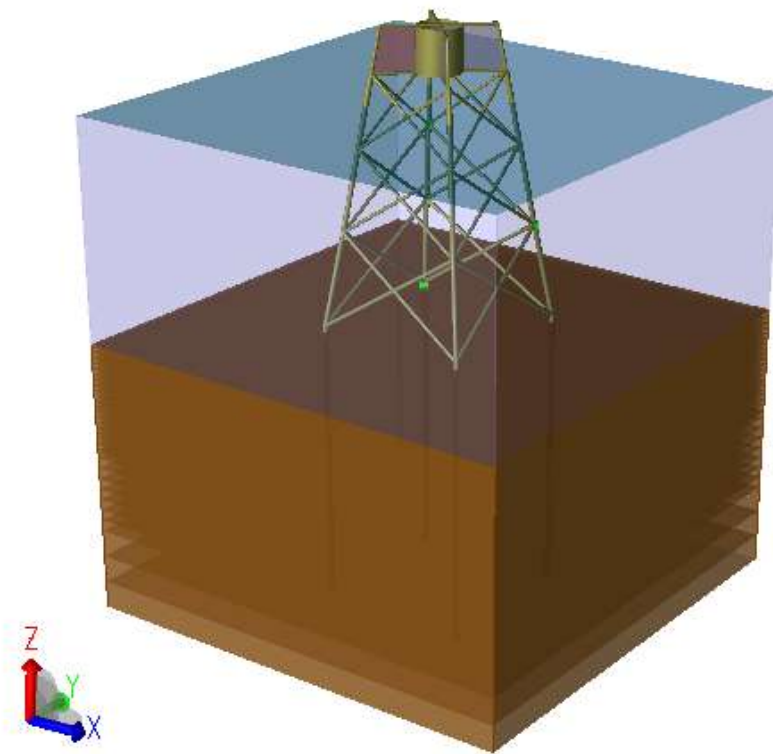


Figura 7-15. Estrutura desacoplada modelada no GeniE.

## 7.5. Carregamentos Aplicados

Os carregamentos aplicados ao conjunto turbina, torre e estrutura de suporte estão relacionados à ação do vento, da onda e da corrente, com base nas condições ambientais da locação escolhida e nas formulações apresentadas nos itens 3 e 4 do presente trabalho. A representação de cada um dos carregamentos variou de acordo com os modelos computacionais e as análises realizadas.

Todos os casos de carregamentos considerados no estudo de caso consideraram o peso próprio das estruturas representadas em cada modelo e as cargas oriundas de vento, onda e corrente aplicadas na mesma direção e sentido. No entanto, vale ressaltar que em um projeto real, devem ser levadas em consideração as diferentes direções de incidência das cargas ambientais, além de cargas acidentais, de atracação, de manutenção, entre outras.

No modelo acoplado (Figura 7-14) foram aplicadas cargas aerodinâmicas e hidrodinâmicas, considerando perfis aleatórios para o vento e para a onda, conforme formulações apresentadas nos itens 3.2 e 4.2, respectivamente, para análise de serviço e de fadiga. Além disso, foram extraídos do modelo os esforços na base da torre, gerados pela força do vento e peso próprio da torre e da turbina, a serem aplicados ao modelo desacoplado, no GeniE.

Já no modelo desacoplado (Figura 7-15) foi realizada uma análise de extremos, na qual as cargas aerodinâmicas (obtidas do modelo acoplado) foram transferidas para a estrutura de suporte como cargas nodais, combinadas com cargas de ondas determinísticas. Em ambos os modelos foram considerados perfis potenciais de corrente, conforme proposto no item 4.3. Tais considerações foram assumidas de acordo com o tipo de análise (modal, estática ou dinâmica) e resultados desejados para cada um dos modelos.

Para determinação dos carregamentos ambientais aplicados na estrutura, foi realizado um levantamento de dados para a costa brasileira divulgados pela Marinha do Brasil [65]. Foram selecionados dados correspondentes à locação de Fortaleza (mais próxima da locação determinada em 0), coletados no período de nov/2016 a dez/2017, sendo esses os dados mais recentes, uma vez que, até a data de conclusão deste trabalho, a boia de medição se encontrava em manutenção.

Segundo informações fornecidas pela Marinha [65], a direção do vento é a direção em graus relativa ao norte magnético, no sentido horário, e a velocidade de vento é a medida escalar simples, em m/s, da média do vento durante um período de amostragem de 10 min.

No caso da estimativa da velocidade de vento para o projeto, foram obtidos dados do número de ocorrências de cada velocidade de vento (em m/s), em relação à direção da incidência (origem do vento), para uma altura de referência de 10 m acima da lâmina d'água, conforme apresentados na Tabela 7-5.

A Figura 7-16 apresenta as porcentagens de ocorrência das velocidades de vento para cada direção. Pode-se observar que a direção com maior números de casos de ocorrência é a direção Leste, sendo essa, portanto, a direção adotada para consideração dos casos de carregamento.

Tabela 7-5. Dados de ocorrência conjunta de intensidade e direção do vento.

m/s		Direção (°) do vento								Freq	%	Direção Média
		N	NE	L	SE	S	SO	O	NO			
0	1	1	5	6	2	0	0	0	0	14	0,15	73,93
1	2	1	10	8	9	7	2	2	1	40	0,43	123,75
2	3	2	5	33	14	9	0	4	0	67	0,71	116,19
3	4	3	34	54	28	13	2	1	5	140	1,49	105,75
4	5	3	50	128	73	10	0	0	5	269	2,87	100,37
5	6	1	50	247	88	23	1	2	0	413	4,40	100,68
6	7	2	53	518	182	32	4	0	0	791	8,43	101,43
7	8	0	53	808	336	59	4	0	0	1260	<b>13,42</b>	104,75
8	9	0	21	1049	508	57	2	0	0	1637	<b>17,44</b>	106,69
9	10	1	11	1085	796	52	3	0	0	1948	<b>20,75</b>	110,70
10	11	0	6	679	664	38	4	0	0	1391	<b>14,82</b>	114,13
11	12	0	1	337	443	15	0	0	0	796	8,48	116,68
12	13	0	1	145	251	10	0	0	0	407	4,34	119,85
13	14	0	1	70	93	3	0	0	0	167	1,78	116,41
14	15	0	0	9	26	0	0	0	0	35	0,37	123,43
15	16	0	0	3	8	0	0	0	0	11	0,12	122,73
16	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
17	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Frequência		14	301	5179	3521	328	22	9	12	9386		
%		0,15	3,21	<b>55,18</b>	<b>37,51</b>	3,49	0,23	0,10	0,13			

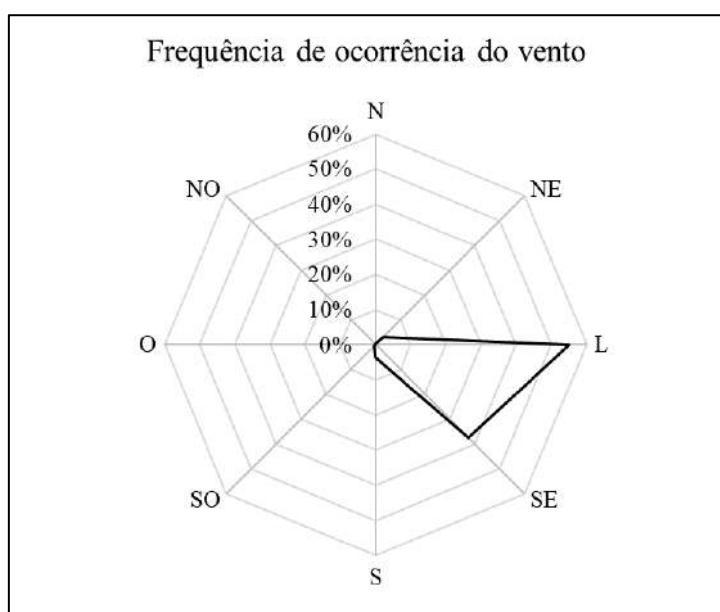


Figura 7-16. Frequência de ocorrência do vento para cada direção.

Além das velocidades e direção de incidência do vento, foram extraídas de [65] as relações entre as alturas significativas e períodos de pico da onda com as velocidades de vento. Desse modo, foi possível estimar, por meio de tratamento estatístico dos dados, os valores desses parâmetros e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

Com base nesses dados, foram selecionados 6 casos de carregamento de vento e onda, considerando-se os seguintes critérios:

- Direção do vento Leste.
- Velocidades com maiores frequências de ocorrência.
- Velocidades extrapoladas para a altura do hub devem estar dentro da faixa de operação da turbina, entre 4 m/s (cut in) e 25 m/s (cut out).
- Altura significativa e período de pico associado à velocidade de vento com maiores probabilidades de recorrência.

Posterior à determinação da direção de incidência do vento como sendo a Leste, foram estabelecidas as relações entre as velocidades de vento e as alturas significativas de onda, com as respectivas frequências de ocorrência, conforme Tabela 7-6, e as relações entre altura significativa e período de pico da onda, conforme Tabela 7-7. A partir dos dados de ocorrência conjunta dos parâmetros, foram definidos os casos de carregamento, segundo as maiores frequências de ocorrência e os critérios acima considerados.

Tabela 7-6. Dados de ocorrência conjunta de altura significativa de onda e velocidade do vento na direção leste.

Hs(m)		V (m/s)												Freq (%)	V med
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
0	0,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-
0,75	1	1	3	4	10	4	2	0	0	0	0	0	0	1,10	6,80
1,00	1,25	0	10	27	45	37	40	9	0	0	0	0	0	6,89	8,05
1,25	1,50	4	3	18	61	203	187	81	24	0	0	0	0	<b>23,68</b>	9,01
1,50	1,75	0	0	7	36	125	271	177	80	13	3	1	0	<b>29,05</b>	9,75
1,75	2,00	0	0	2	7	36	160	201	119	47	9	0	1	<b>23,72</b>	10,47
2,00	2,25	0	0	0	0	5	28	77	70	48	18	1	0	<b>10,07</b>	11,25
2,25	2,50	0	0	0	0	0	5	17	24	22	20	5	1	3,83	12,07
2,50	2,75	0	0	0	0	0	1	1	6	11	12	1	0	1,30	12,59
2,75	3,00	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6	1	0	0,37	13,39
Frequência (%)		0,20	0,65	2,36	6,48	<b>16,71</b>	<b>28,28</b>	<b>22,94</b>	<b>13,16</b>	5,83	2,77	0,37	0,08	100	
Hs médio		1,28	1,13	1,27	1,35	1,48	1,61	1,76	1,88	2,08	2,30	2,35	2,13		

Tabela 7-7. Dados de ocorrência conjunta de altura significativa e período de pico de onda, para a direção leste.

Hs(m)		Tp (s)														Freq (%)
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
0	0,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
0,75	1	0	1	4	1	0	9	9	2	1	0	0	0	0	1,10	
1	1,25	8	21	43	15	24	32	12	8	4	1	0	1	0	6,89	
1,25	1,5	2	73	214	124	36	70	13	11	20	4	6	1	4	3	<b>23,68</b>
1,5	1,75	0	47	282	250	38	42	10	5	7	6	5	15	5	1	<b>29,05</b>
1,75	2	0	3	210	259	62	17	4	2	4	0	8	11	1	1	<b>23,72</b>
2	2,25	0	0	49	136	48	6	1	4	1	0	0	1	1	0	<b>10,07</b>
2,25	2,5	0	0	10	56	22	3	0	1	1	0	0	1	0	0	3,83
2,5	2,75	0	0	0	18	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,30
2,75	3	0	0	0	6	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,37
3	3,25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Frequência (%)		0,41	5,91	<b>33,09</b>	<b>35,25</b>	<b>10,02</b>	<b>7,33</b>	2,00	1,34	1,55	0,45	0,77	1,22	0,45	0,20	

Os casos de carregamento considerados, após tratamento estatístico, com suas respectivas probabilidades de ocorrência normalizadas, estão apresentados na Tabela 7-8. A velocidade  $U_{10m}$  apresentada corresponde à velocidade de vento a uma altura de referência de 10 m. Já a determinação da velocidade do vento na altura do *hub* foi determinada por meio do perfil logarítmico, descrito pela Eq. (3-6).

Tabela 7-8. Casos de vento e onda.

Casos de Vento e Onda	$U_{10m}$ [m/s]	$H_s$ [m]	$T_p$ [s]	Probabilidade de Ocorrência Normalizada
1	7,5	1,375	5,5	5,07%
2	8,5	1,375	5,5	16,89%
3	9,5	1,625	5,5	29,71%
4	9,5	1,875	6,5	16,11%
5	10,5	1,875	6,5	20,24%
6	11,5	1,875	6,5	11,98%

Após definidas as velocidades de vento, foram determinados os parâmetros associados à turbulência de vento, para geração das cargas de vento aleatórias. Tais parâmetros foram obtidos a partir de um estudo do vento na locação de Beberibe, em Cascavel, no Ceará, apresentados em SAKAGAMI [66]. A Figura 7-17 apresenta os dados coletados para o fator de cisalhamento e intensidade de turbulência de acordo com a direção e velocidade do vento. Já a Figura 7-18 apresenta a relação entre os dois parâmetros e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

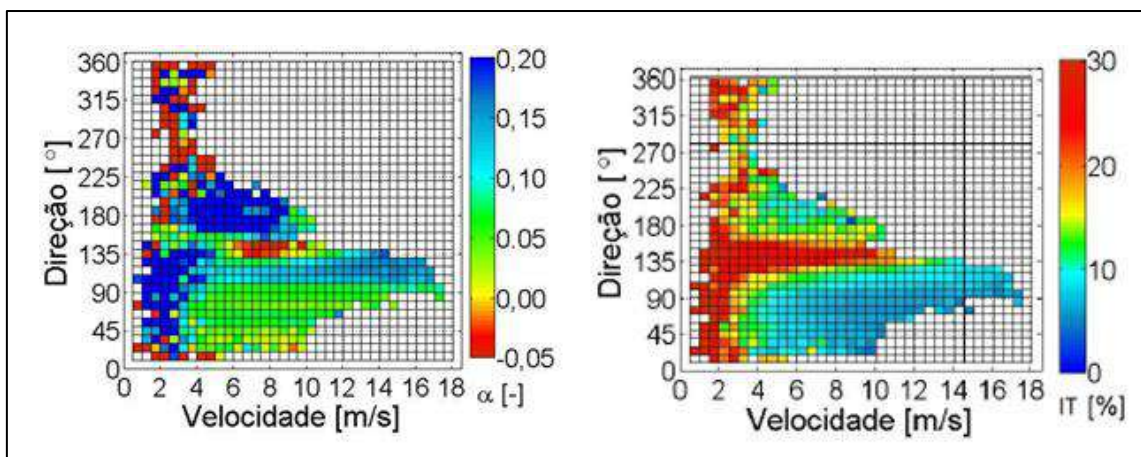


Figura 7-17. Fator de cisalhamento e índice de turbulência de acordo com a velocidade e direção do vento [66].

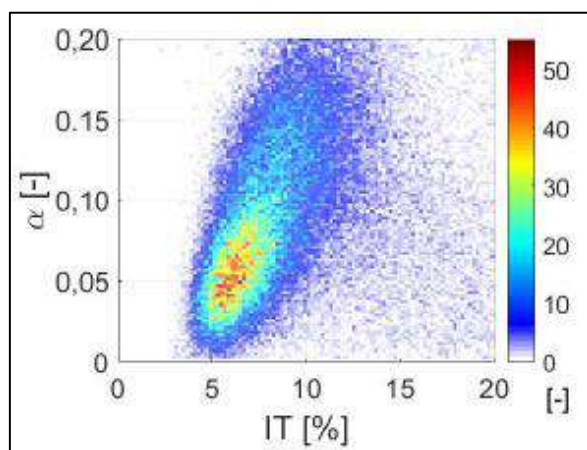


Figura 7-18. Relação entre fator de cisalhamento e índice de turbulência [66].

No desenvolvimento foram considerados os valores de maior probabilidade de ocorrência, para determinação dos casos de carga de vento estocástico, conforme Figura 7-18. Além disso, foram avaliados mais dois valores de intensidade de turbulência, a fim de se obter valores representativos dos limites de medição dos dados e estudar seu impacto sobre a turbina e, conseqüentemente, sobre a vida útil do conjunto estrutural. Desse modo, a Tabela 7-9 apresenta os parâmetros extraídos de SAKAGAMI [66] e as condições a serem consideradas para determinação das cargas de vento.

Tabela 7-9. Parâmetros de turbulência do vento.

Parâmetro	Fator de Cisalhamento ( $\alpha$ ) <sup>(1)</sup>	Índice de Turbulência (IT)	Frequência de Ocorrência
Condição 1	5,0%	5,8% <sup>(1)</sup>	53%
Condição 2	5,0%	7,5% <sup>(2)</sup>	25%
Condição 3	5,0%	10,0% <sup>(2)</sup>	6%

<sup>(1)</sup> Valores de maior probabilidade, retirados da Figura 7-17.

<sup>(2)</sup> Valores estimados com base na dispersão apresentada na Figura 7-18.

Os índices de turbulência apresentados na Tabela 7-9 correspondem a uma altura de referência de 10 m e foram corrigidos para a altura do hub, a partir da Lei Potencial, estabelecida na Eq. (3-6), conforme sugerido por GUALTIERI [67]. Com as correções dos valores de IT e velocidades apresentadas na Tabela 7-8 e utilizando-se o Turbsim, foram geradas as cargas de vento estocástico, a partir do espectro de Kaimal, apresentado na Eq. (3-7).

O documento divulgado pela Marinha [65] também fornece dados relativos à corrente na locação para diferentes profundidades e direções. A configuração das boias de medição utilizadas pela marinha brasileira permite medir as correntes oceânicas em até 20 camadas de 2,5 m na porção superior do oceano, a partir de uma profundidade de 5 m, com medições a cada 5 min.

Para a determinação do perfil de corrente, foram extraídos os valores de velocidade de corrente na direção Leste para os pontos mais próximos à superfície, de modo a se observar a tendência do perfil de corrente. As velocidades para os pontos mais próximos à superfície e na direção Leste foram coletadas de modo a se observar a tendência do perfil de corrente na locação. A Figura 7-19 apresenta dois perfis de corrente ajustados aos dados coletados. Foi possível observar que o perfil da Lei Potencial obteve melhor ajuste aos dados coletados e, dessa forma, adotado no modelo computacional.

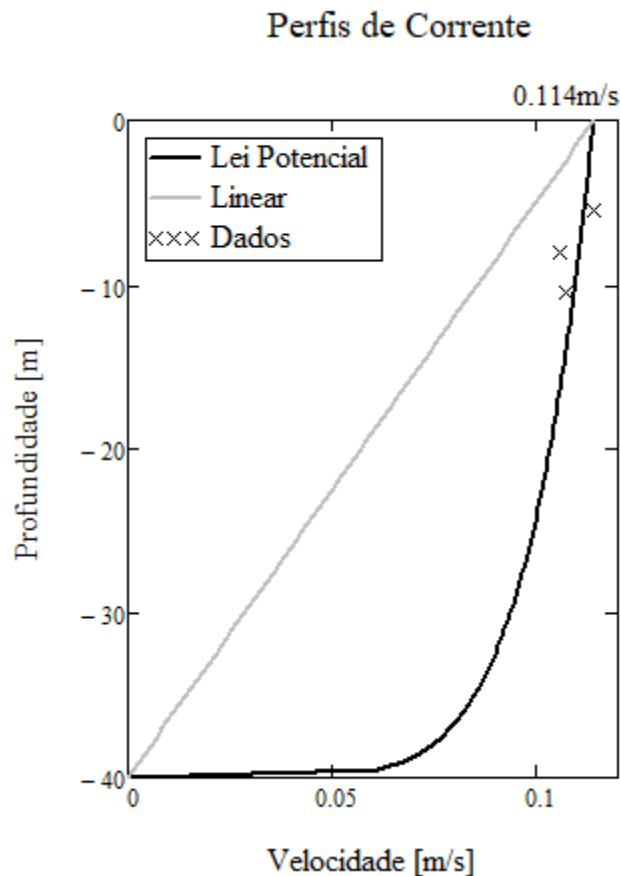


Figura 7-19. Perfil de corrente marinha.



De posse dos parâmetros definidos para as cargas ambientais atuantes sobre a turbina eólica e a estrutura de suporte da jaqueta, foram definidos os casos de carregamento para análise dinâmica e de fadiga, com determinação da vida do conjunto estrutural, conforme apresentado na Tabela 7-10. Vale ressaltar, que o perfil potencial de corrente ilustrado na Figura 7-19, com velocidade na superfície de 0,114 m/s, foi adotado para todos os casos de carregamento.

Tabela 7-10. Casos de carregamento.

Casos de Carregamento	Vento			Onda		Probabilidade de Ocorrência Normalizada
	$U_{10, m}$ [m/s]	$\alpha$	$IT_{10, m}$	$H_s$ [m]	$T_p$ [s]	
11	7,5	5%	5,80%	1,375	5,5	5,07%
12	8,5			1,375	5,5	16,89%
13	9,5			1,625	5,5	29,71%
14	9,5			1,875	6,5	16,11%
15	10,5			1,875	6,5	20,24%
16	11,5			1,875	6,5	11,98%
21	7,5	5%	7,50%	1,375	5,5	5,07%
22	8,5			1,375	5,5	16,89%
23	9,5			1,625	5,5	29,71%
24	9,5			1,875	6,5	16,11%
25	10,5			1,875	6,5	20,24%
26	11,5			1,875	6,5	11,98%
31	7,5	5%	10,00%	1,375	5,5	5,07%
32	8,5			1,375	5,5	16,89%
33	9,5			1,625	5,5	29,71%
34	9,5			1,875	6,5	16,11%
35	10,5			1,875	6,5	20,24%
36	11,5			1,875	6,5	11,98%

As forças no aerogerador, de acordo com as diferentes velocidades de vento e intensidade de turbulência, estão apresentadas de maneira mais detalhada no Apêndice D.

Já em relação ao modelo desacoplado, para análise do estado limite último da jaqueta, serão considerados os esforços obtidos da análise dinâmica do modelo acoplado, que serão transferidos como cargas aplicadas no topo da peça de transição da torre com a jaqueta, juntamente com a aplicação de cargas de vento constante estacionário (na estrutura da jaqueta) e onda determinística, equivalente à onda extrema.

Para as cargas hidrodinâmicas que atuam sobre a estrutura da jaqueta, foi considerada a teoria de onda de Stokes de 5ª ordem, com base no ábaco apresentado na Figura 4-2, e a formulação de Morison. Além disso, foi considerado também o perfil de corrente indicado pela Figura 7-19.

A análise de tensões sobre modelo foi realizada considerando os valores máximos dos esforços na turbina e extraídos os maiores fatores de utilização dos elementos da jaqueta, seguindo os requisitos da API RP 2A-WSD [38].

### 7.6. Resultados da Análise

Com base na geometria adotada para o conjunto estrutural formado pela turbina, estrutura de suporte e estacas, foi realizada a extração modal, de modo a analisar se a mesma não entra em ressonância com as principais cargas ambientais atuantes, conforme detalhado no item 6.1, e apresentados os modos de vibração.

Posteriormente, com base nos parâmetros definidos para cada caso de carregamento listado na Tabela 7-10, foi realizada a análise dinâmica e obtidos os resultados para o conjunto estrutural acoplado, bem como os esforços nos elementos, a fim de se fornecer as forças a serem transferidas ao modelo desacoplado. A partir desses esforços, serão determinados os fatores de utilização e a vida útil à fadiga da estrutura de suporte.

Inicialmente, foram avaliados os valores encontrados para a força dinâmica de *thrust* no eixo da turbina, a fim de se comparar com a tendência apresentada no Relatório de Energia Eólica da DTU [25], apresentada na Figura 7-20. É possível perceber, por meio da Figura 7-20, o aumento gradativo da força de *thrust* com o aumento da velocidade do vento até atingir a velocidade nominal, quando se inicia o controle do ângulo de *pitch* pelas pás da turbina, para se reduzirem os esforços aerodinâmicos.

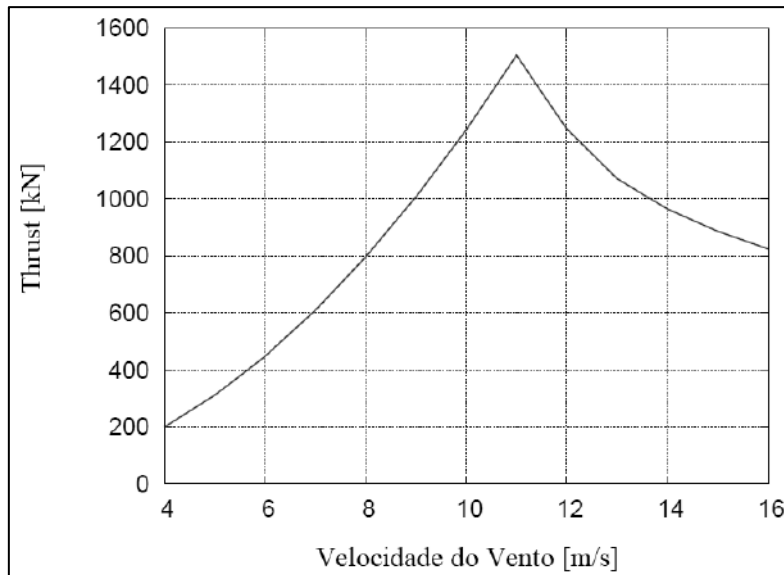


Figura 7-20. Força de *thrust* proposta pela DTU (adaptado de [25]).

A Figura 7-21 apresenta as velocidades de vento atuantes na altura do *hub*, extraída da análise dinâmica do modelo completo, no RIFLEX. As velocidades na altura de referência e a velocidade média obtida na altura do *hub*, para cada caso estão apresentadas na Tabela 7-11.

As Figuras 7-22, 7-23 e 7-24 representam a força de *thrust* na turbina de acordo com a velocidade do vento para as condições de turbulência 1, 2 e 3, respectivamente. Pode-se observar que os carregamentos de final 3 e 4 (que possuem a mesma velocidade de vento incidente sobre a turbina), de cada uma das condições analisadas, apresentaram uma força média de 1500kN, o que corresponde à força máxima de *thrust*, uma vez que as velocidades associadas a esses carregamentos são próximas à velocidade nominal da turbina de 10 MW, de 11,4 m/s.

Além disso, observa-se a redução dos esforços aerodinâmicos para velocidades acima da nominal (carregamentos com final 5 e 6), conforme tendência apresentada pela DTU [25], com o acionamento do controle de *pitch*.

Vale a pena ressaltar também que os perfis de força das Figuras 7-22 a 7-24 apresentam um perfil transiente, correspondente aos 100 s iniciais, que foram descartados das análises dinâmicas realizadas ao longo do trabalho.

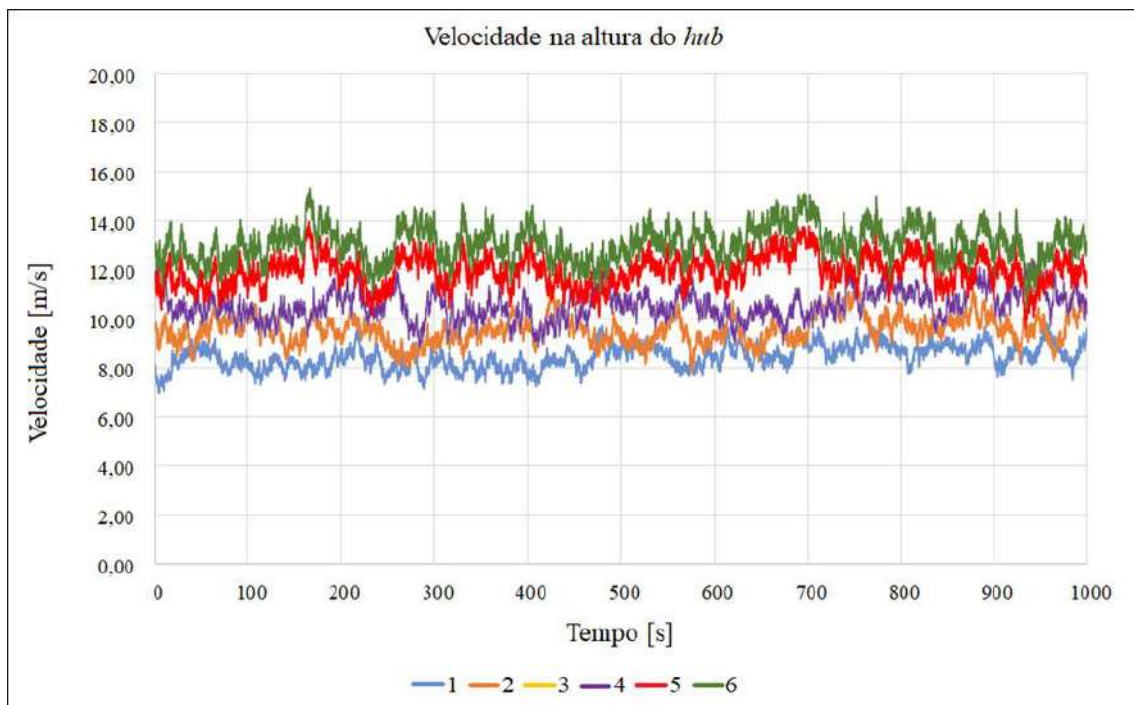


Figura 7-21. Velocidades na altura do *hub* (119 m).

Tabela 7-11. Velocidades do vento para cada caso.

Casos de Vento e Onda	$U_{10, m}$ [m/s]	$U_{hub}$ [m/s]
1	7,5	8,45
2	8,5	9,57
3	9,5	10,55
4	9,5	10,55
5	10,5	11,96
6	11,5	13,09

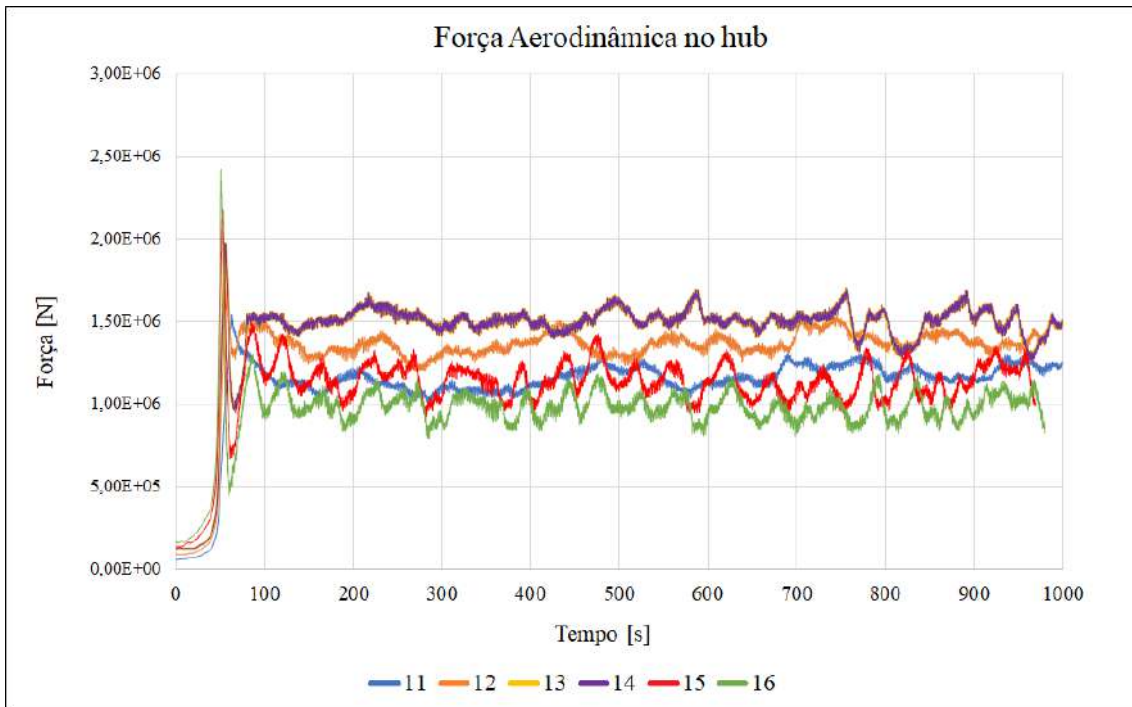


Figura 7-22. Força aerodinâmica para Caso 1.

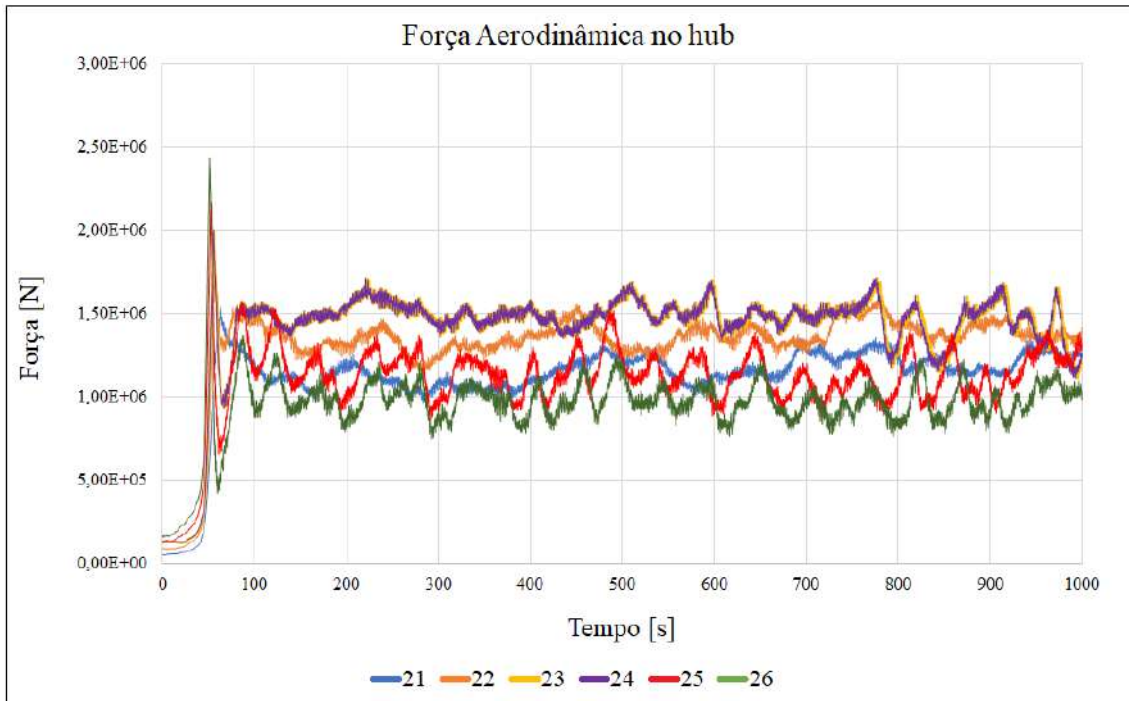


Figura 7-23. Força aerodinâmica para Caso 2.

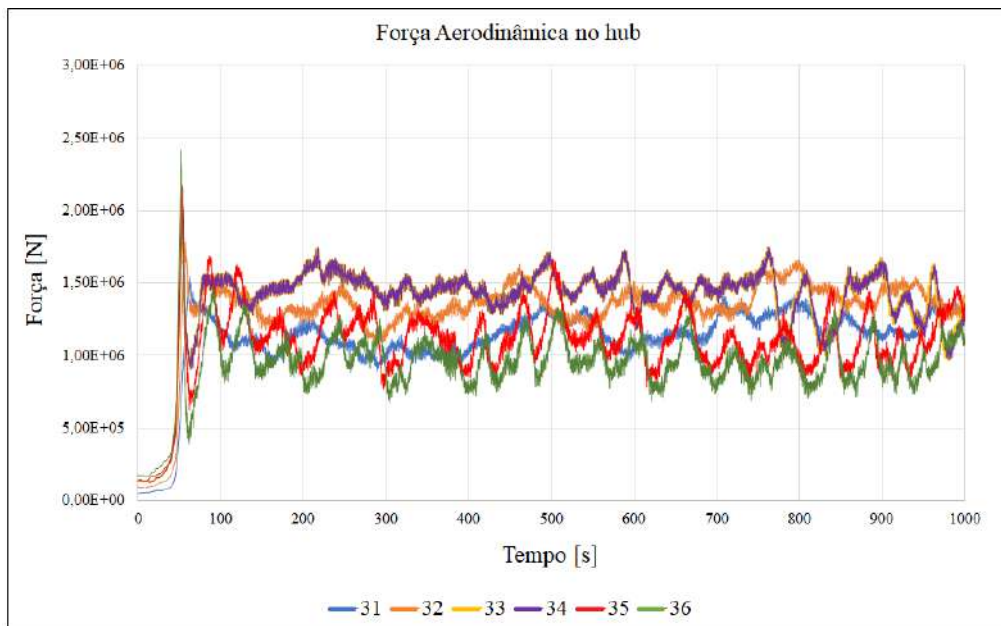


Figura 7-24. Força aerodinâmica para Caso 3.

A fim de se avaliar a influência das intensidades de turbulência do vento que atua sobre o *hub*, foram comparados casos de carregamento com mesmas velocidades de vento, diferindo apenas na intensidade de turbulência. As Figuras 7-25, 7-26 e 7-27 apresentam os gráficos relativos às velocidades de vento abaixo, próxima e acima da velocidade nominal, respectivamente.

Dos resultados obtidos, foi possível observar que o aumento da turbulência aumenta a variação da força dinâmica ao longo do tempo, que está diretamente relacionada ao dano ao longo dos elementos do conjunto estrutural. Essa variação é mais acentuada para velocidades acima da velocidade nominal (Figura 7-27), que possui maior instabilidade da força, ocasionando danos maiores.

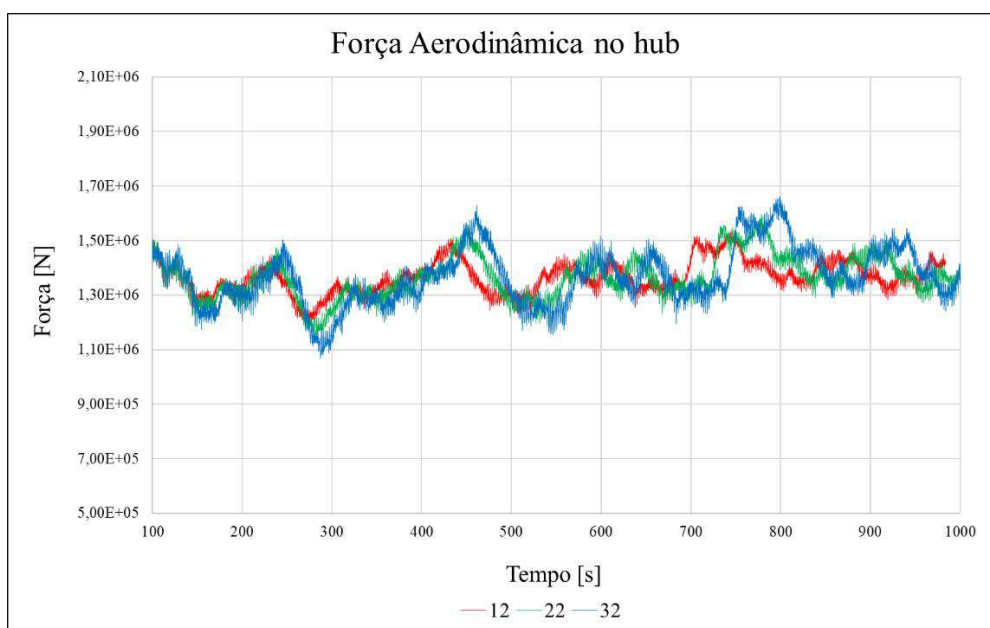


Figura 7-25. Comparação das forças aerodinâmicas dos carregamentos 12, 22 e 32.

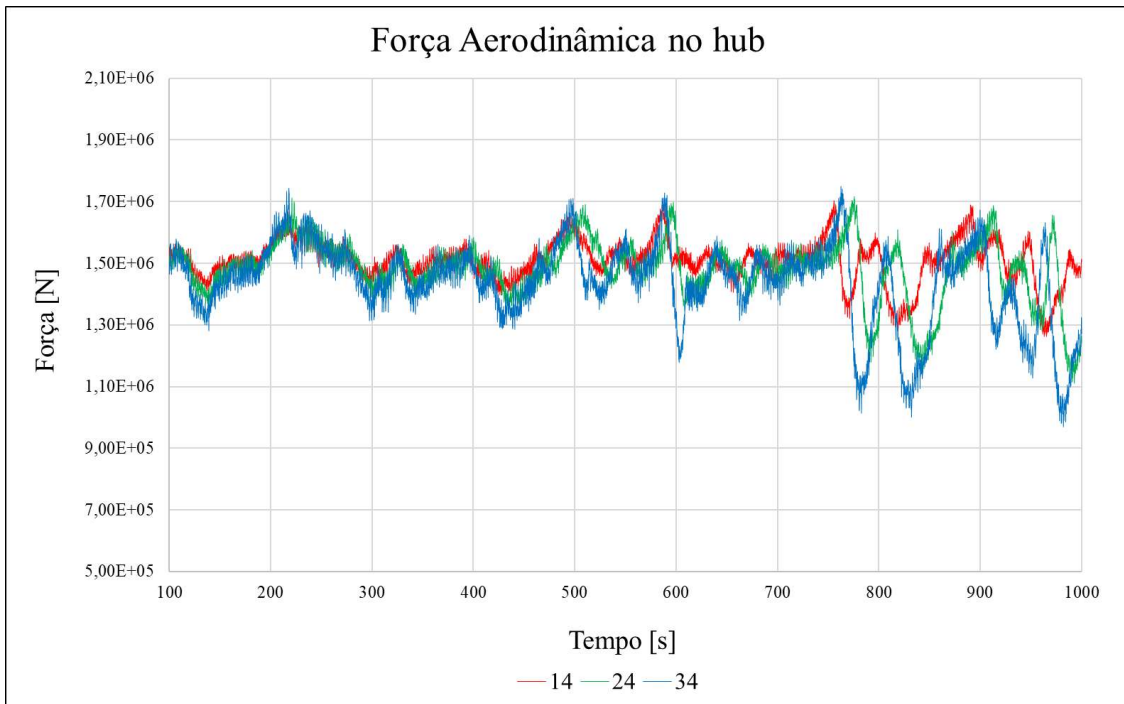


Figura 7-26. Comparação das forças aerodinâmicas dos carregamentos 14, 24 e 34.

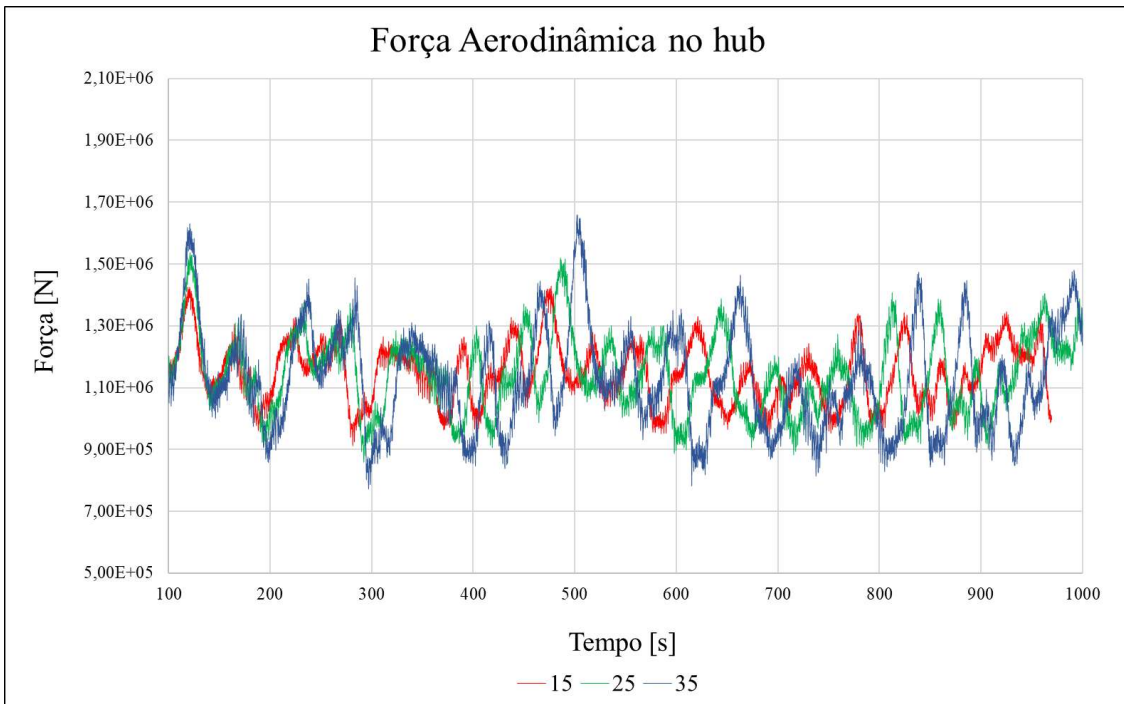


Figura 7-27. Comparação das forças aerodinâmicas dos carregamentos 15, 25 e 35.

Com base nos esforços obtidos da análise dinâmica do modelo acoplado, foi possível obter as reações no topo da peça de transição, a serem transferidas para o modelo desacoplado como cargas constantes aplicadas na peça de transição, juntamente com a aplicação de carga de vento constante (na estrutura da jaqueta) e onda determinística.

Para análise de tensões no modelo desacoplado foi considerada a envoltória das cargas máximas atuantes sobre a estrutura. Com relação às cargas de vento, foram

estudados os esforços relativos ao carregamento 33, que corresponde ao carregamento com velocidade de vento próxima à velocidade nominal e, portanto, à força de *thrust* máxima, levando aos maiores esforços nos elementos da jaqueta.

As Figuras 7-28 a 7-33 apresentam os esforços dinâmicos extraídos das análises, com suas respectivas médias (desconsiderando o intervalo de instabilidade de 0 a 100s), para os eixos locais da torre modelada no RIFLEX. Os eixos globais dos modelos computacionais estão apresentados nas Figuras 7-14 e 7-15.

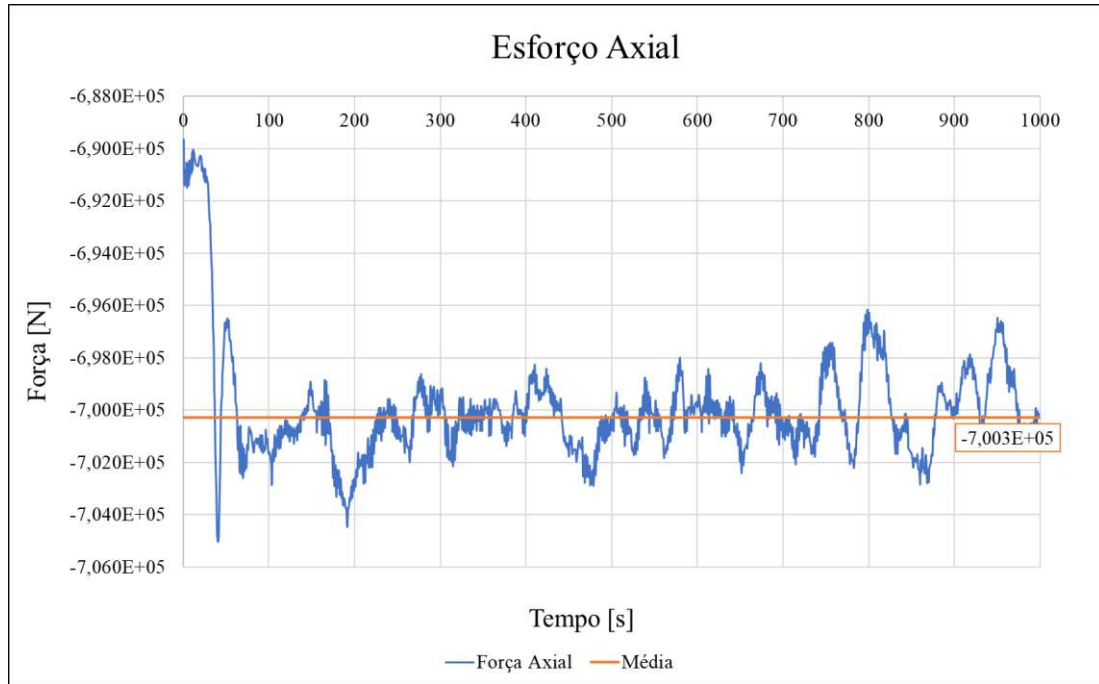


Figura 7-28. Esforço axial – Carregamento 33.

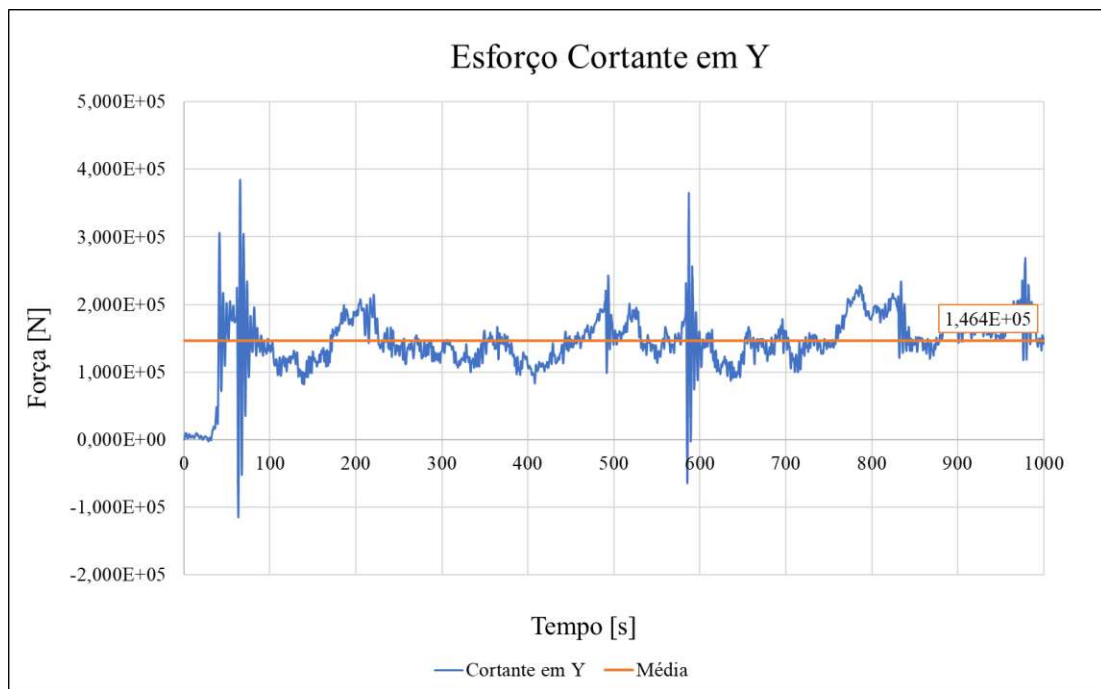


Figura 7-29. Esforço cortante no eixo local Y – Carregamento 33.



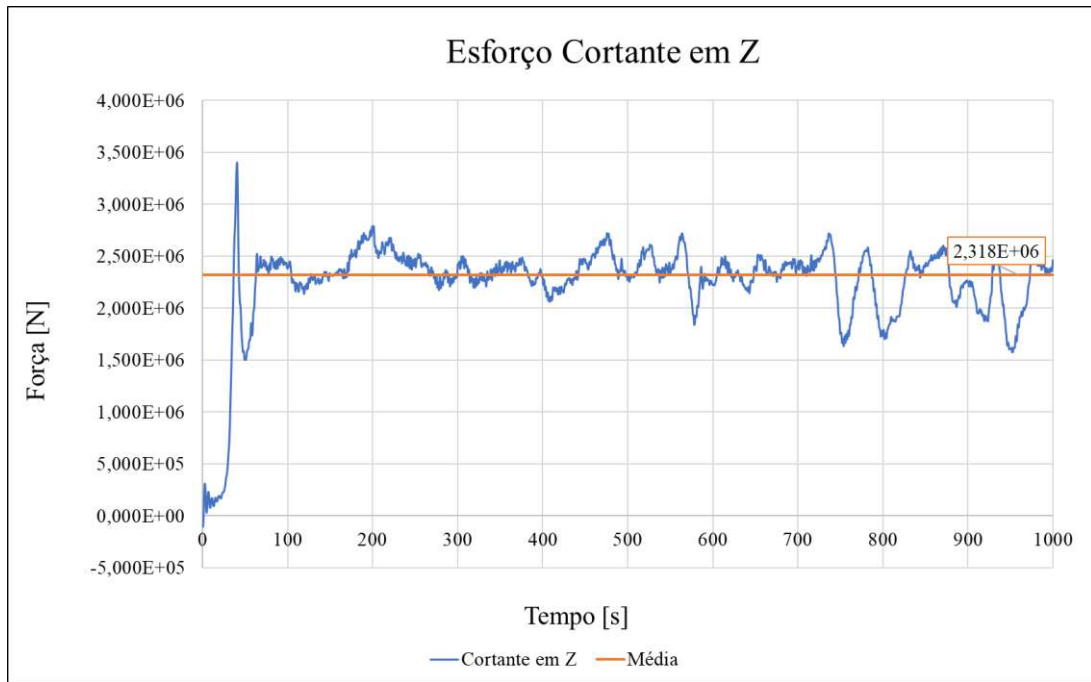


Figura 7-30. Esforço cortante no eixo local Z – Carregamento 33.

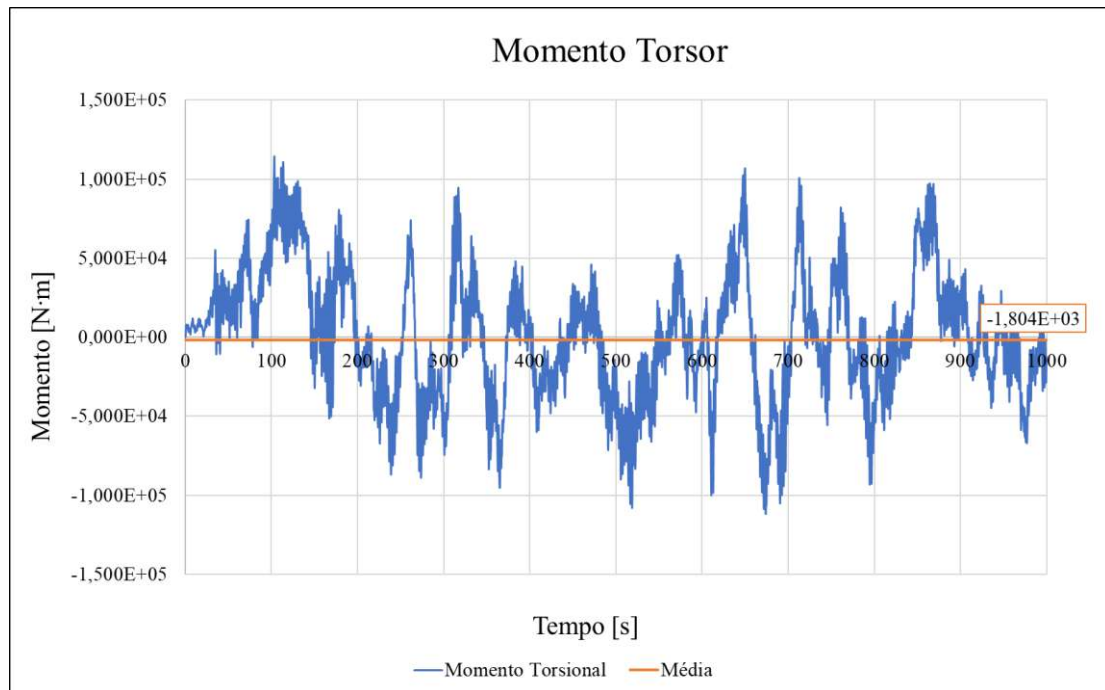


Figura 7-31. Momento de torção – Carregamento 33.



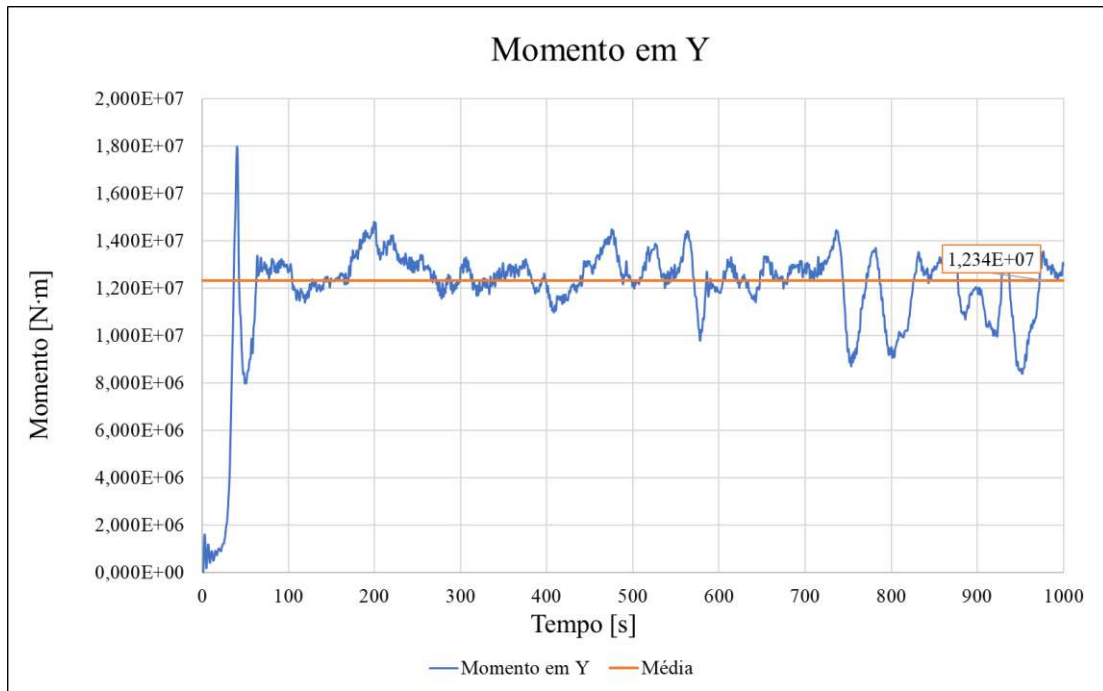


Figura 7-32. Momento fletor no eixo local Y – Carregamento 33.

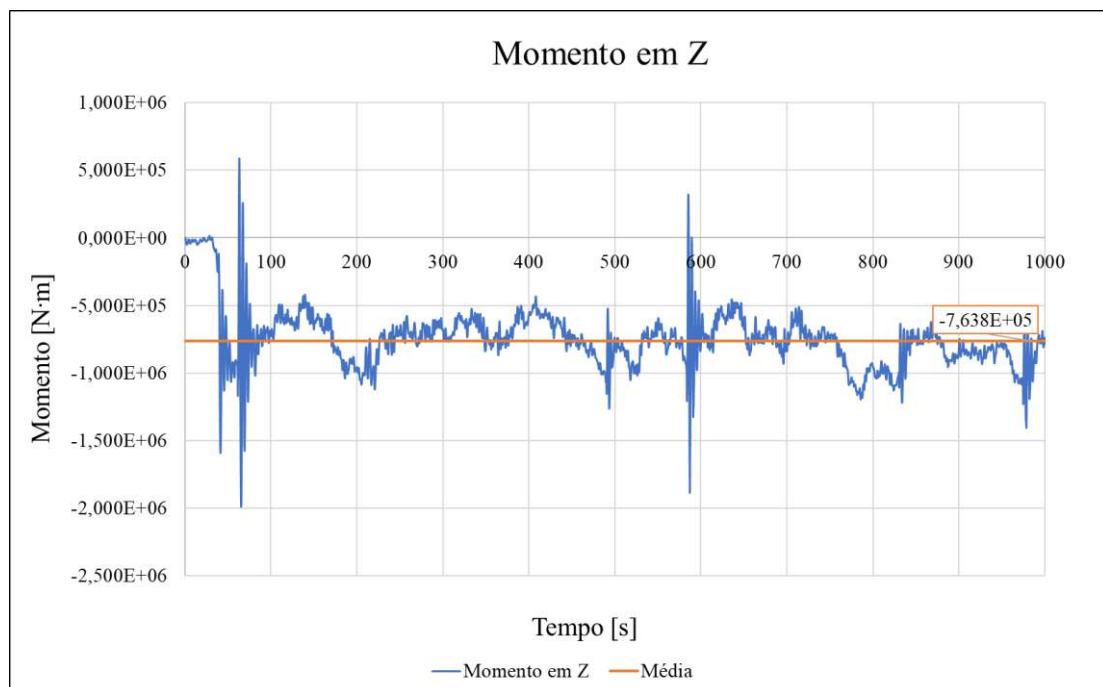


Figura 7-33. Momento fletor no eixo local Z – Carregamento 33.

Com base nos carregamentos obtidos na análise dinâmica e suas respectivas médias, foram consideradas as cargas aplicadas na peça de transição entre a torre e a jaqueta, em coordenadas globais, conforme Tabela 7-12. Além disso, na Tabela 7-12, são apresentados os parâmetros de onda regular e perfil de corrente, aplicadas na estrutura de suporte.

Tabela 7-12. Cargas aplicadas no modelo desacoplado.

Carga		Valor	Unidade
Cargas aplicadas na peça de transição	Fx	2317,8	kN
	Fy	146,4	kN
	Fz	-700,3	kN
	Mx	-763,8	kN·m
	My	12339,0	kN·m
	Mz	-	kN·m
Altura significativa		1,875	m
Período de onda		6,5	s

A teoria de onda que melhor se aplica ao estado de mar considerado, de acordo com a Figura 4-2, em função da profundidade da lâmina d'água e da altura de onda na locação de projeto, é a Stokes de 5ª ordem, sendo, portanto, aplicada ao modelo desacoplado.

Desse modo, as cargas foram aplicadas no modelo desacoplado (Figura 7-15), modelado no GeniE [59], para análise do Estado Limite Último, cujos resultados se encontram apresentados no item 7.6.2.

Com base nas geometrias especificadas no item 7.3 e nas condições de contorno apresentadas no item 7.4, foi modelado o conjunto estrutural, composto pela turbina, torre, jaqueta de suporte e as estacas. A partir dos carregamentos definidos, de acordo com as cargas ambientais atuantes, foram obtidos os esforços axiais atuantes no topo de cada estaca, indicadas na Figura 7-34. A Tabela 7-13 apresenta os valores médios dos esforços axiais em cada estaca, para cada caso de carregamento, encontrados por meio de método semelhante ao adotado para determinação dos esforços aerodinâmicos.

Com base nos resultados apresentados, observa-se que o esforço axial máximo atuante, de 9123kN (Estaca1), é inferior ao valor de 11320kN, correspondente à capacidade de carga projeto, calculada no item 7.4. Desse modo, é possível concluir que a seção e o comprimento adotados para as estacas foram adequados para suportar as cargas atuantes sobre a estrutura.

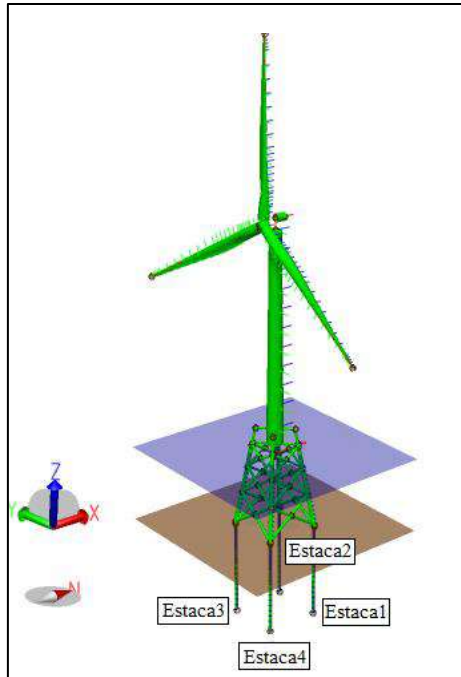


Figura 7-34. Conjunto estrutural e indicação das estacas.

Tabela 7-13. Esforços axiais atuantes no topo das estacas.

Caso	Esforço axial [kN]			
	Estaca1	Estaca2	Estaca3	Estaca4
11	-7992	-7850	-1218	-7851
12	-8651	-8413	-573	-8414
13	-9122	<b>-8808</b>	-107	-8805
14	<b>-9123</b>	-8806	-106	<b>-8806</b>
15	-8123	-7736	-1090	-7735
16	-7682	-7279	-1519	-7284
21	-7992	-7854	-1218	-7850
22	-8658	-8418	-565	-8416
23	-9033	-8716	-194	-8715
24	-9035	-8714	-196	-8717
25	-8109	-7721	-1105	-7719
26	-7670	-7274	-1536	-7272
31	-7992	-7853	-1217	-7852
32	-8671	-8421	-558	-8419
33	-8918	-8608	-309	-8605
34	-8919	-8607	-306	-8606
35	-8084	-7699	-1134	-7693
36	-7645	-7256	<b>-1559</b>	-7246
<b>Valor Máximo</b>	<b>-9 123</b>	<b>-8 808</b>	<b>-1 559</b>	<b>-8 806</b>

### 7.6.1. Modos de Vibração da Estrutura

Após a determinação das geometrias e das condições de contorno, foi realizada a análise modal do conjunto estrutural para determinação das frequências naturais. As dez primeiras frequências naturais e seus respectivos períodos de oscilação estão apresentados na Figura 7-35.

É possível observar que a primeira frequência natural encontrada foi de 0,220Hz, que se encontra dentro da faixa recomendada para estrutura semirrígida, entre 0,176Hz a 0,270Hz, conforme apresentado no item 6.1.

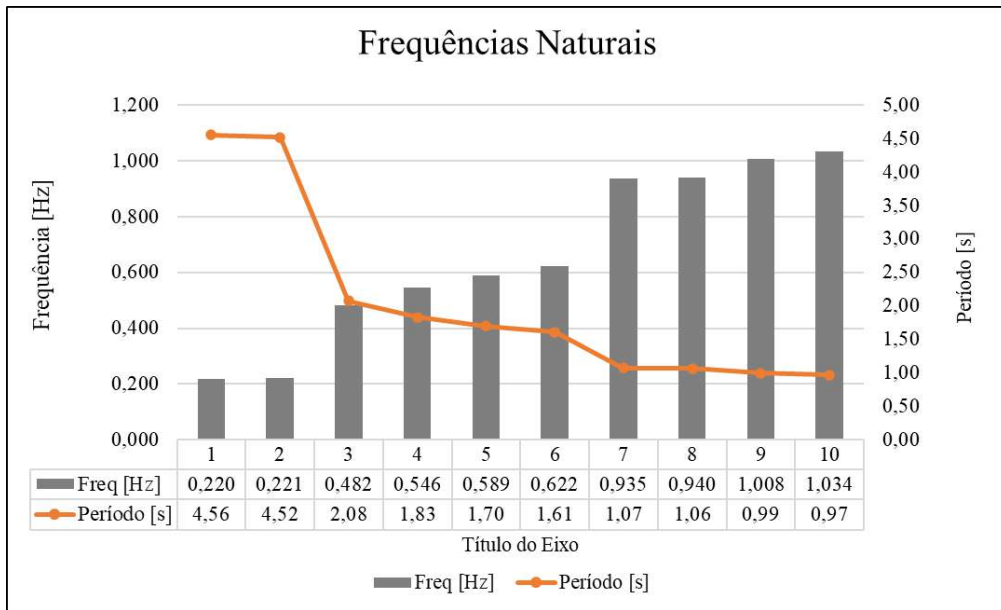


Figura 7-35. Frequências naturais do conjunto estrutural.

Os modos de vibração do conjunto estrutural modelado podem ser analisados com base nas vibrações de uma turbina eólica, caracterizadas por vibrações de flexão transversal (*flap* e *edge*) e de torção das pás e vibrações de flexão na direção do vento, direção lateral e de torção da torre. Os graus de liberdade de uma turbina em que se dão esses modos de vibração estão apresentados na Figura 7-36.

A Tabela 7-14 apresenta a análise dos modos de vibração, com base nos graus de liberdade da turbina, comparando os modos e frequências naturais de uma turbina de 10 MW, proposta por BAK *et. al* [25] e do conjunto estrutural estudado. Os dez primeiros modos de vibração da estrutura estão apresentados nas Figuras 7-37 a 7-41.

Pode-se observar que a vibração da estrutura é conduzida pela vibração na turbina, uma vez que as frequências encontradas para o conjunto estrutural se aproximam dos valores apresentados em [25] para a turbina de 10 MW e as deflexões nas pás e na torre são superiores às observadas na estrutura de suporte.

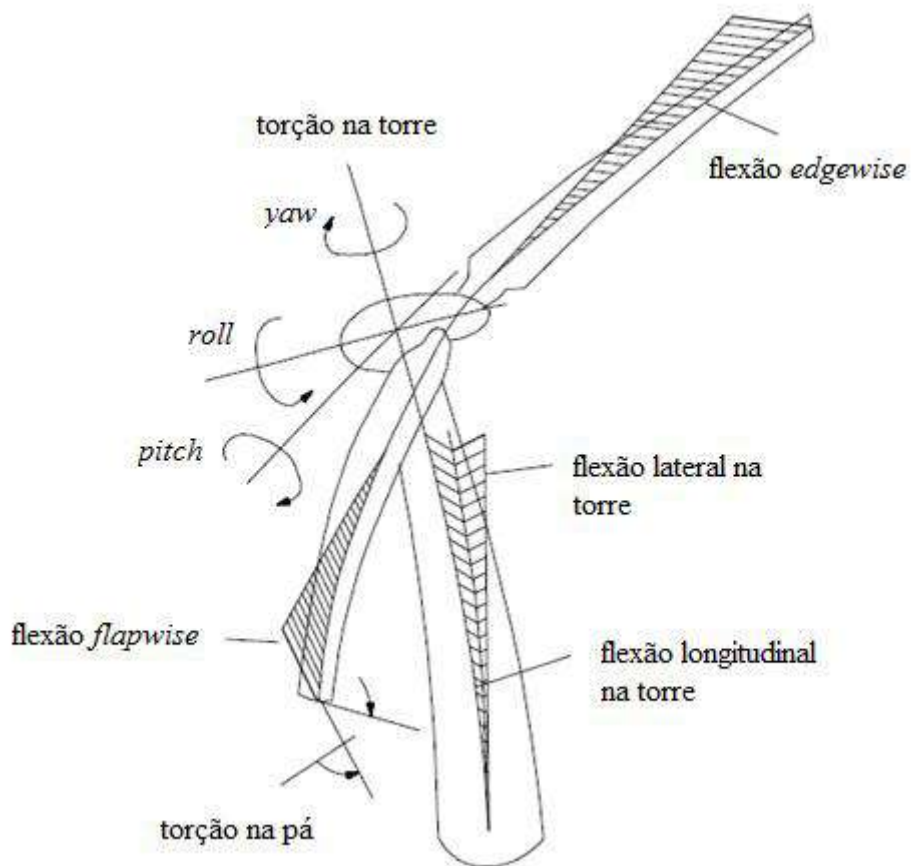


Figura 7-36. Graus de liberdade de uma turbina eólica (adaptado de [68]).

Tabela 7-14. Descrição dos modos de vibração.

Modo	Descrição	Frequência da turbina 10 MW [25] [Hz]	Frequência do modelo computacional [Hz]
1	1ª flexão lateral da torre	0,25	0,22
2	1ª flexão longitudinal da torre	0,25	0,22
3	1ª torção no eixo do rotor	0,50	0,48
4	1ª flexão <i>flapwise</i> assimétrica de <i>yaw</i> na pá	0,55	0,55
5	1ª flexão <i>flapwise</i> assimétrica de <i>pitch</i> na pá	0,59	0,59
6	1ª flexão <i>flap</i> coletiva nas pás	0,63	0,62
7	1ª flexão <i>edgewise</i> assimétrica de <i>pitch</i> na pá	0,92	0,94
8	1ª flexão <i>edgewise</i> assimétrica de <i>yaw</i> na pá	0,94	0,94
9	2ª flexão <i>flapwise</i> assimétrica de <i>yaw</i> na pá	1,38	1,01
10	2ª flexão <i>flapwise</i> assimétrica de <i>pitch</i> na pá	1,55	1,03

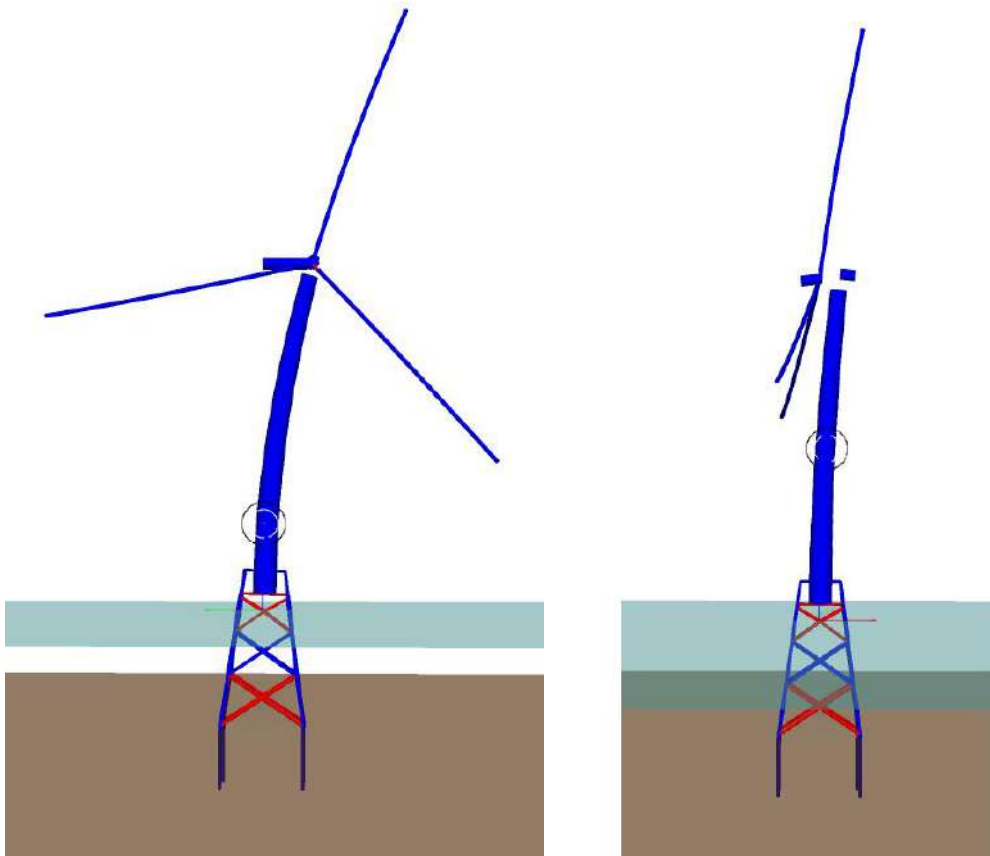


Figura 7-37. Primeiro e segundo modos de vibração.

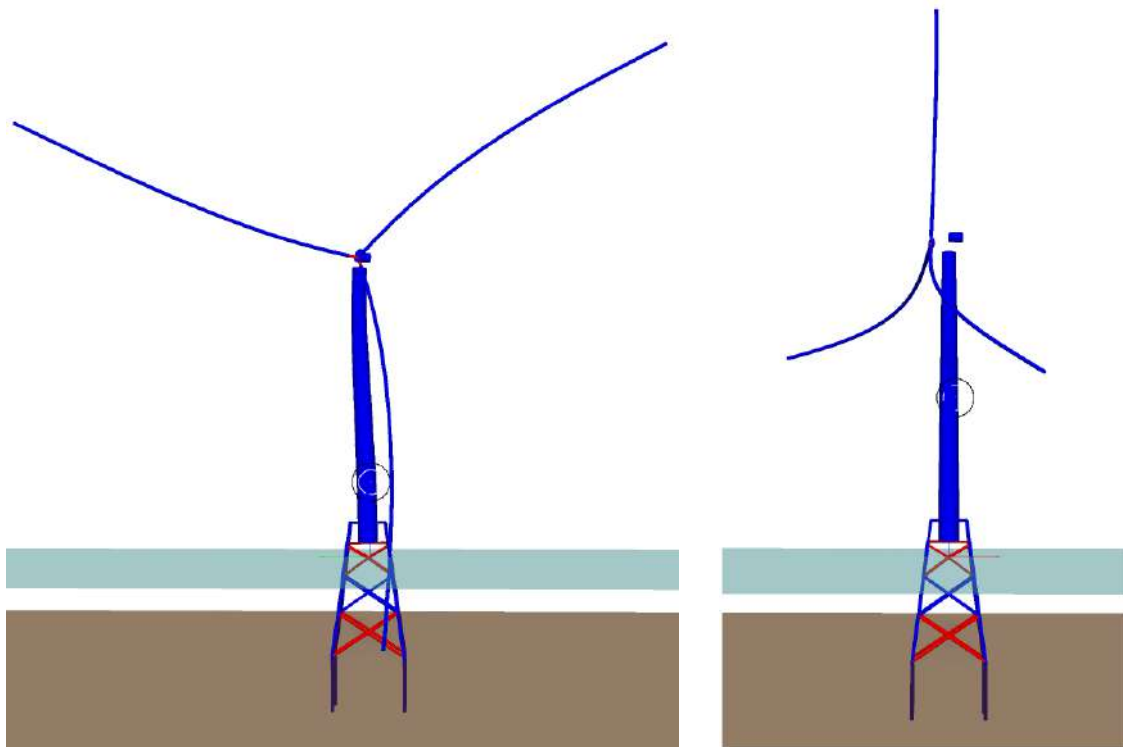


Figura 7-38. Terceiro e quarto modos de vibração.

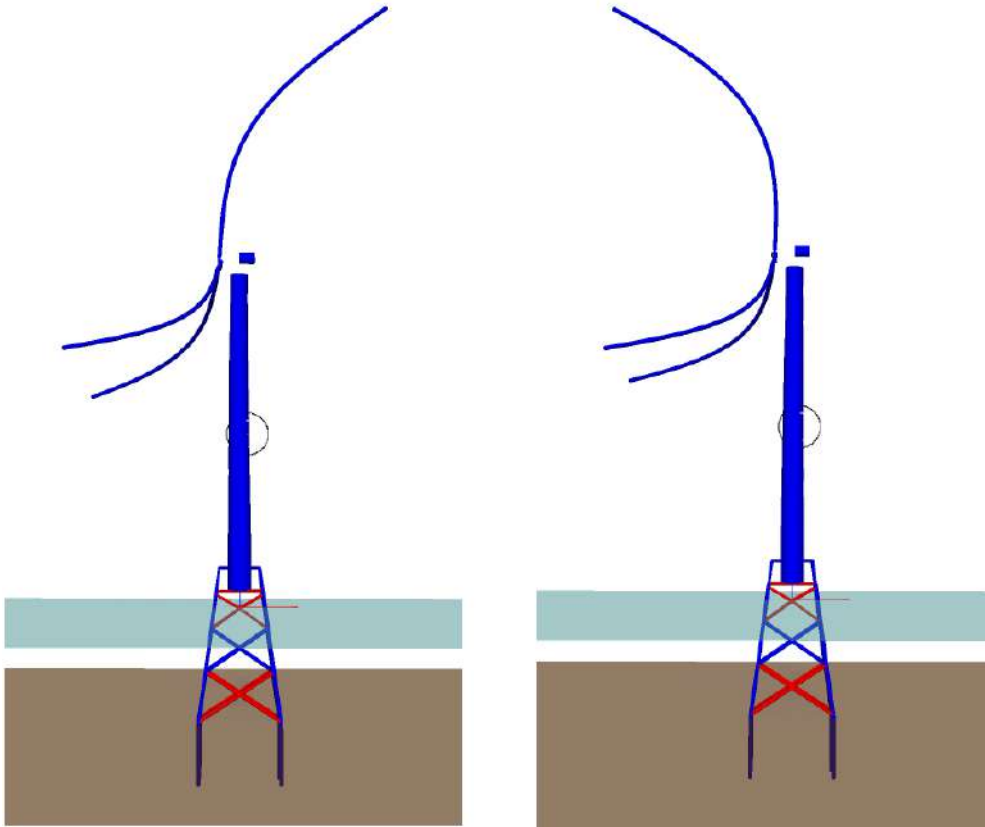


Figura 7-39. Quinto e sexto modos de vibração.

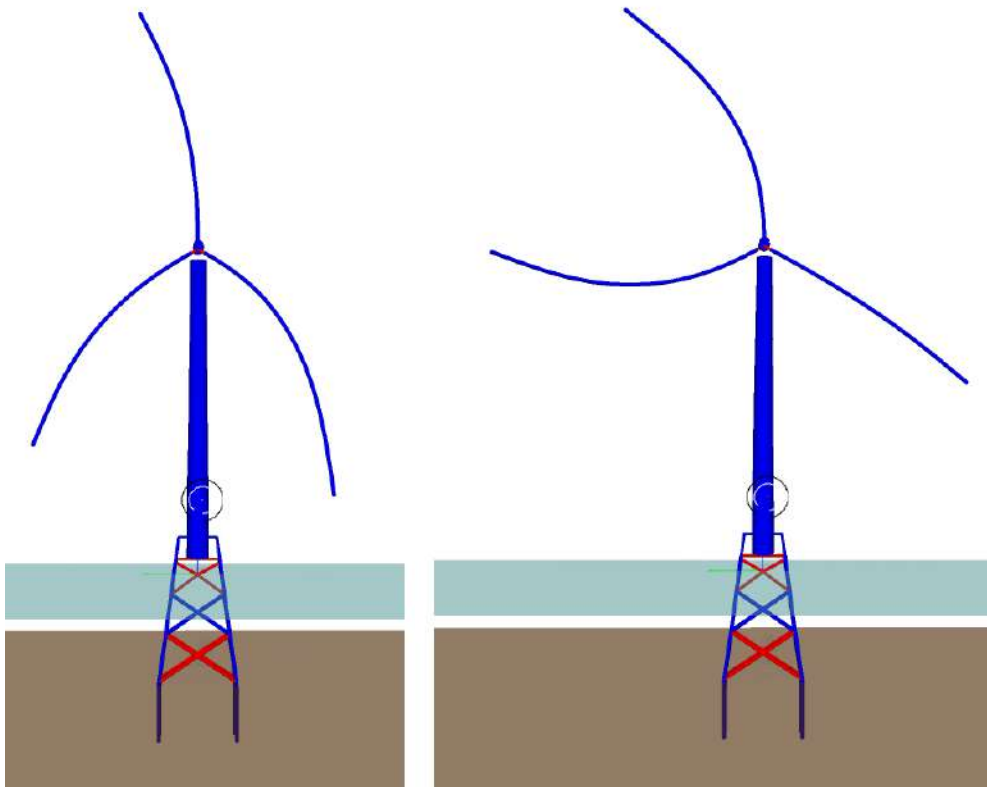


Figura 7-40. Sétimo e oitavo modos de vibração.

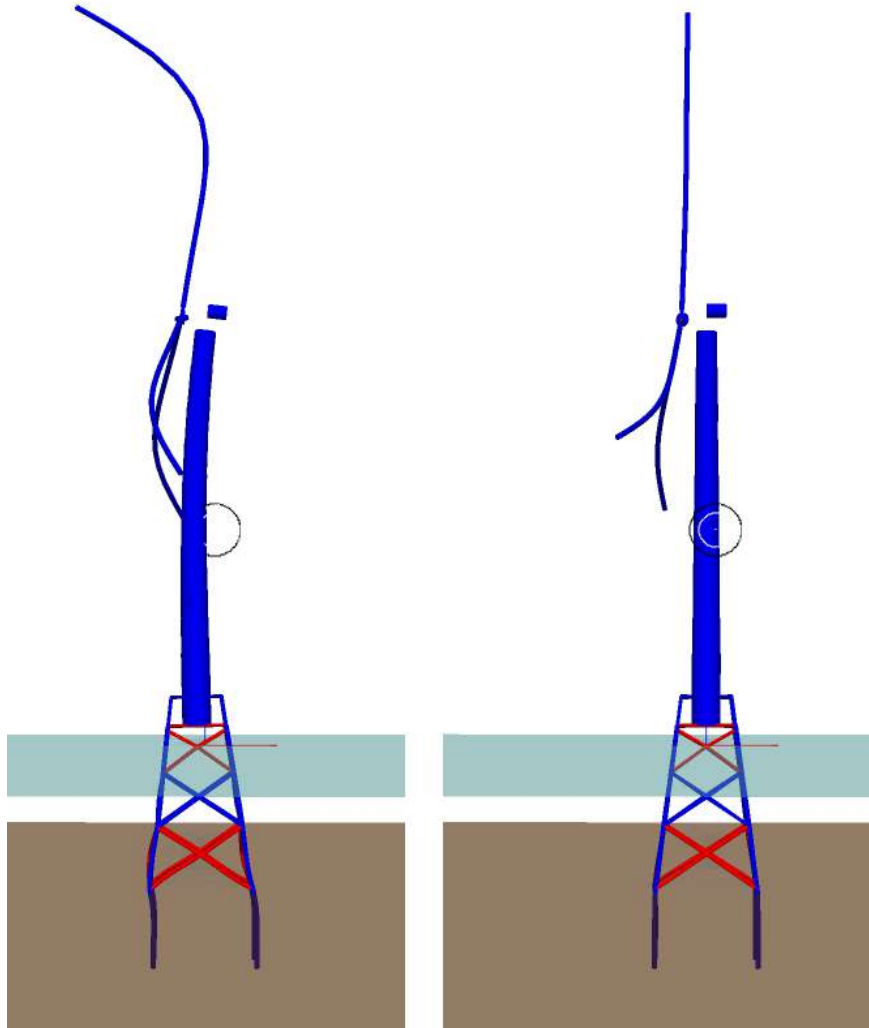


Figura 7-41. Nono e décimo modos de vibração.

### 7.6.2. Análise de Tensões

A análise de tensões tem por objetivo verificar a estrutura para o Estado Limite Último, considerando as cargas atuantes extremas, indicadas na Tabela 7-12, e os limites estabelecidos pela API RP 2A-WSD [38] para as tensões admissíveis para cada elemento da estrutura, seguindo os critérios apresentados no item 6.2. A Figura 7-42 apresenta os fatores de utilização dos elementos da jaqueta, ou seja, a relação entre a tensão atuante e a tensão admissível, segundo os critérios da norma utilizada [38].

Com base nos resultados obtidos, é possível observar que, para as cargas atuantes sobre a estrutura da jaqueta, o fator máximo de utilização dos elementos foi de 0,33, sendo possível concluir que a estrutura proposta suporta as cargas aplicadas. Além disso, observa-se que os elementos da parte de trás da jaqueta (sentido oposto à incidência do vento), apresentaram os maiores fatores de utilização, devido à carga de compressão nesses elementos. Esses fatores, entretanto, apresentam valores baixos devido à elevada rigidez da estrutura.



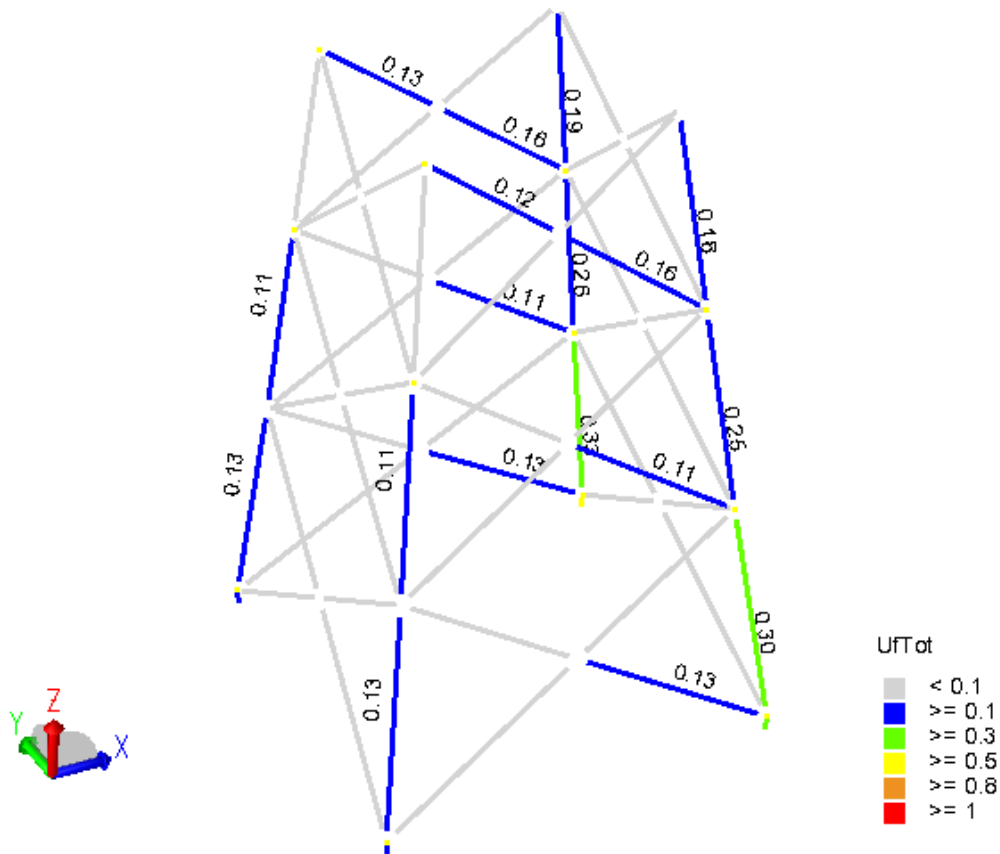


Figura 7-42. Fatores de utilização da jaqueta.

Tendo em vista os resultados obtidos para os fatores de utilização apresentados na Figura 7-42, é possível concluir que, no ponto de vista do Estado Limite Último, a geometria inicial adotada suporta as cargas aplicadas e poderia ainda ser otimizada, de forma a se diminuir o uso de material. No entanto, é necessária a análise do Estado Limite de Fadiga, para determinar a geometria final da jaqueta.

### 7.6.3. Cálculo à Fadiga

A vida útil à fadiga é determinada, de acordo com a metodologia apresentada no item 6.3, com base no dano associado à variação de tensão que atua nos elementos da estrutura. Para tal, foram analisados os pontos de conexão da jaqueta, que representam pontos de concentração as tensões, tornando-se mais suscetíveis ao aparecimento de trincas. Desse modo, o dano nas conexões da jaqueta foi obtido considerando-se os esforços da análise dinâmica nos elementos conectados e os fatores de concentração de tensões (*SCFs*), calculados de maneira analítica, considerando o tipo de junta e metodologia apresentada na API RP 2A-WSD [38].

A Figura 7-43 apresenta as juntas escolhidas para análise, que configuram os pontos de conexão com maiores valores de variação de tensão. Essas juntas foram escolhidas também, para que fossem analisados os três tipos de juntas tubulares existentes na estrutura da jaqueta (K, Y e X).

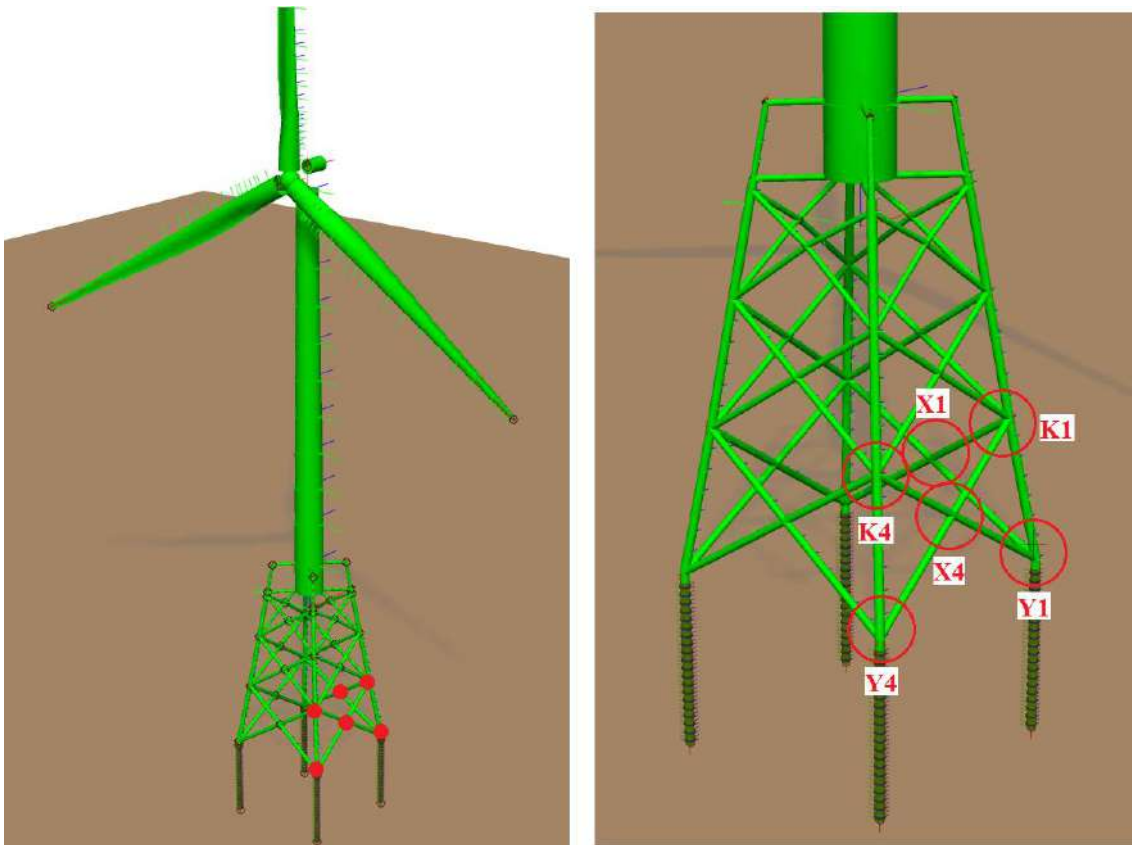


Figura 7-43. Representação das juntas tubulares analisadas.

Os danos foram calculados, para cada junta, com base nos parâmetros da curva T (fornecidos na DNV-RP-C203 [55]), conforme metodologia apresentada no item 6.3.2. A seguir, foi obtido o dano acumulado nas juntas, com as tensões obtidas para cada caso de carregamento, considerando-se as frequências de ocorrência.

A vida útil da estrutura foi então calculada para cada grupo de carregamentos (Casos 1, 2 e 3), de acordo com as intensidades dos índices de turbulência especificados na Tabela 7-10. As Tabelas 7-15 a 7-20 apresentam os danos e vida útil calculados para cada uma das juntas analisadas. Os valores obtidos para os danos encontram-se de maneira detalhada no Apêndice E.

Tabela 7-15. Vida útil à fadiga – Junta Y1.

Junta Y1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	2,13E-01	4,7	1,6
2	21 ao 26	5,24E-01	1,9	0,6
3	31 ao 36	1,24E+00	0,8	0,3

Tabela 7-16. Vida útil à fadiga – Junta Y4.

Junta Y4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	1,81E-01	5,5	1,8
2	21 ao 26	4,66E-01	2,1	0,7
3	31 ao 36	1,12E+00	0,9	0,3

Tabela 7-17. Vida útil à fadiga – Junta X1.

Junta Y1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	1,04E-04	9637,9	3212,6
2	21 ao 26	4,09E-04	2445,2	815,1
3	31 ao 36	1,56E-03	639,7	213,2

Tabela 7-18. Vida útil à fadiga – Junta X4.

Junta X4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	8,17E-05	12241,7	4080,6
2	21 ao 26	3,18E-04	3146,3	1048,8
3	31 ao 36	1,31E-03	763,6	254,5

Tabela 7-19. Vida útil à fadiga – Junta K1.

Junta K1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	7,20E-02	13,9	4,6
2	21 ao 26	2,09E-01	4,8	1,6
3	31 ao 36	5,15E-01	1,9	0,6

Tabela 7-20. Vida útil à fadiga – Junta K4.

Junta K4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	1,05E-02	95,4	31,8
2	21 ao 26	4,18E-02	23,9	8,0
3	31 ao 36	1,28E-01	7,8	2,6

Com base nos resultados apresentados, foi possível observar que o aumento do índice de turbulência influencia de maneira direta a vida útil da estrutura da jaqueta. A Figura 7-44 apresenta a comparação entre os danos calculados para as juntas Y e K, que apresentaram os maiores valores. É possível observar que o dano da jaqueta aumentou cerca de 200% para um aumento em torno de 30% na intensidade da turbulência.

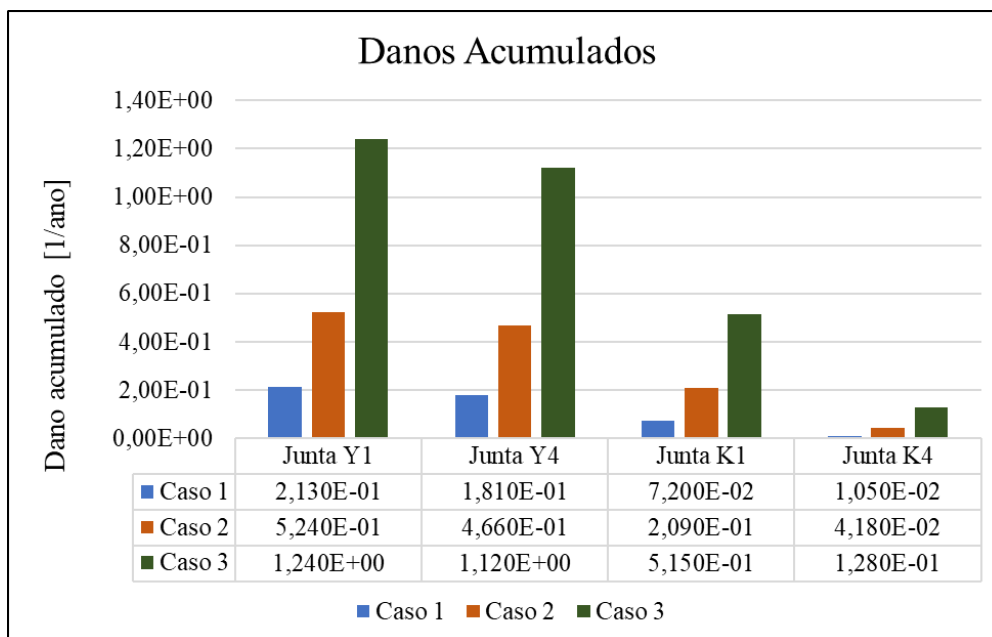


Figura 7-44. Dano nas juntas críticas da jaqueta, de acordo com o caso de carregamento.

A partir dos resultados calculados, foi possível observar que a vida útil obtida para a estrutura se encontra abaixo do valor de projeto, de 30 anos. Tendo em vista que os resultados da análise de tensões mostram que os elementos da jaqueta estão com fator de utilização máximo de 33%, pode-se concluir que, para o caso analisado, dentro dos limites estudados e com a configuração proposta para a jaqueta, o Estado Limite de Fadiga foi determinante para a estrutura suporte das turbinas eólicas *offshore*.

#### 7.6.4. Geometria Final

A fim de se reduzir o dano à fadiga nas juntas da jaqueta, sugere-se um ajuste na geometria da estrutura com alteração das seções transversais dos elementos da estrutura inicialmente apresentadas (Tabela 7-3). Considerando que a região mais crítica das juntas foi relativa à região das pernas da jaqueta, foi primeiramente realizado um estudo, aumentando-se a espessura do perfil tubular da perna da jaqueta, de modo a reduzir as tensões e se avaliar a influência no dano.

As Figuras 7-21 e 7-22 apresentam os resultados de dano obtidos para um aumento de espessura do perfil tubular da perna da jaqueta para o valor de 31,75mm. É possível observar que, para um aumento da espessura em 11%, houve um aumento da vida útil superior a 120%.

Tabela 7-21. Vida útil à fadiga após aumento de espessura – Junta Y1.

Junta Y1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	9,62E-02	10,4	3,5
2	21 ao 26	2,28E-01	4,4	1,5
3	31 ao 36	5,46E-01	1,8	0,6

Tabela 7-22. Vida útil à fadiga após aumento de espessura – Junta Y4.

Junta Y4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	7,68E-02	13,0	4,3
2	21 ao 26	1,99E-01	5,0	1,7
3	31 ao 36	4,95E-01	2,0	0,7

Para determinação do perfil tubular final, consideraram-se as faixas de relação entre espessura e diâmetro para a perna da jaqueta adotadas nos documentos de VORPHAL [69] e INWIND.EU [62], que abordam modelos de TEOs suportadas por estruturas do tipo jaqueta. As relações obtidas variaram em um intervalo de 1/35 [69] a 1/20 [62]. Desse modo, optou-se por uma espessura de 40 mm, acompanhado um aumento de diâmetro, para 1016 mm, a fim de que a relação espessura diâmetro se encontrasse dentro da faixa estabelecida.

A partir da espessura escolhida, foram realizadas novas análises de Estados Limites para a jaqueta, de modo a conferir se a estrutura proposta atende aos limites estabelecidos nas normas vigentes adotadas. Dessa forma, foi realizada a análise modal da nova geometria, a fim de se avaliar a alteração nas frequências naturais da estrutura. As dez primeiras frequências naturais e seus respectivos períodos de oscilação estão apresentados na Figura 7-45.

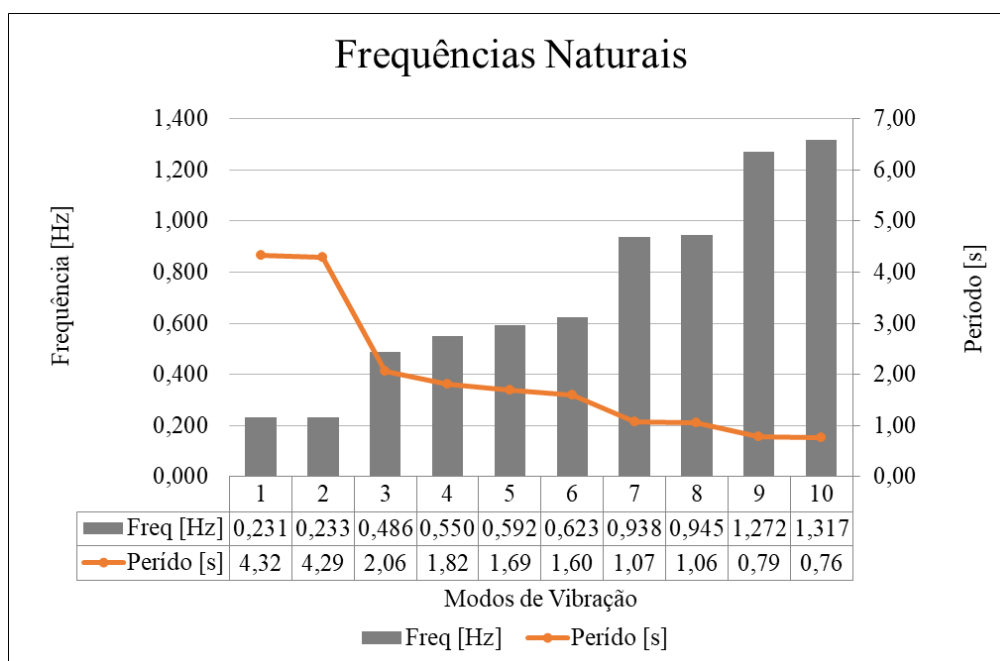


Figura 7-45. Frequências naturais do conjunto estrutural – Geometria final.

Com base nos resultados apresentados na Figura 7-45, é possível observar que a alteração da seção transversal indicada implicou um aumento da frequência natural em 5%, tornando, portanto, a estrutura mais rígida. No entanto, a primeira frequência natural

obtida, de 0,231Hz, ainda se encontra dentro da faixa recomendada para estrutura semirrígida, entre 0,176Hz a 0,270Hz, conforme apresentado no item 6.1.

Além da análise modal, foram avaliadas também as tensões atuantes sobre os elementos da jaqueta, de modo a se avaliar a influência da mudança na espessura da seção das pernas. A Figura 7-46 apresenta os fatores de concentração de tensões para a geometria final da jaqueta, após adaptação pelo Estado Limite de Fadiga.

É possível observar que, com o aumento da espessura da perna e consequente aumento na área da seção transversal, houve uma redução em torno de 24% das tensões atuantes sobre os elementos mais solicitados da estrutura, tendo apresentado o maior fator de utilização de 25%. Embora a estrutura da jaqueta se encontre superdimensionada para o ELU, a geometria final deve se dar pela análise do ELF, conforme concluído no item 7.6.3.

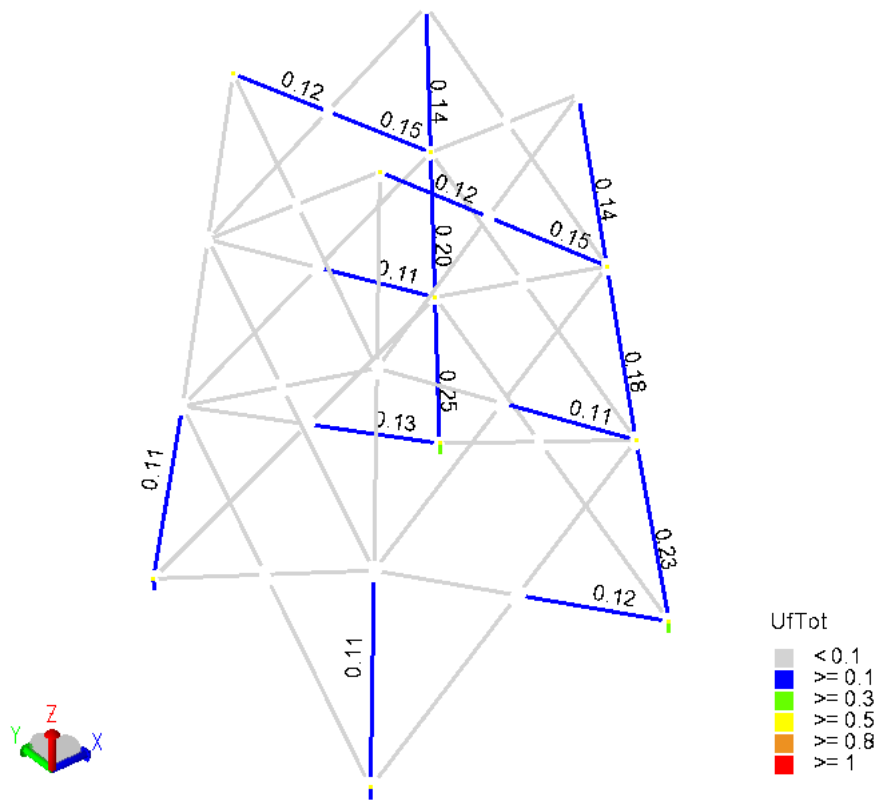


Figura 7-46. Fatores de utilização da Jaqueta – Geometria final.

A vida útil da estrutura foi calculada para cada grupo de carregamento (Casos 1, 2 e 3), de acordo com as intensidades dos índices de turbulência especificados na Tabela 7-10. As Tabelas ApE-23 a ApE-28 apresentam os danos e vida útil calculados para cada uma das juntas analisadas. Os valores obtidos para os danos encontram-se de maneira detalhada no Apêndice E.

Tabela 7-23. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Geometria final.

Junta Y1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	9,02E-03	110,9	37,0
2	21 ao 26	3,58E-02	27,9	9,3
3	31 ao 36	9,09E-02	11,0	3,7

Tabela 7-24. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Geometria final.

Junta Y4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	7,76E-03	128,9	43,0
2	21 ao 26	3,15E-02	31,7	10,6
3	31 ao 36	7,88E-02	12,7	4,2

Tabela 7-25. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Geometria final.

Junta X1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	1,04E-04	9613,2	3204,4
2	21 ao 26	6,03E-04	1658,6	552,9
3	31 ao 36	7,28E-04	1372,8	457,6

Tabela 7-26. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Geometria final.

Junta X4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	8,19E-05	12213,3	4071,1
2	21 ao 26	3,18E-04	3141,2	1047,1
3	31 ao 36	9,89E-04	1011,1	337,0

Tabela 7-27. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Geometria final.

Junta K1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	2,22E-03	450,2	150,1
2	21 ao 26	9,09E-03	110,0	36,7
3	31 ao 36	2,69E-02	37,1	12,4

Tabela 7-28. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Geometria final.

Junta K4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	1,88E-03	533,1	177,7
2	21 ao 26	1,59E-03	630,0	210,0
3	31 ao 36	4,43E-03	225,6	75,2

A Figura 7-44 apresenta a comparação entre os danos calculados para a junta Y1, mais crítica, para as geometrias inicial e final. Com base nos resultados apresentados, foi possível observar que o aumento da espessura próximo a 40%, em relação à geometria inicial, acarretou um aumento de vida útil de 1,6 anos para 37,0 anos, para o ponto mais crítico (Junta Y1).

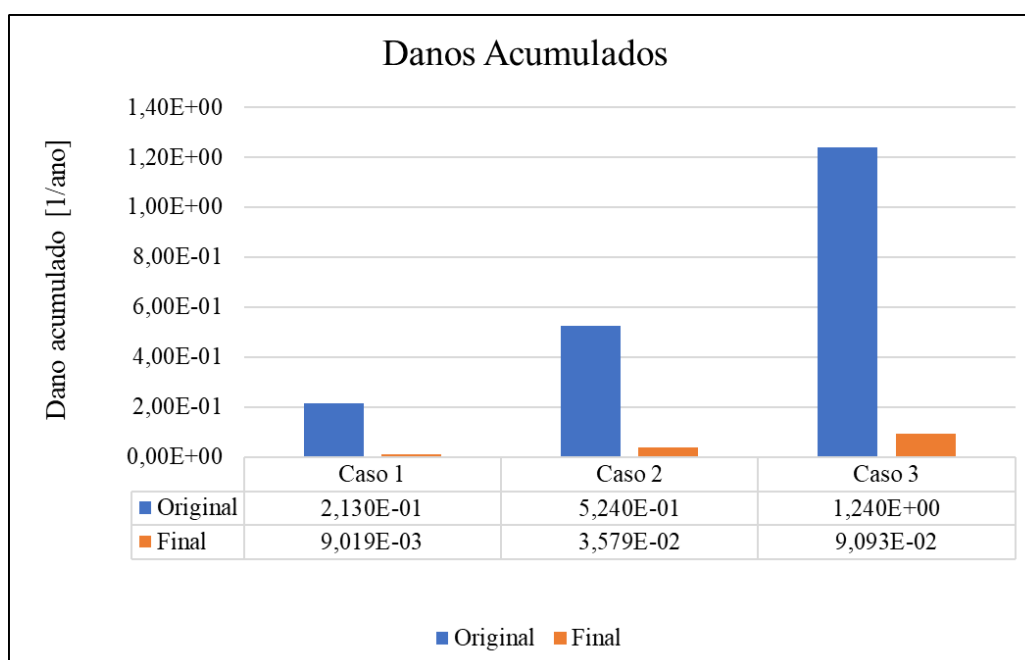


Figura 7-47. Dano nas juntas críticas da jaqueta – Geometria final.

Tendo em vista que, para o caso de índice de turbulência mais provável, a vida útil encontrada superou a esperada, pode-se considerar os resultados satisfatórios. Ainda que, para os Casos 2 e 3 de IT do vento, os danos acumulados obtidos resultaram em uma vida útil abaixo do desejável, como a frequência de ocorrência para esses IT é muito baixa, este não seria, portanto, um fator limitante ao projeto.

Além da análises efetuadas, foi realizada uma análise adicional, alterando-se o diâmetro das pernas e diagonais, de acordo com a Tabela 7-29, de modo a se avaliar sua influência sobre as tensões atuantes e conseqüentemente sobre a vida útil da estrutura da jaqueta. As Tabelas 7-30 a 7-35 apresentam os danos e vida útil calculados para cada uma das juntas analisadas.



Tabela 7-29. Perfis utilizados – Análise adicional.

Elemento	Diâmetro Externo (pol)	Diâmetro Externo (mm)	Espessura (mm)
Diagonal 1	30	812	19,05
Diagonal 2	26	762	19,05
Diagonal 3	22	660	19,05
Perna	38	1016	30,96

Tabela 7-30. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Análise adicional.

Junta Y1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	6,55E-03	152,8	50,9
2	21 ao 26	2,61E-02	38,3	12,8
3	31 ao 36	1,19E-01	8,4	2,8

Tabela 7-31. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Análise adicional.

Junta Y4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	6,81E-03	146,9	49,0
2	21 ao 26	2,29E-02	43,6	14,5
3	31 ao 36	1,04E-01	9,6	3,2

Tabela 7-32. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Análise adicional.

Junta X1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	4,84E-05	20653,5	6884,5
2	21 ao 26	3,33E-04	3003,1	1001,0
3	31 ao 36	1,57E-03	637,4	212,5

Tabela 7-33. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Análise adicional.

Junta X4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	1,03E-04	9694,5	3231,5
2	21 ao 26	2,42E-04	4132,5	1377,5
3	31 ao 36	1,31E-03	761,6	253,9

Tabela 7-34. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Análise adicional.

Junta K1				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	1,59E-03	627,7	209,2
2	21 ao 26	6,52E-03	153,4	51,1
3	31 ao 36	3,67E-02	27,2	9,1

Tabela 7-35. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Análise adicional.

Junta K4				
Caso	Grupo de Carregamento	Dano Acumulado [1/ano]	Vida útil [anos]	Vida útil com FS = 3 [anos]
1	11 ao 16	2,72E-04	3675,8	1225,3
2	21 ao 26	1,13E-03	886,5	295,5
3	31 ao 36	6,23E-03	160,6	53,5

Com base nos resultados apresentados, foi possível observar que a mudança no diâmetro dos perfis tubulares acarretou em uma redução do dano em todas as juntas analisadas, para o Caso 1, correspondente a um Índice de Turbulência de 5,8%. No entanto, o aumento das dimensões dos perfis ocasionou aumento do dano para os demais casos de IT analisados, reduzindo, conseqüentemente, a vida útil da estrutura da jaqueta.

A alteração dos perfis sugerida, portanto, não se apresentou vantajosa, uma vez que implica em redução da vida útil para índices de turbulência mais elevados, acompanhado de um maior gasto de material.

## 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 8.1. Conclusões

A energia eólica tem se mostrado uma fonte atrativa em todo o mundo, diante da necessidade de se investir em fontes renováveis, visando diversificar a matriz de energia e diminuir o consumo de combustíveis fósseis, além de apresentar vantagens em relação à perenidade e uniformidade dos recursos que utiliza.

Acompanhando a tendência global, o Brasil tem investido na expansão das instalações de fazendas eólicas, obtendo visibilidade no *ranking* mundial de capacidade eólica acumulada e tornando a energia eólica a segunda maior fonte de energia no país. Tendo alcançado notoriedade na produção de energia eólica por meio de turbinas *onshore*, situadas principalmente na costa Nordeste, o Brasil deu início a estudos para viabilidade de instalação de turbinas *offshore*, de modo a se reduzir o impacto visual e sonoro, a influência de fatores limitantes da velocidade do vento e obter maior aproveitamento do potencial eólico.

Um grande desafio relacionado à instalação das TEO diz respeito às suas estruturas de suporte, uma vez que estão sujeitas às cargas ambientais dinâmicas de onda e vento. Desse modo, o presente trabalho teve por objetivo a análise da estrutura de suporte fixa, do tipo jaqueta, de uma turbina de 10 MW, a ser instalada em uma lâmina de 40 m, fixada no leito marinho por meio de estacas.

O modelo geométrico da turbina e da torre, bem como a altura de instalação e especificações de funcionamento do motor, para uma turbina de 10 MW foi extraído de BAK *et al.* [25], conforme explicitado no item 7.3. Com relação à geometria da jaqueta, esta foi baseada na estrutura proposta por STOLPE [62] e os perfis tubulares que as compõe foram extraídos da ASME B36.10 [62] e do catálogo da EEW [64], bem como os perfis adotados para as estacas.

O comprimento, o diâmetro e espessura das estacas foram arbitrados e sua geometria final foi determinada por meio de processo iterativo, após análises e testes de capacidades de carga. Após análise dinâmica do conjunto estrutural completo, foram extraídos os esforços axiais no topo das estacas e foi avaliado se estes eram inferiores à capacidade de carga do solo.

No estudo de caso apresentado, após análise dinâmica do conjunto estrutural e extração dos esforços axiais nas estacas para cada um dos casos de carregamento, obteve-se como esforço atuante máximo o valor de 9123kN (Estaca 1), inferior à capacidade de carga máxima de projeto de 11320kN. Desse modo, foi possível concluir que a geometria adotada para a estaca se mostrou satisfatória para suporte das cargas atuantes no sistema.

Análises posteriores do conjunto estrutural consistiram na avaliação das frequências de vibração e dos estados limites da estrutura, estudando a influência das cargas da turbina sobre a jaqueta, identificando os pontos mais críticos e realizando um

posterior ajuste à geometria, de modo a se garantir a integridade da estrutura durante sua vida útil.

A primeira análise realizada, para determinação dos modos de vibração do conjunto estrutural turbina-jaqueta-fundação, apontou a primeira frequência natural, de 0,220 Hz, dentro da faixa esperada para uma turbina de 10 MW que é de 0,176 Hz a 0,270 Hz, segundo recomendações propostas por BAK *et al.* [25] e LETCHER [1]. Desse modo, a geometria inicialmente adotada atendeu de modo satisfatório às condições de operação da TEO.

Posteriormente, a estrutura da jaqueta foi verificada para o Estado Limite Último, considerando os casos de carregamento extremos, oriundos das cargas ambientais de vento, onda e corrente, atuantes sobre a estrutura. Com base nos resultados obtidos para a análise de tensões, verificou-se que o fator máximo de utilização nos elementos da jaqueta foi de 33%, concluindo-se, portanto, que a estrutura suporta as cargas extremas aplicadas, podendo-se inclusive, no ponto de vista do ELU, fazer uma otimização da geometria inicial adotada para efeitos de economia de material.

A otimização da estrutura, no entanto, deve levar em consideração também o Estado Limite de Fadiga, uma vez que a variação da força aerodinâmica interfere de maneira significativa na vida útil da jaqueta.

Para a análise de fadiga, foram aplicados diversos casos de carregamento, para diferentes parâmetros de onda (altura significativa e período de pico) e índices de turbulência do vento, obtendo-se as variações de tensões correspondentes nos pontos críticos da estrutura. Os fatores de concentração de tensão, foram obtidos de acordo com metodologia apresentada na API RP 2A-WSD [38]. O dano foi então calculado levando-se em conta o tipo de junta e a frequência de ocorrência do carregamento aplicado.

O valor obtido para a vida útil entretanto não foi satisfatório com o uso da geometria inicial adotada, uma vez que este valor foi inferior ao de projeto (30 anos, considerando o fator de segurança de 3, recomendado por DNV-OS-J101 [40]). Desse modo, foi proposto um aumento na espessura da seção transversal da perna na jaqueta, de modo a se diminuïrem as tensões atuantes e conseqüentemente, o dano nas juntas da jaqueta.

Optou-se também por um aumento no diâmetro das pernas da jaqueta de forma a manter a relação diâmetro-espessura. Com isso obteve-se um aumento na vida útil de 1,6 anos para 37,0 anos para a junta mais crítica, para o caso mais frequente do índice de turbulência do vento (conforme Tabela 7-23). Ainda que, para casos com IT maiores, a vida útil tenha se encontrado inferior à de projeto, o resultado pode ser considerado satisfatório, uma vez que as probabilidades de ocorrência deste índice de turbulência são pequenas (conforme Figura 7-18).

Além disso, realizou-se também um estudo adicional para verificar a influência de mudanças nos demais perfis tubulares utilizados na jaqueta, incluindo aumento dos

diâmetros das diagonais Segundo os resultados apresentados nas Tabelas 7-30 a 7-35, apesar de a mudança ter acarretado diminuição do dano nas juntas para o Caso 1, houve aumento do dano para os Casos 2 e 3, com IT maiores. Desse modo, a alteração dos perfis sugerida, portanto, não se apresentou vantajosa, uma vez que implicou redução da vida útil para índices de turbulência mais elevados, somado a um maior gasto de material utilizado.

Tendo em vista os resultados das análises obtidos ao longo do trabalho, foi possível concluir que o Estado Limite de Fadiga é limitante do projeto de uma turbina eólica *offshore* e que os parâmetros de vento impactam de maneira significativa na integridade estrutural. Dessa forma, fatores como locação da instalação das TEO e geometria da estrutura de suporte são de extrema relevância dentro do projeto.

## **8.2. Propostas para Estudos Futuros**

Diversos estudos podem ser realizados no sentido de aprimorar o projeto das TEO, sobretudo ao que diz respeito às turbinas suportadas por estruturas fixas do tipo jaqueta, foco deste trabalho. Um desses estudos está relacionado à carga de vento, no qual pode se levar em consideração a influência do fator de cisalhamento, considerado constante no trabalho. É possível avaliar também os efeitos da turbulência à jusante da turbina, comuns em fazendas eólicas, geradas pela obstrução do fluxo do vento passando pelas pás que induz vórtices e causa interferência nas turbinas à jusante.

Em um projeto de turbinas eólicas offshore é de suma importância que sejam consideradas diferentes direções de incidência das cargas ambientais, além de cargas acidentais, de atracação e de manutenção, que não foram consideradas no estudo apresentado. Dessa forma, um estudo futuro prevê que sejam analisados todos os casos de carregamento para a análise de extremos e de fadiga, para uma avaliação mais completa da integridade e vida útil da estrutura de suporte.

Ainda com relação à estrutura da jaqueta, é possível, junto a análises estruturais mais completas, propor uma otimização da geometria, reduzindo-se a quantidade de material utilizado e custos com construção e instalação.

Outro aspecto de grande relevância no projeto das turbinas suportadas por estruturas fixas está relacionado ao tipo de solo do local da instalação. Desse modo, em um estudo posterior, poderiam ser utilizados dados de uma investigação geotécnica detalhada, a fim de se obter, de maneira mais precisa, a resistência do solo e o tipo de fundação ideal para fixação no leito marinho.

Além dos aspectos estruturais, um projeto de instalação de fazendas eólicas *offshore* deve englobar também uma avaliação ambiental do local de instalação, de modo a se identificar possíveis interferências à vida marinha e a áreas de preservação. Dessa forma, seria possível avaliar de maneira completa todos os aspectos do projeto, com um estudo que alinhe a integridade à viabilidade econômico-ambiental.

## 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] LETCHER, T.M. **Wind Energy Engineering – A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**. Elsevier, 2017.
- [2] U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>>. Acesso 03 jul. 2020.
- [3] PINTO, M. de S., **Fundamentos de Energia Eólica**. 1ª edição (reimpressão). Rio de Janeiro. LTC Editora, 2014.
- [4] Wind Europe. History of Europe's Wind Industry. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/history/>>. Acesso em 25 jun. 2020.
- [5] LANDBERG, R. “Clean Energy is Approaching a Tipping Point”, Bloomberg New Energy Finance. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/tipping-point-coming-for-clean-energy-as-monster-turbines-arrive/>>. Acesso em: 20 fev. 2018.
- [6] GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2019. Disponível em:<[http:// https://gwec.net/gwec-in-2019/](https://gwec.net/gwec-in-2019/)>. Acesso em 24 jun. 2020.
- [7] ABEEólica-Associação Brasileira de Energia Eólica. Site da ABEEólica. Disponível em:<[http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/04/Infovento-15\\_PT.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/04/Infovento-15_PT.pdf)>. Acesso em 25 mai. 2020.
- [8] ITAIPU BINACIONAL. Site de Itaipu. Disponível em < <https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em 24 mai. 2018.
- [9] GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Statistics 2017. Disponível em:<[http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC\\_PRstats2017\\_EN-003\\_FINAL.pdf](http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf)>. Acesso em 24 fev. 2018.
- [10] ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim anual de Geração Eólica 2017. Disponível em: <[http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/06/Boletim-Anual\\_2018\\_Ingl%C3%AAs.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/06/Boletim-Anual_2018_Ingl%C3%AAs.pdf)>. Acesso em 05 jun. 2019.
- [11] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Site da EPE. Disponível em: <<https://epe.gov.br/>>. Acesso em 10 jun. 2020.
- [12] CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, simulações de 2013. Disponível em: <[http://novoatlas.cepel.br/wp-content/uploads/2017/07/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM\\_2013.pdf](http://novoatlas.cepel.br/wp-content/uploads/2017/07/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM_2013.pdf)>. Acesso em 20 fev. 2018.

- [13] MYHR, A., BJERKSETER, C., ÅGOTNES, A., NYGAARD, T. A., “Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective”. **Renewable Energy**, v. 66, pp 714-728, 2014.
- [14] MUSIAL, W. D., BUTTERFIELD, S., RAM B. **Energy from Offshore Wind**. In Offshore Technology Conference. Houston, TX, 2006.
- [15] Wind Europe. Offshore Wind in Europe in 2018 – Key trends and statistics. Disponível em: <[windeurope.org/about-wind/statistics/](http://windeurope.org/about-wind/statistics/)>. Acesso em 21 fev 2019.
- [16] TESLA Institute – School of Electrical Engineering, Electronics Automation and Computer Technology. Disponível em <<http://www.tesla-institute.com/index.php/renewable-energy-articles/213-main-components-of-a-wind-turbine>>. Acesso em 11 out. 2018.
- [17] Learn Engineering. Disponível em: <<https://www.learnengineering.org/working-and-design-details-of-wind-turbines.html>>. Acesso em 11 out. 2018.
- [18] CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=231](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231)>. Acesso em 22 out. 2018.
- [19] GUSSOW, Milton. **Schaum’s outline of theory and problems of basic electricity**. McGraw-Hill Education. 2nd Edition, 2009.
- [20] Wind Europe. Wind energy in Europe in 2019 – Trends and statistics. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-energy-in-europe-in-2019/>>. Acesso em 17 abr. 2020.
- [21] offshoreWind.biz. Site da offshoreWind.biz. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2011/09/01/ge-adds-mri-magnet-technology-to-cost-effectively-scale-up-to-15mw-wind-turbines-usa/>>. Acesso em 01 dez 2018.
- [22] Walney Extension Project Summary V4. Disponível em: <<https://walneyextension.co.uk/en>>. Acesso em 05 out. 2018.
- [23] KURIAN, V.J., NARAYANAN, S. P., GANAPATHY, C. “Towers for Offshore Wind Turbines”, **The 10th Asian International Conference on Fluid Machinery**, 1225, Kuala Lumpur Malaysia, 21-23 out. 2010.
- [24] JONKMAN, J., BUTTERFIELD, S., MUSIAL, W, et al. **Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development**. National Renewable Energy Laboratory – NREL, Colorado, USA, 2009.
- [25] BAK, C, ZAHLE, F., BITSCHKE, R., et al. **Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine**. Technical University of Denmark. DTU Wind Energy, 2013.

- [26] Darren Green. Disponível em: < <https://flickr.com/photos/92714966@N02/>>. Acesso em 22 fev. 2019.
- [27] CNBM International Wind Power. Site da CNBM. Disponível em: <<http://www.steelwindtower.com/different-types-of-wind-turbine-tower-internals/>>. Acesso em 23 jan. 2019.
- [28] Vattenfall. Site da Vattenfall. Disponível em: < <https://corporate.vattenfall.com/>>. Acesso em 10 set. 2018.
- [29] STEKLI, J., FITCHETT, B. **Program on technology innovation: offshore wind foundations**, Electric Power Research Institute, 2018.
- [30] 4COFFSHORE. Site da 4Coffshore. Disponível em: <<https://www.4coffshore.com/windfarms/>>. Acesso em 16 fev 2018.
- [31] DET NORSKE VERITAS, DNVGL-RP-0419. **Analysis of grouted connections using the finite element method**, 2016.
- [32] offshoreWind.biz. Site da offshoreWind.biz. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2014/05/15/dong-contracts-stp-for-suction-buckets-installation>>. Acesso em 18 fev 2019.
- [33] JONKMAN, J. **Definition of the Floating System for Phase IV of OC3**. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [34] MATHA, D. **Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts**. Subcontract Report. National Renewable Energy Laboratory. Abr 2009.
- [35] Principle Power. Site da Principle Power. Disponível em: <<http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>>. Acesso em 26 fev. 2018.
- [36] Coriolis, G.G. “Mémoire sur le principe des forces vives dans les mouvements relatifs des machines”. **Journal de l'école Polytechnique**, v. 13, pp. 268-302, 1832.
- [37] Federal Aviation Administration. **Advisory Circular – Aviation Weather**, AFS-400, 2016.
- [38] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API RP 2A-WSD - Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platform – Working Stress Design**, 2007.
- [39] DET NORSKE VERITAS. **DNV-RP-C205 - Environmental Conditions and Environmental Loads**, 2010.
- [40] DET NORSKE VERITAS. **DNV-OS-J101 - Design of Offshore Wind Turbine Structures**, 2014.



- [41] HANSEN, Martin O. L. **Aerodynamics of wind turbines**. 2nd Edition. Earthscan. London, Sterling, VA, 2008.
- [42] BETZ, A. “The maximum of the theoretically possible exploitation of wind by means of a wind motor”. **Wind Engineering**, v.37, pp. 441-446, 1920.
- [43] BURTON, T. JENKINS, N., SHARPE, D. *et al.* **Wind Energy Handbook**. Wiley. 2nd Edition. John Wiley & Sons, Ltd. 2001.
- [44] AIRY, G. B. **Tides and waves**. In Hugh James Rose; et al. (eds.). Encyclopædia Metropolitana. Mixed Sciences. 3 (published 1817–1845). 1841.
- [45] HOLTHUIJSEN, L. H. **Waves in Oceanic and Coastal Waters**. Cambridge University Press, 2007.
- [46] STOKES, G. G. “On the theory of oscillatory waves”, **Transactions of the Cambridge Philosophical Society** 8, pp 441–455, 1847.
- [47] DEAN, R. G. “Stream function representation of nonlinear ocean waves”, **Journal of Geophysical Research**, v.70, issue 18, pp. 4561–4572, 1965.
- [48] TEMPEL, J. **Design of support structures for offshore wind turbines**. Delft, Holanda: Technishe Universiteit. 2006.
- [49] NASCIMENTO, L. S. **Análise Estatística de Respostas Dinâmicas de Estruturas Tubulares Sob Carregamento de Onda Irregular Não Linear**. Tese de D.Sc., UFRJ/ COPPE, Rio de Janeiro, RJ, 2016.
- [50] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, **API-RP-2GEO - Geotechnical and Foundation Design Considerations**. 2011.
- [51] MATLOCK, H. “Correlations for Design of Laterally Loaded Piles in Soft Clay”, **Proceedings of the Offshore Technology Conference**, 1204, Houston, 1970.
- [52] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **ASTM E-1823 -20 Standard Terminology Relating to Fatigue and Fracture Testing**. 2013.
- [53] MENDONÇA, E. M. de. **Análise de concentração de tensões e fadiga em uma junta soldada**. UFRJ / Escola Politécnica, Rio de Janeiro, RJ, 2016.
- [54] BERGLIND, J.J.B., WISNIEWSKI, R. **Fatigue estimation methods comparison for wind turbine control**. Pre-print submitted to Wind Energy, 2014.
- [55] DET NORSKE VERITAS. **DNV-RP-C203 - Fatigue Design of Offshore Steel Structures**, Out 2012.
- [56] JONKMAN, J., ROBERTSON, A., POPKO, W., et al. **Offshore Code Comparison Collaboration Continuation (OC4), Phase I – Results of Coupled**

- Simulations of an Offshore Wind Turbine with Jacket Support Structure.** Conference Paper. National Renewable Energy Laboratory. Mar 2012.
- [57] DET NORSKE VERITAS. **RIFLEX 4.10.3 Theory Manual.** SINTEF Ocean, Set 2017.
- [58] JONKMAN, B. J. **TurbSim User's Guide: Version 1.50.** Technical Report. National Renewable Energy Laboratory, Ago 2009.
- [59] DET NORSKE VERITAS. **User Manual GeniE 6.9.** Ago 2014.
- [60] Agência Nacional do Petróleo. Site da ANP. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/Dados\\_de\\_EP/Plataforma\\_em.../UEPS\\_em\\_operacao.xlsx](http://www.anp.gov.br/images/Dados_de_EP/Plataforma_em.../UEPS_em_operacao.xlsx)>. Acesso em 21 jun. 2019.
- [61] Agência Nacional do Petróleo Planos de Desenvolvimento. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>>. Acesso em 21 mai. 2019.
- [62] STOLPE, M., WANDJI, W. N., NATARAJAN, A. et al. **Deliverable D4.34 - Innovative Design of a 10MW Steel-Type Jacket.** Report. INWIND.EU. Jun 2017.
- [63] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME B36.10M – Welded and Seamless Wrought Steel Pipe.** New York, 2004.
- [64] EEW Group. Site da EEW Group. Disponível em: <<https://eew-group.com/portfolio/dimensions-materials/>>. Acesso em 20. mai. 2019.
- [65] Centro de Hidrografia da Marinha, Dados PNBOIA. Disponível em: <<https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-goos-brasil/pnboia-mapa>>. Acesso em 22. mai. 2019.
- [66] SAKAGAMI, Y. **Influência da turbulência e do perfil de velocidade do vento no desempenho de aerogeradores em dois parques eólicos na costa do nordeste brasileiro.** Programa de Pós-Graduação de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.
- [67] GUALTIERI, G. “Surface turbulence intensity as predictor of extrapolated wind resource to the turbine hub height”, **Renewable Energy**, v.78, pp. 68-81, 2015.
- [68] MIOLINO, P. **Análise Dinâmica de Turbina Eólica Offshore do Tipo Monocoluna.** Dissertação de M.Sc., UFRJ/ COPPE, Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- [69] VORPHAL, F., POPKO, W., KAUFER, D. **Description of a basic model of the 'UpWind reference jacket' for code comparison in the OC4 project under IEA Wind Annex 30.** Technical Report. Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology IWE, Jul 2013.

## APÊNDICE A - GEOMETRIA DO AEROFÓLIO E COEFICIENTES AERODINÂMICOS

As pás da turbina são formadas por uma série de aerofólios de diferentes formas e tamanho, da raiz até as pontas, que estão sujeitas às variações das forças aerodinâmicas. A escolha dos aerofólios é dada de modo a se ajustar a velocidade do vento e os coeficientes aerodinâmicos e se obter o melhor desempenho na geração de energia.

As pás da turbina de 10 MW utilizada no trabalho são compostas de 19 aerofólios de diferentes seções, retiradas de BAK *et al* [25]. A Figura ApA-1 apresenta as pás segmentadas da turbina estudada, enquanto as Figuras ApA-2 a ApA-39 apresentam os aerofólios que as compõem, da raiz até a ponta, com seus respectivos coeficientes aerodinâmicos (arrasto, sustentação e momento).

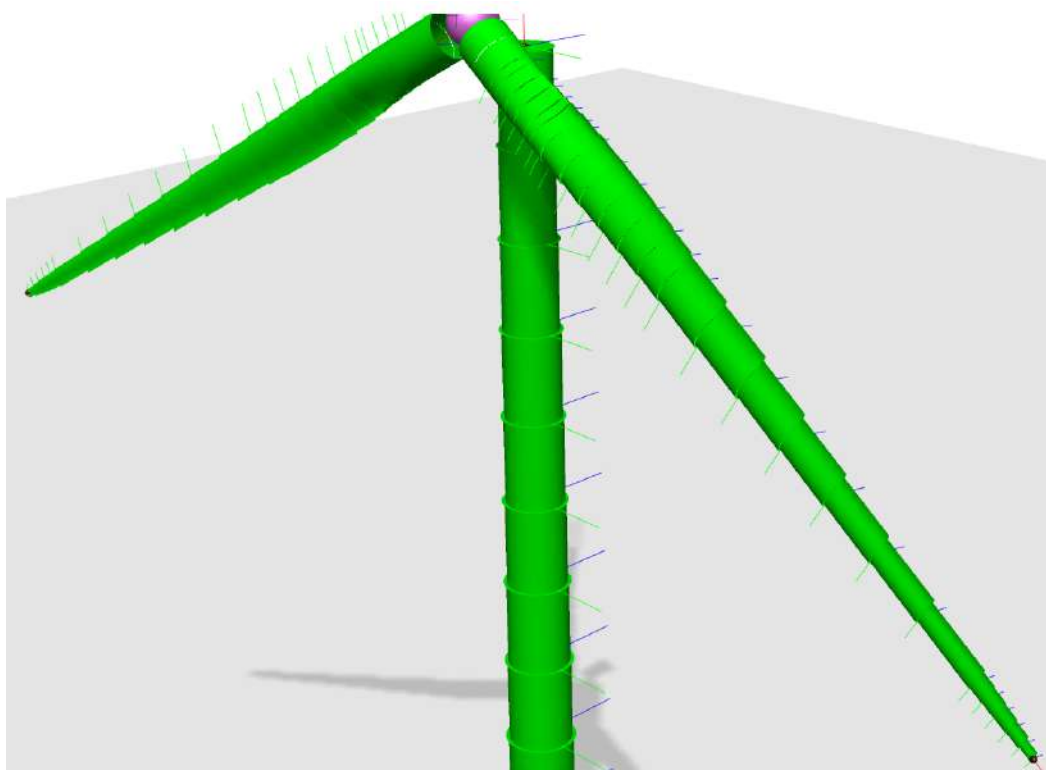


Figura ApA-1. Pás da turbina de 10 MW detalhada.

# FOIL 1

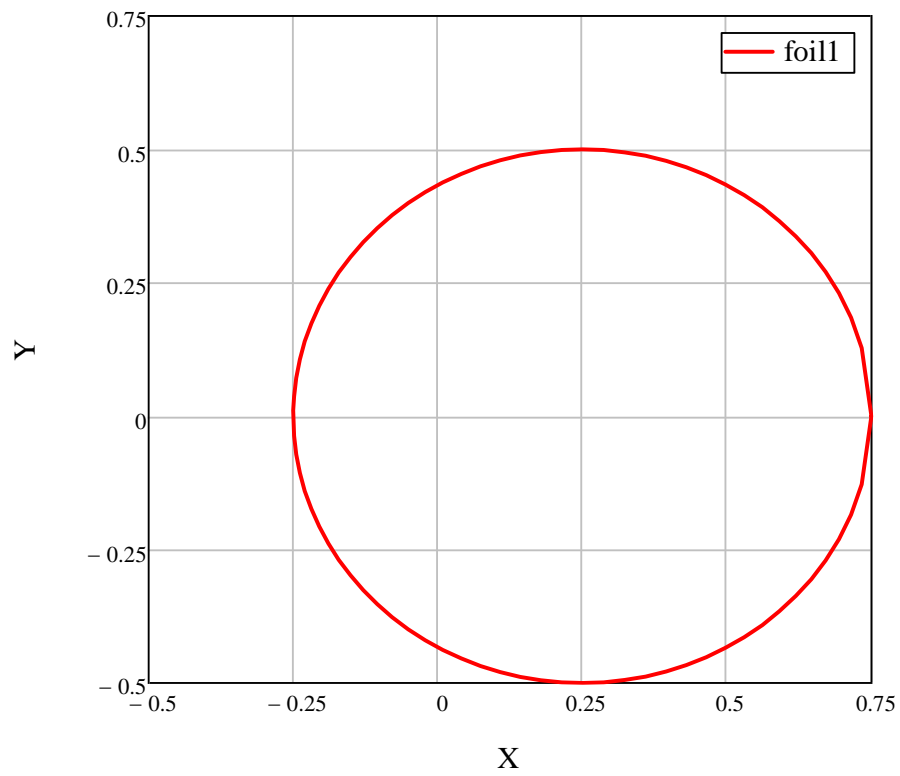


Figura ApA-2. Geometria do aerofólio FOIL 1.

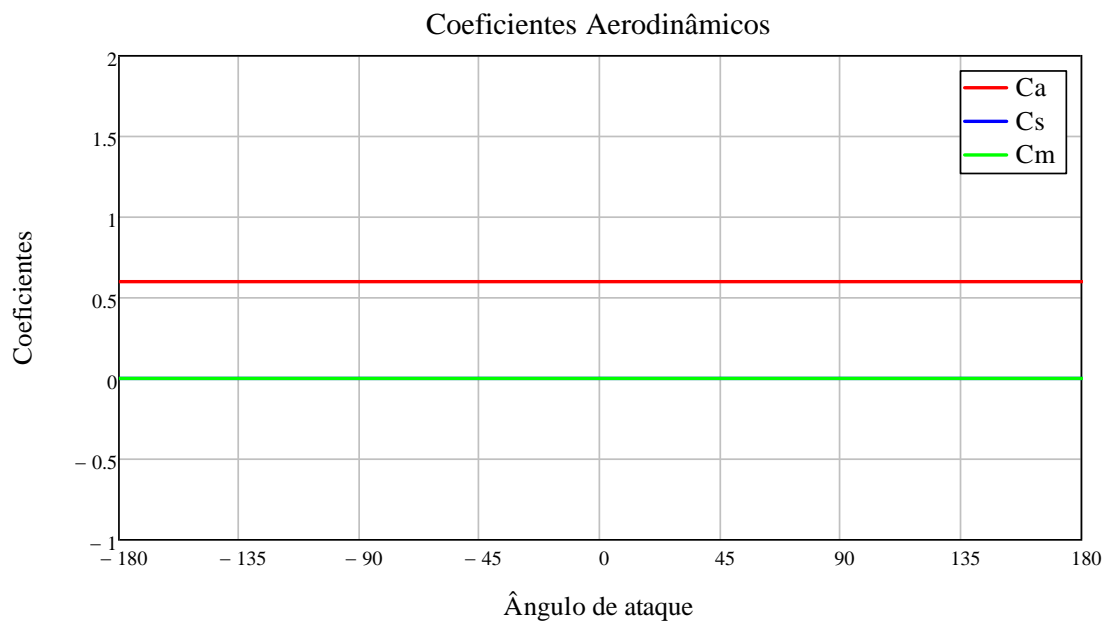


Figura ApA-3. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 1.

## FOIL 2

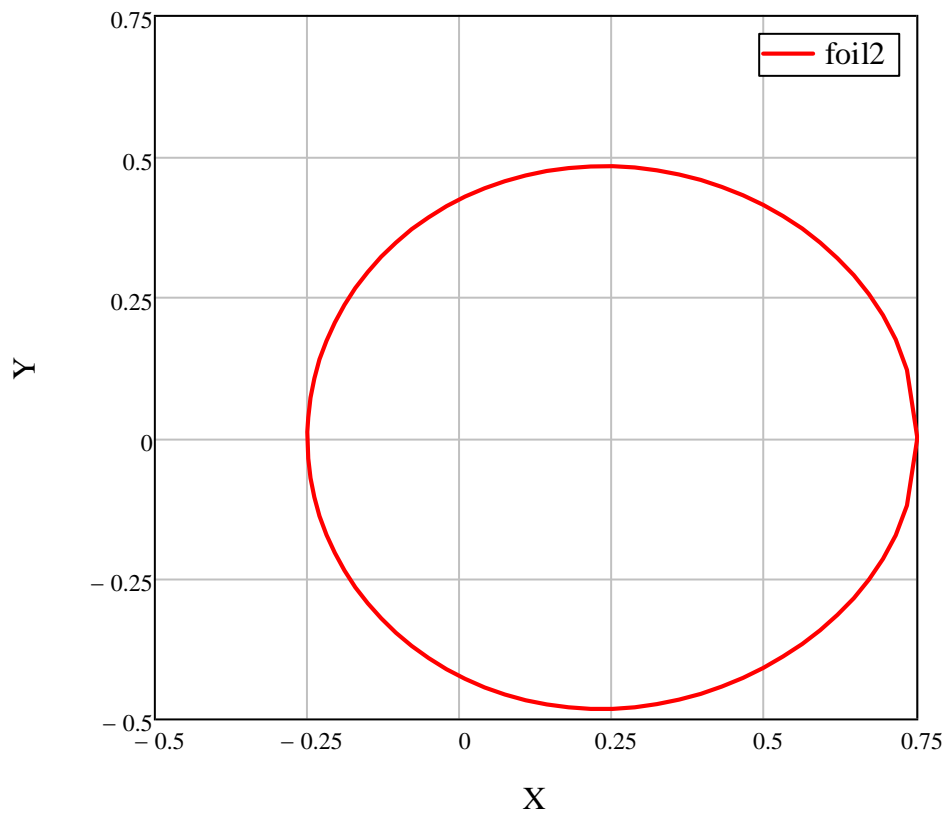


Figura ApA-4. Geometria do aerofólio FOIL 2.

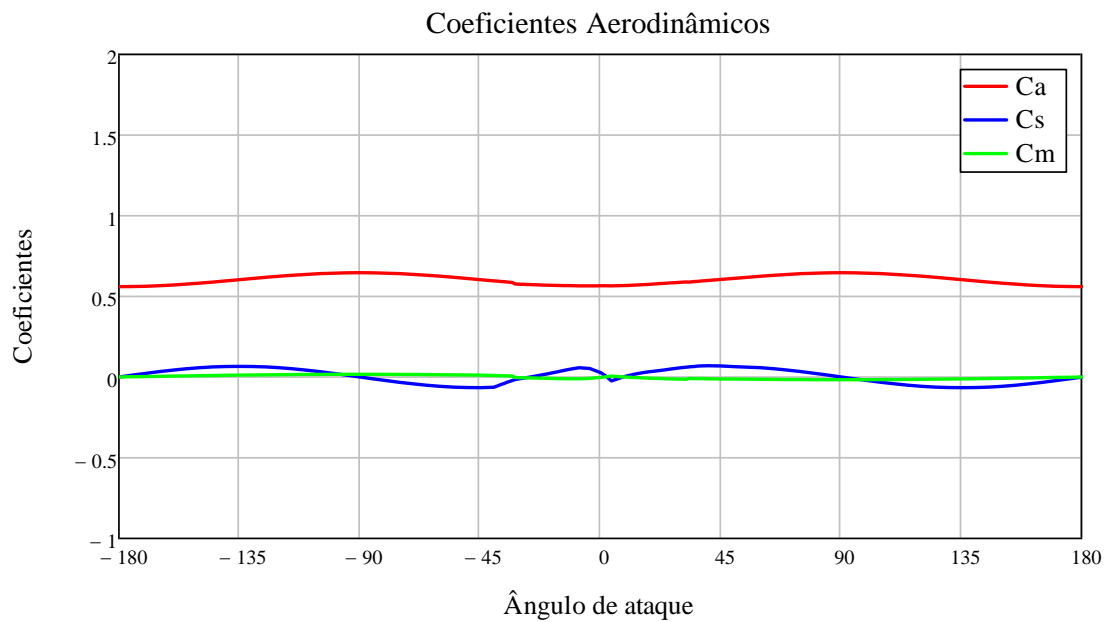


Figura ApA-5. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 2.

### FOIL 3

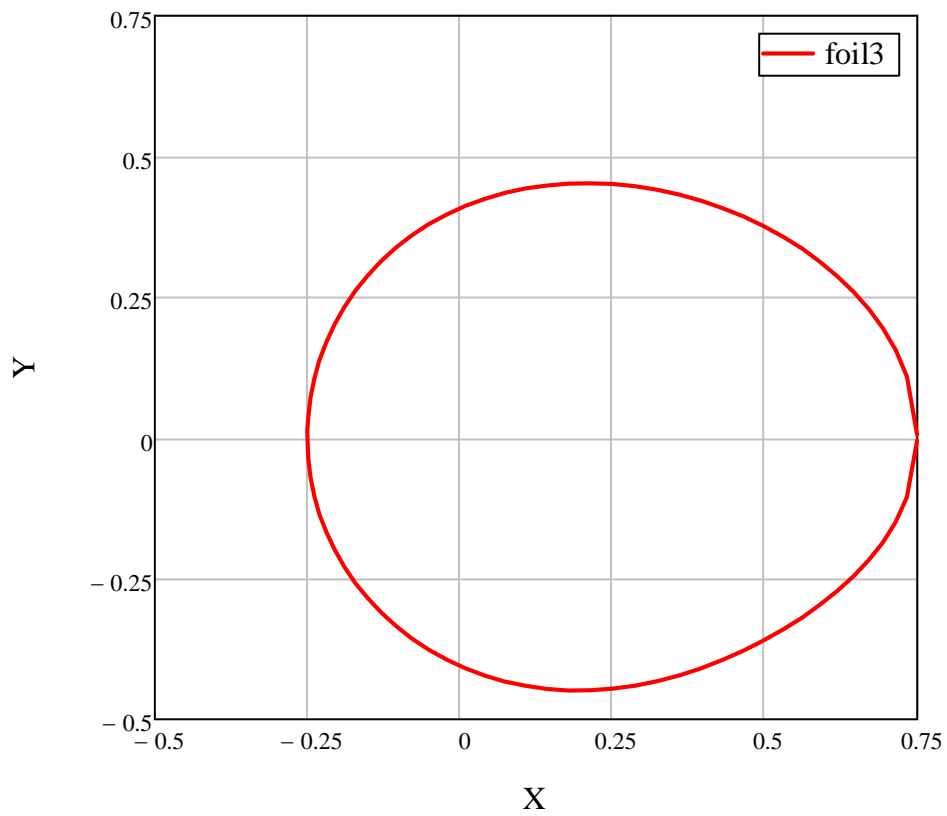


Figura ApA-6. Geometria do aerofólio FOIL 3.

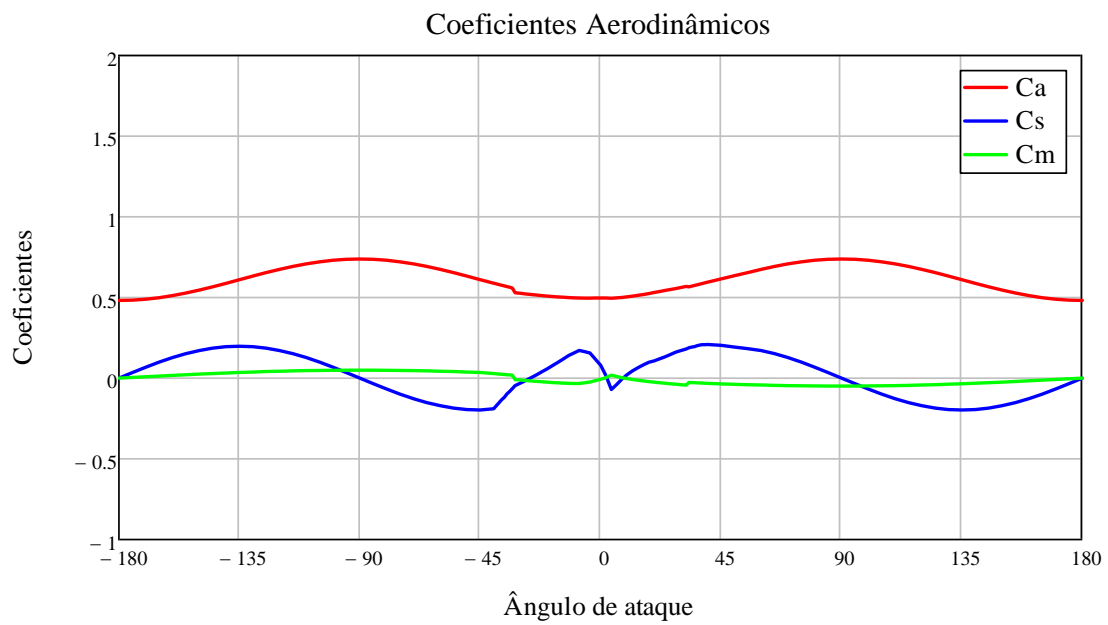


Figura ApA-7. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 3.

## FOIL 4

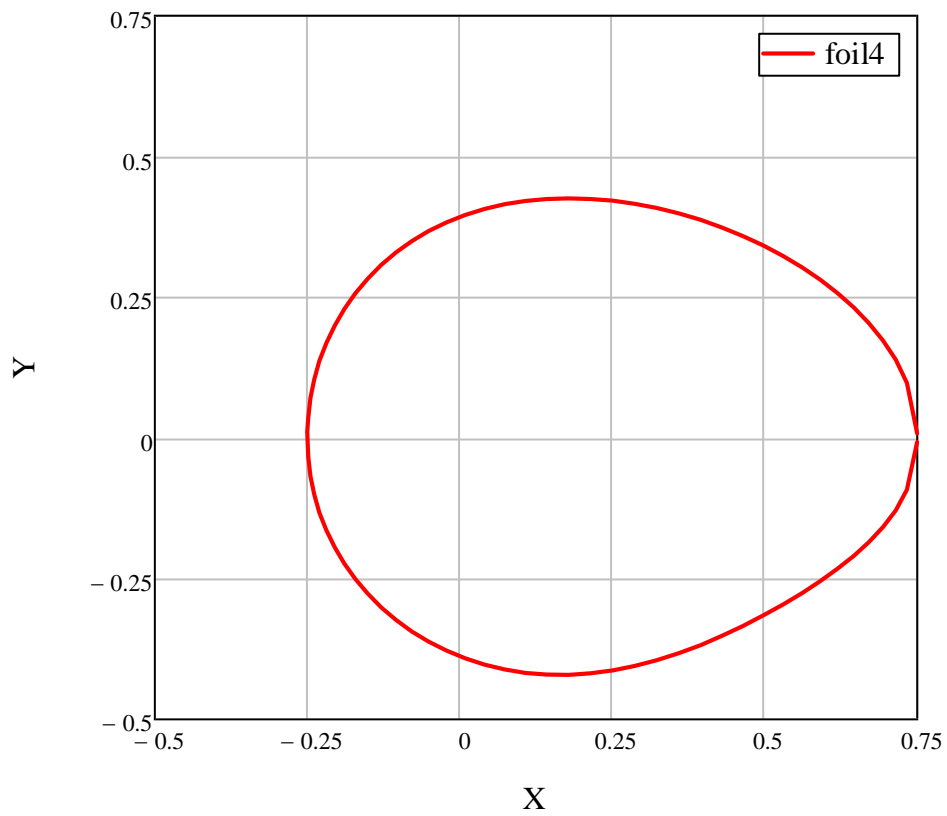


Figura ApA-8. Geometria do aerofólio FOIL 4.

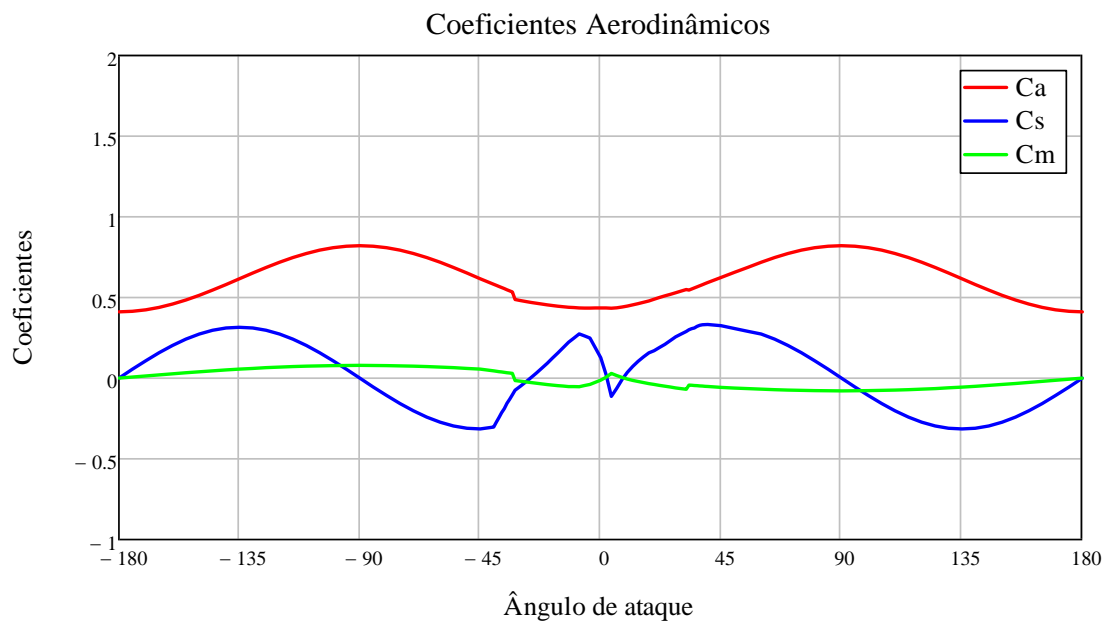


Figura ApA-9. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 4.

# FOIL 5

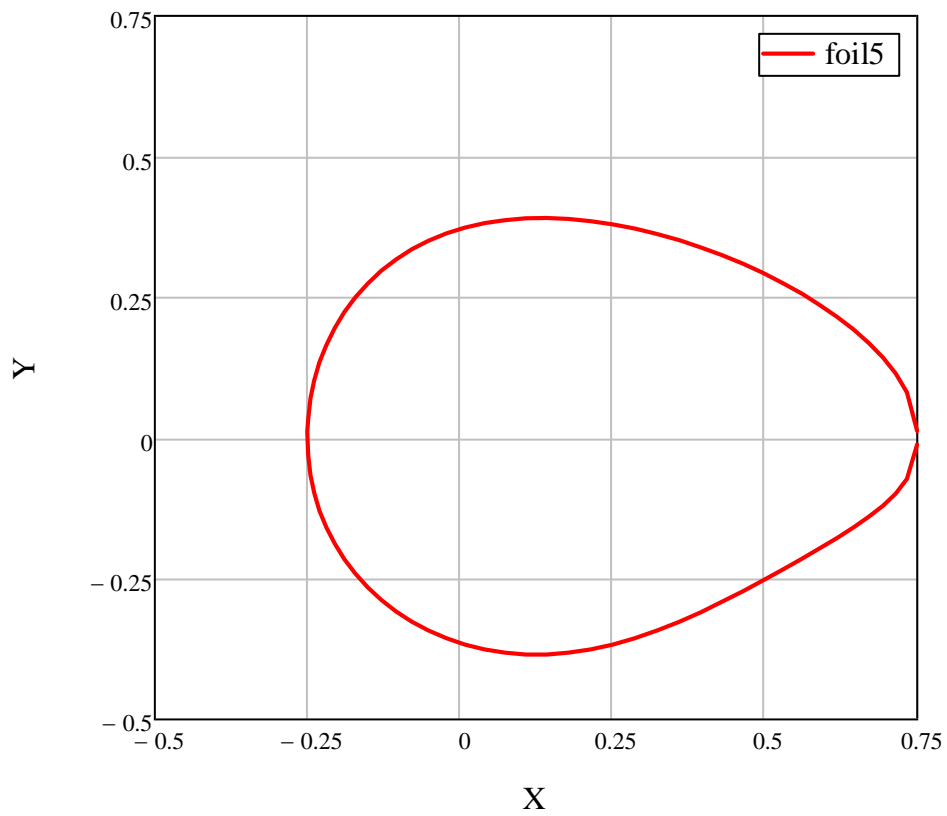


Figura ApA-10. Geometria do aerofólio FOIL 5.

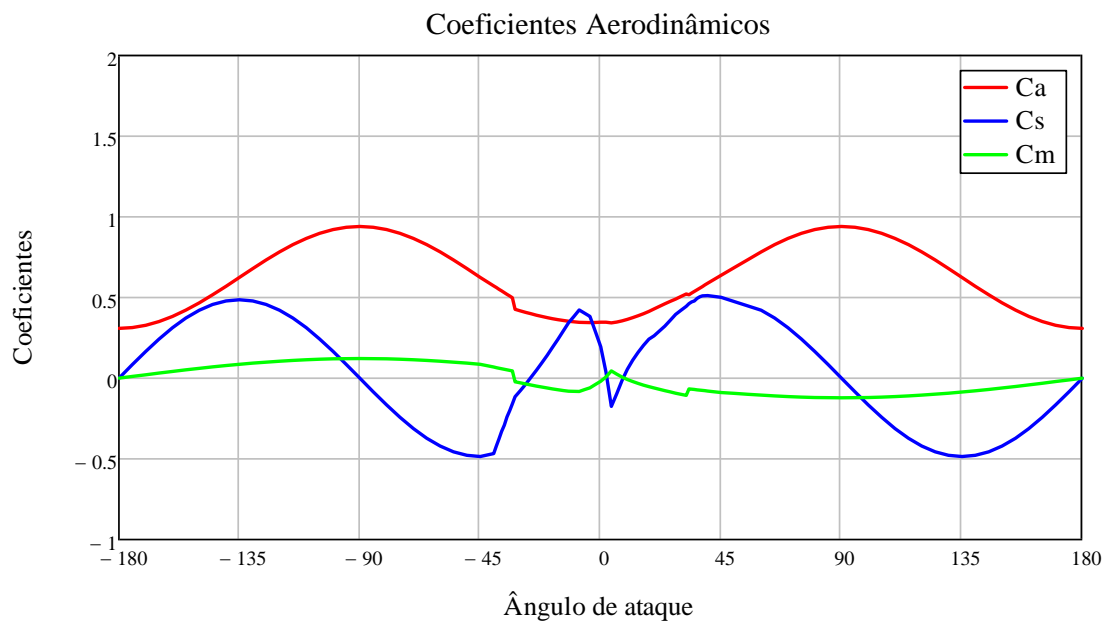


Figura ApA-11. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 5.



# FOIL 6

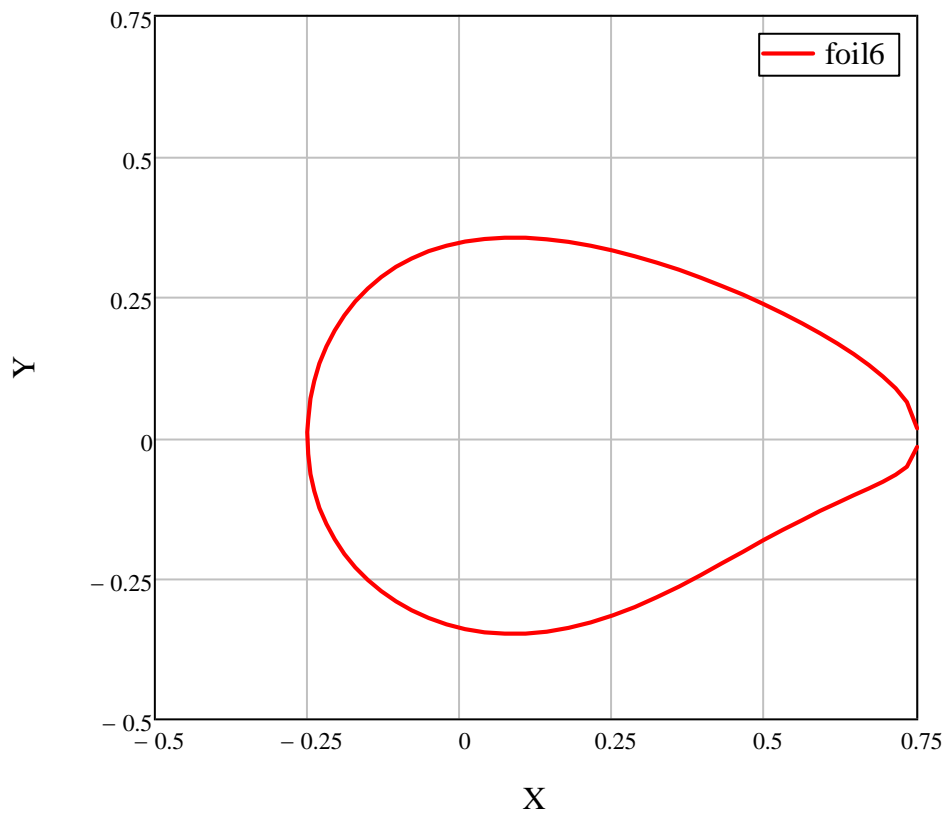


Figura ApA-12. Geometria do aerofólio FOIL 6.

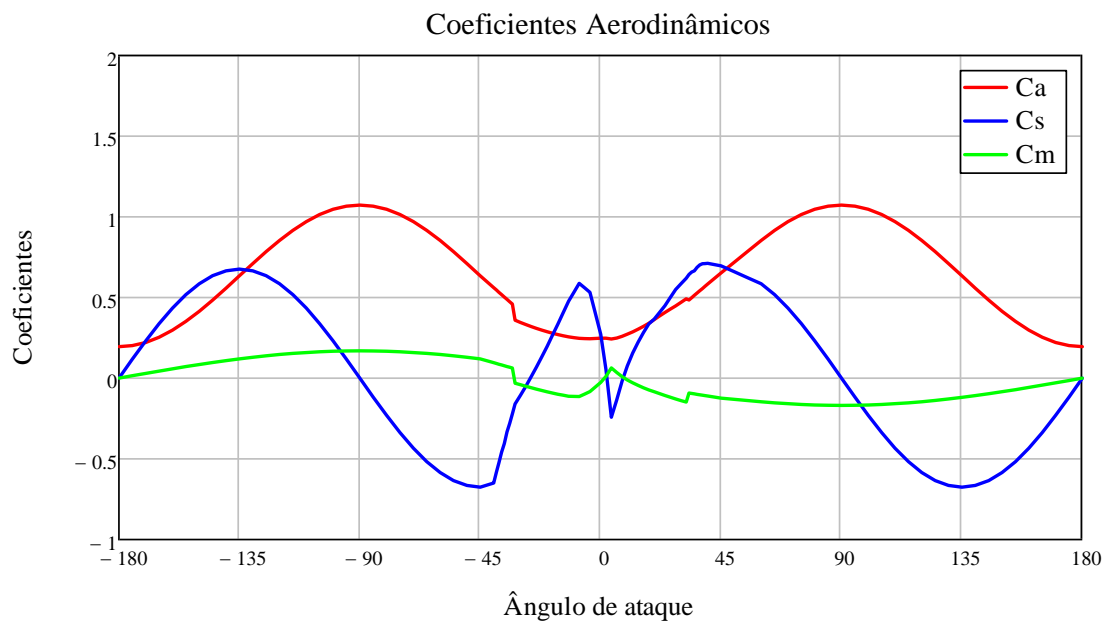


Figura ApA-13. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 6.

# FOIL 7

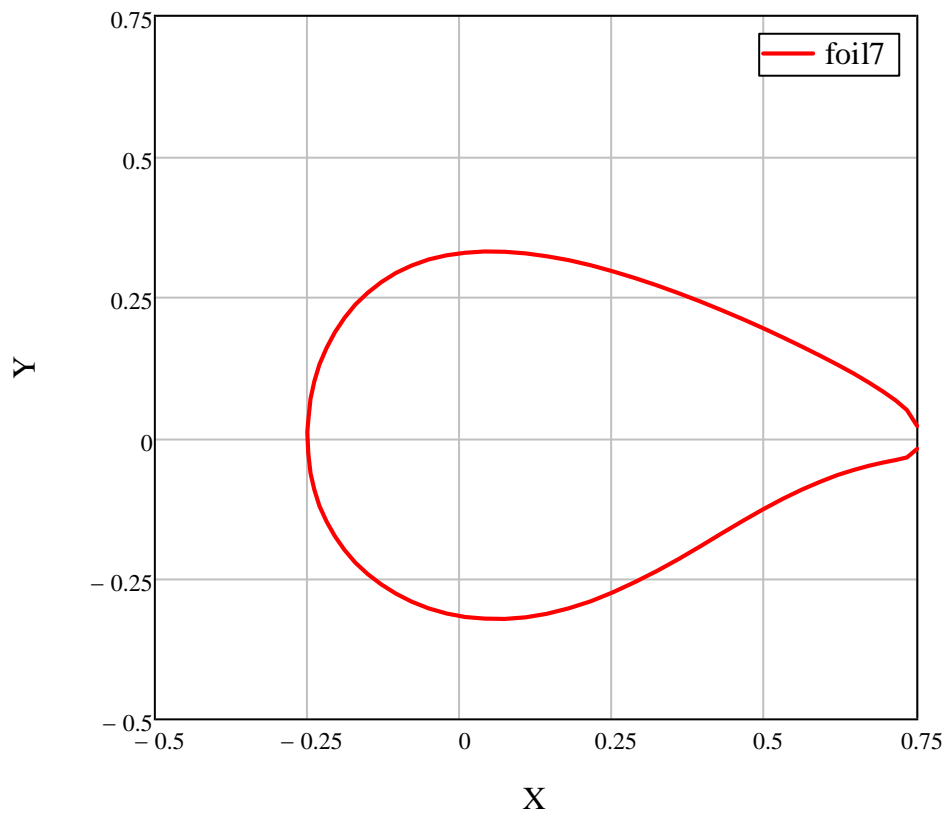


Figura ApA-14. Geometria do aerofólio FOIL 7.

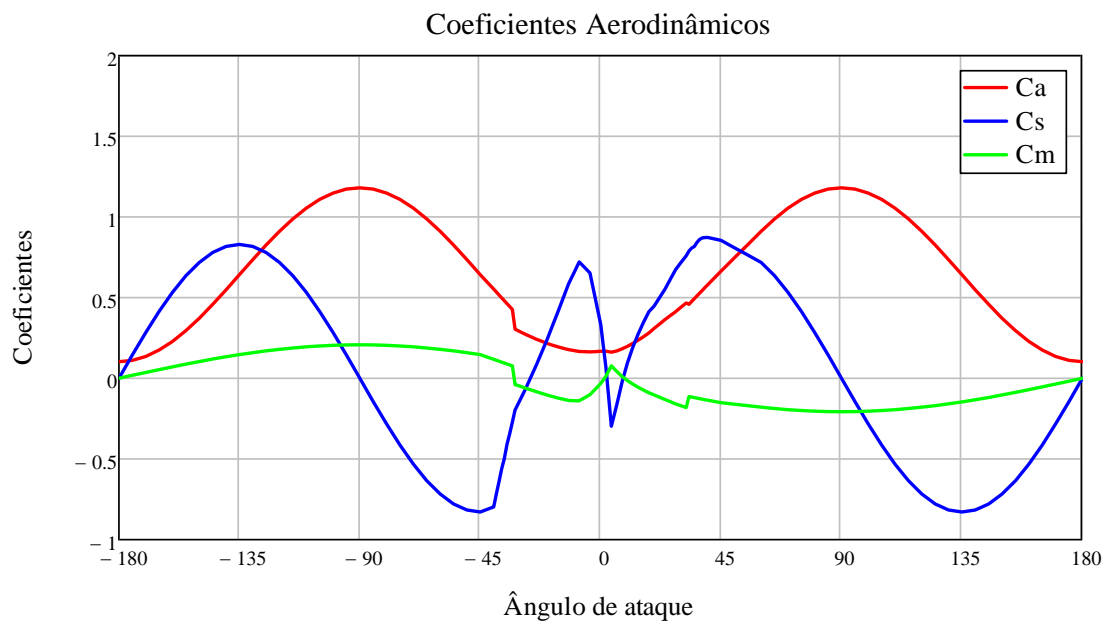


Figura ApA-15. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 7.

# FOIL 8

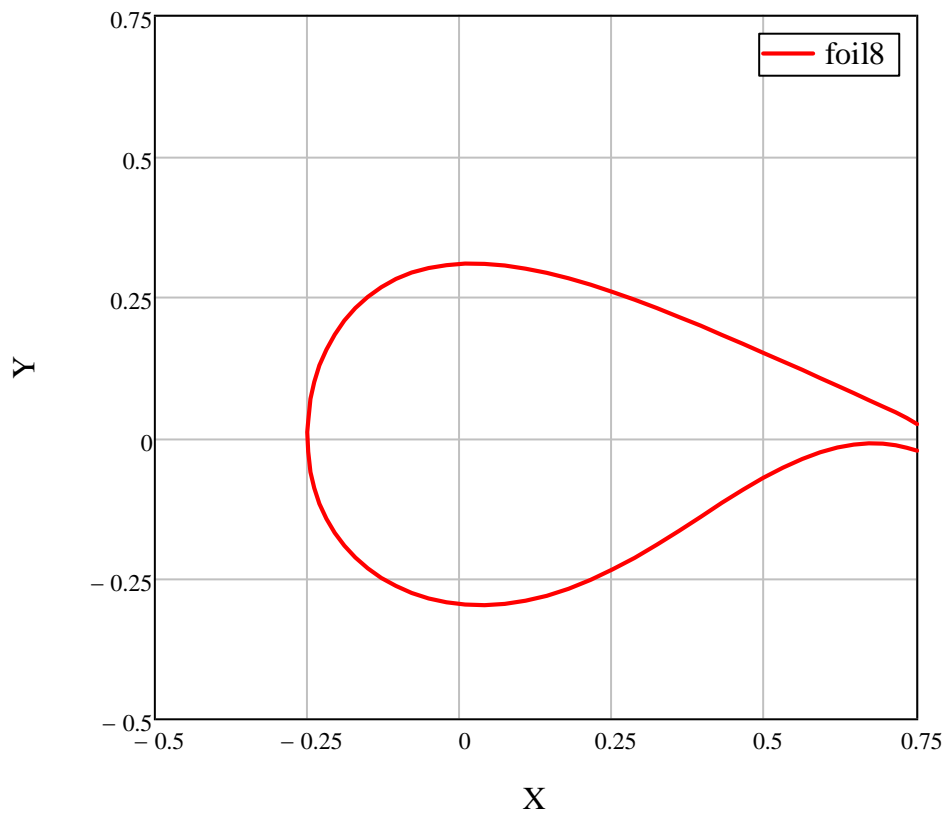


Figura ApA-16. Geometria do aerofólio FOIL 8.

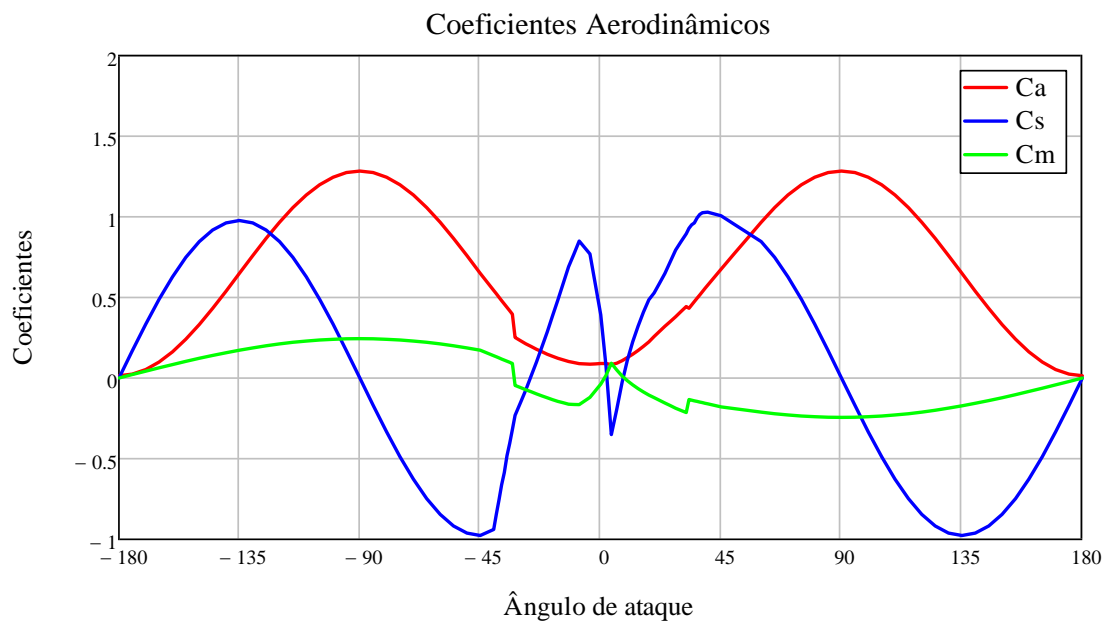


Figura ApA-17. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 8.

# FOIL 9

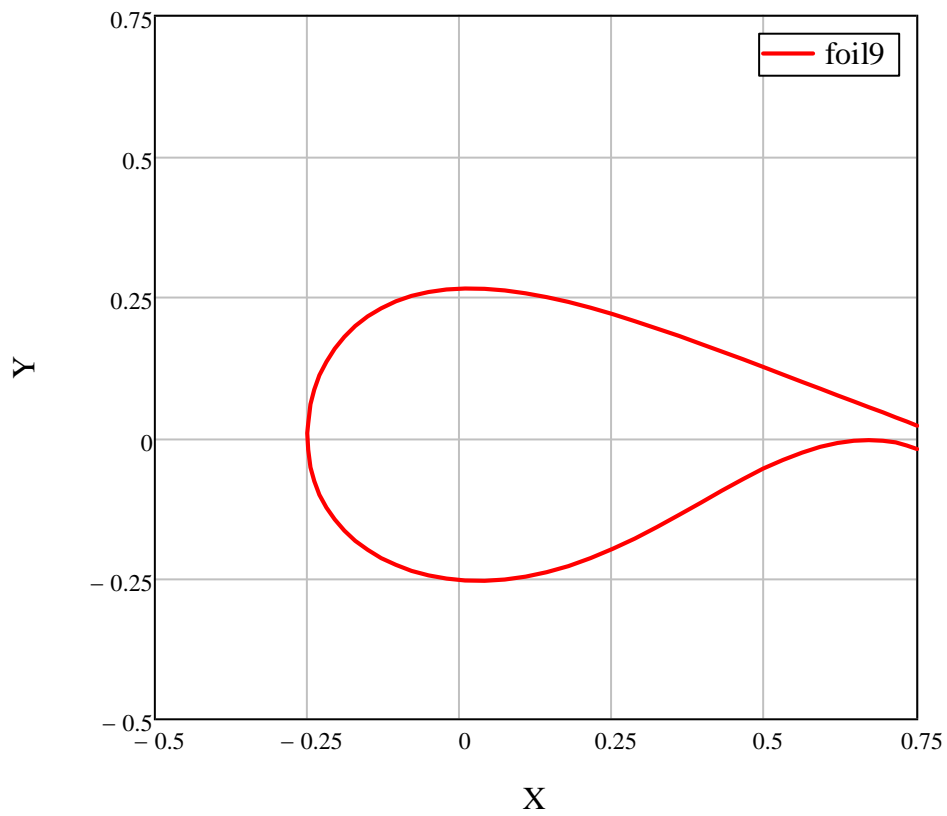


Figura ApA-18. Geometria do aerofólio FOIL 9.

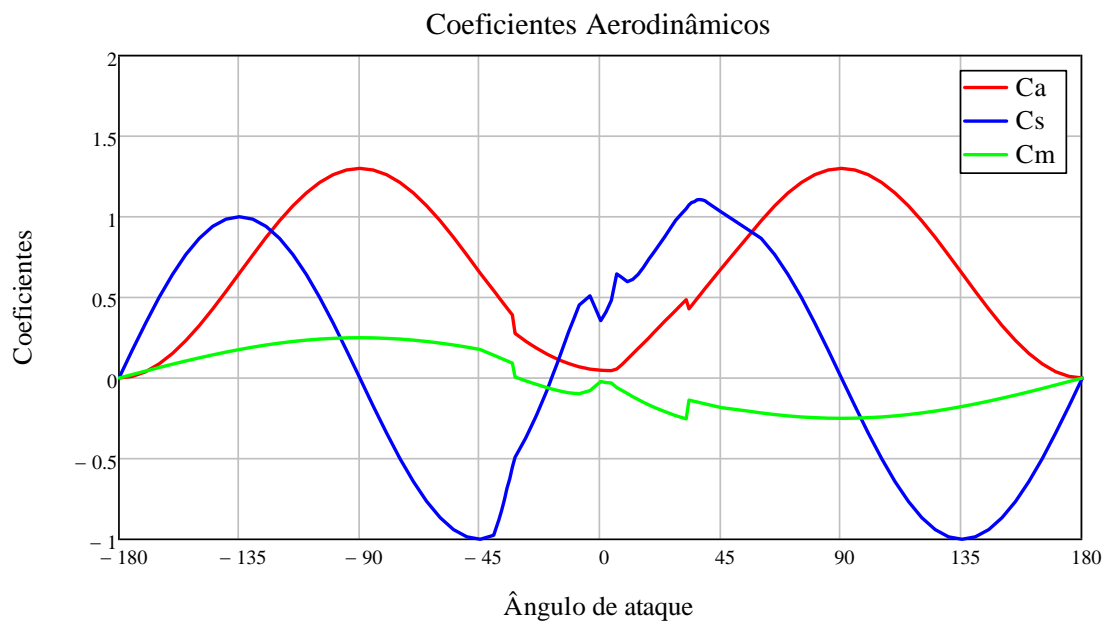


Figura ApA-19. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 9.

# FOIL 10

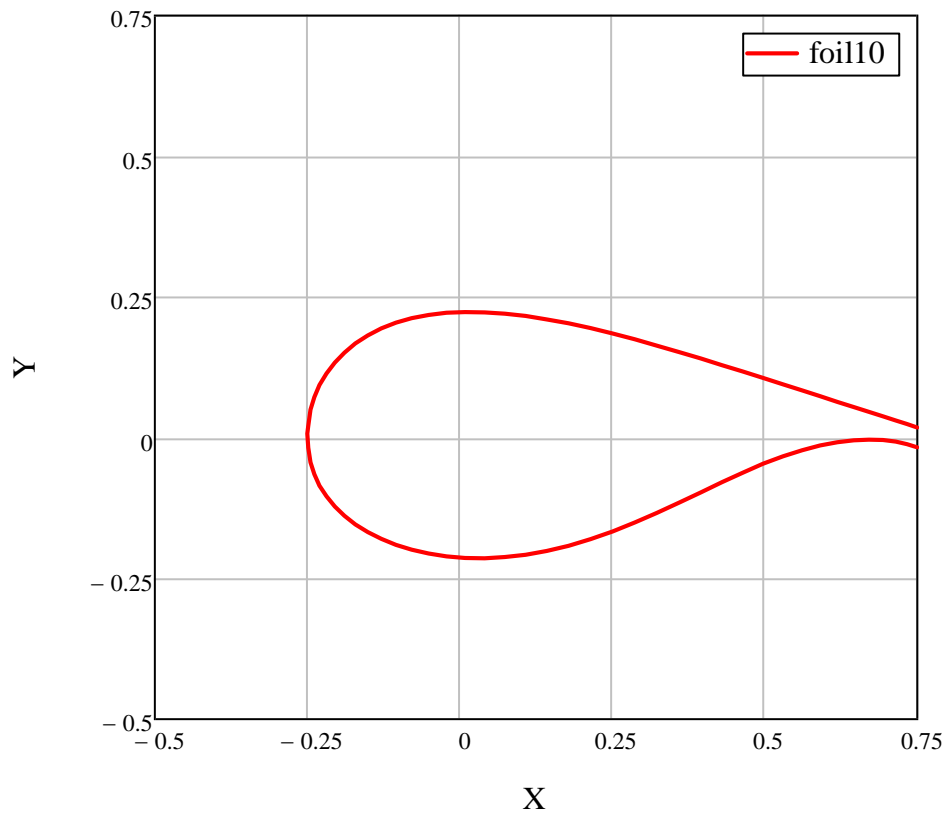


Figura ApA-20. Geometria do aerofólio FOIL 10.

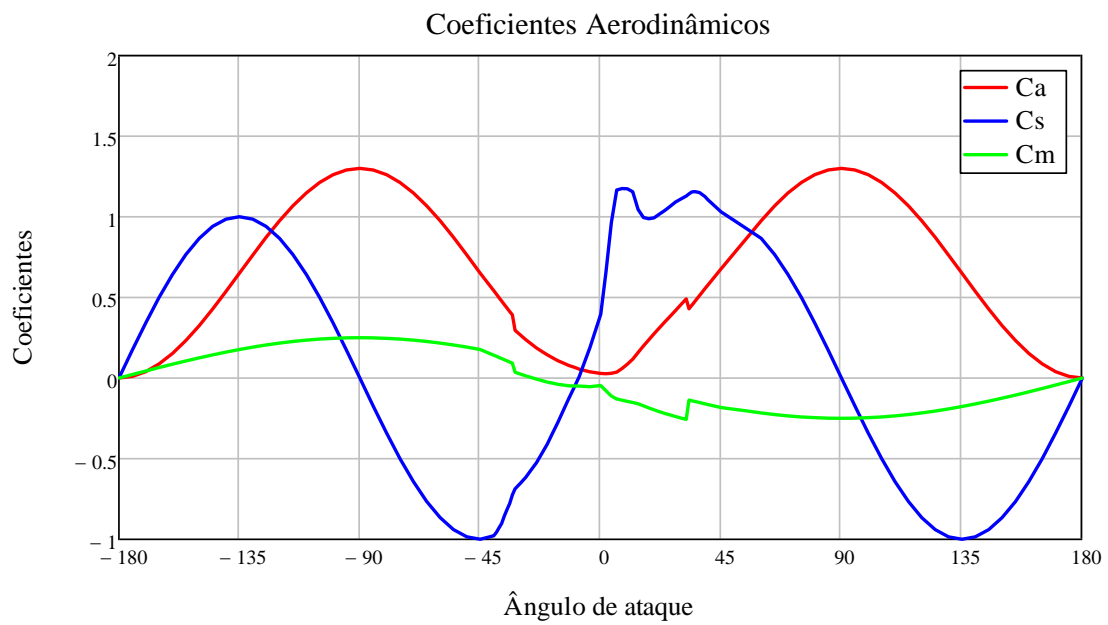


Figura ApA-21. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 10.

# FOIL 11

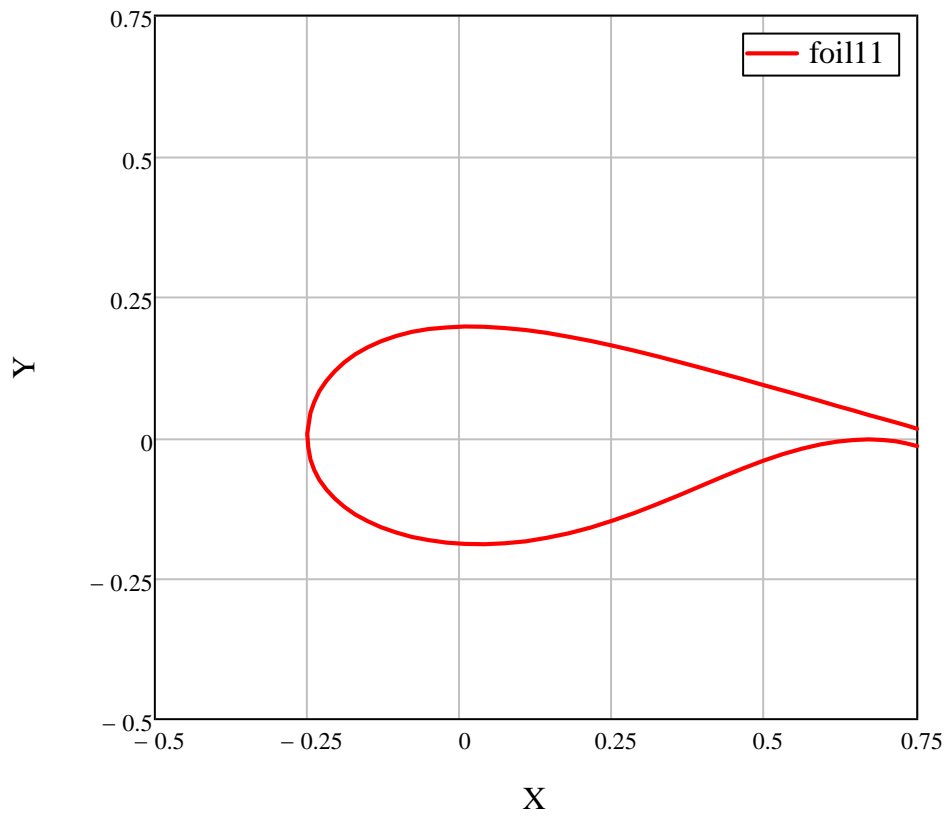


Figura ApA-22. Geometria do aerofólio FOIL 11.

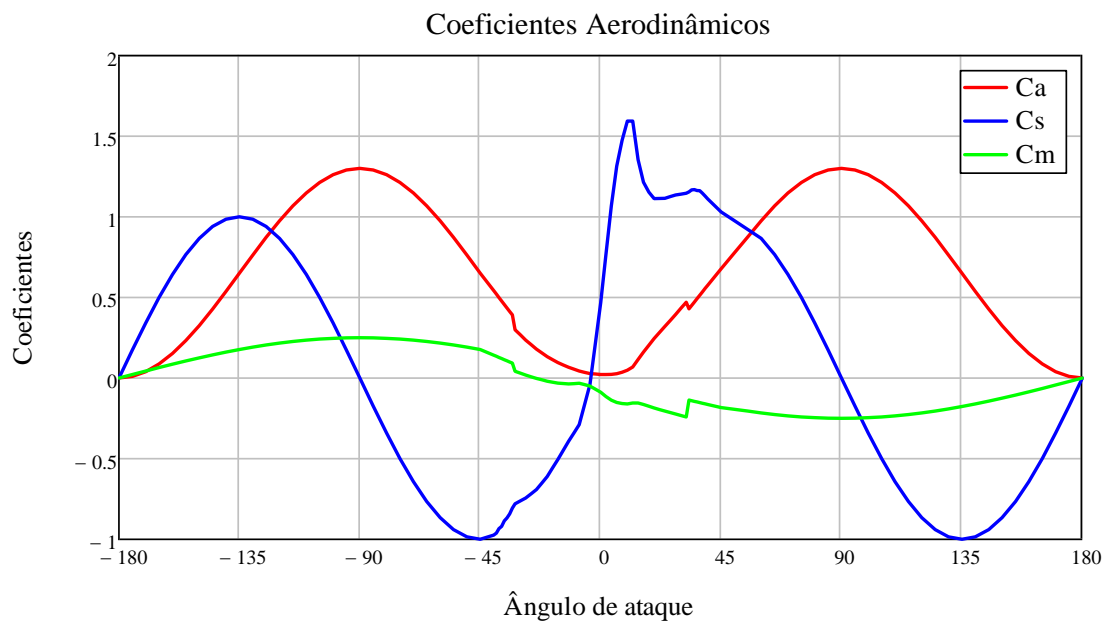


Figura ApA-23. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 11.

# FOIL 12

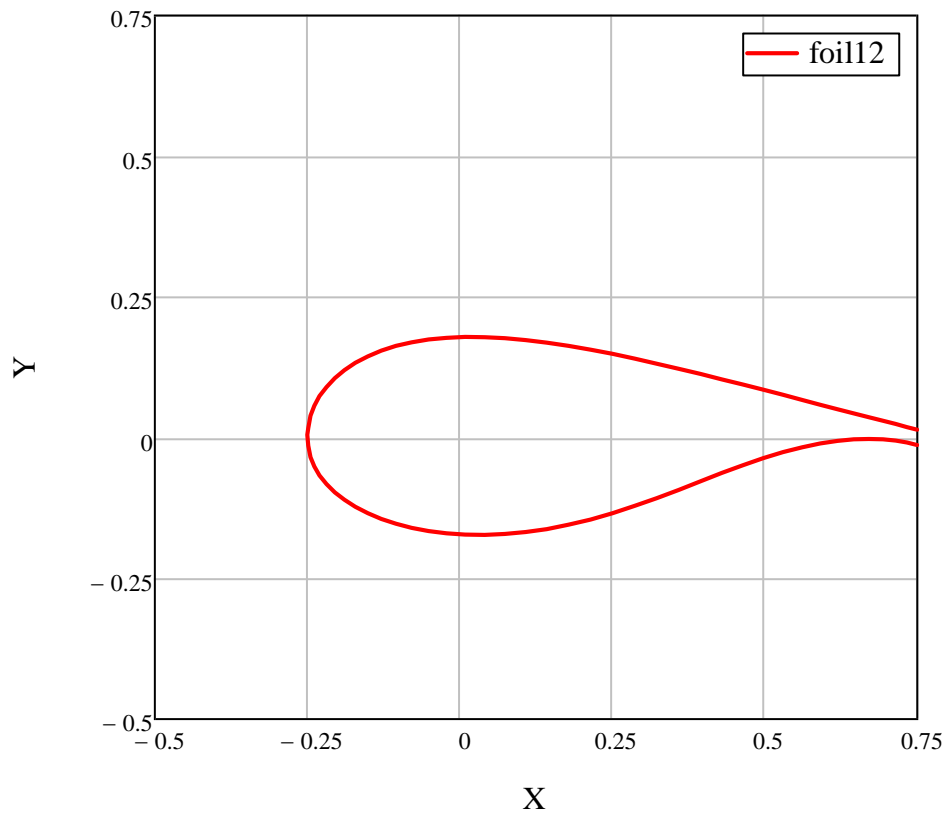


Figura ApA-24. Geometria do aerofólio FOIL 12.

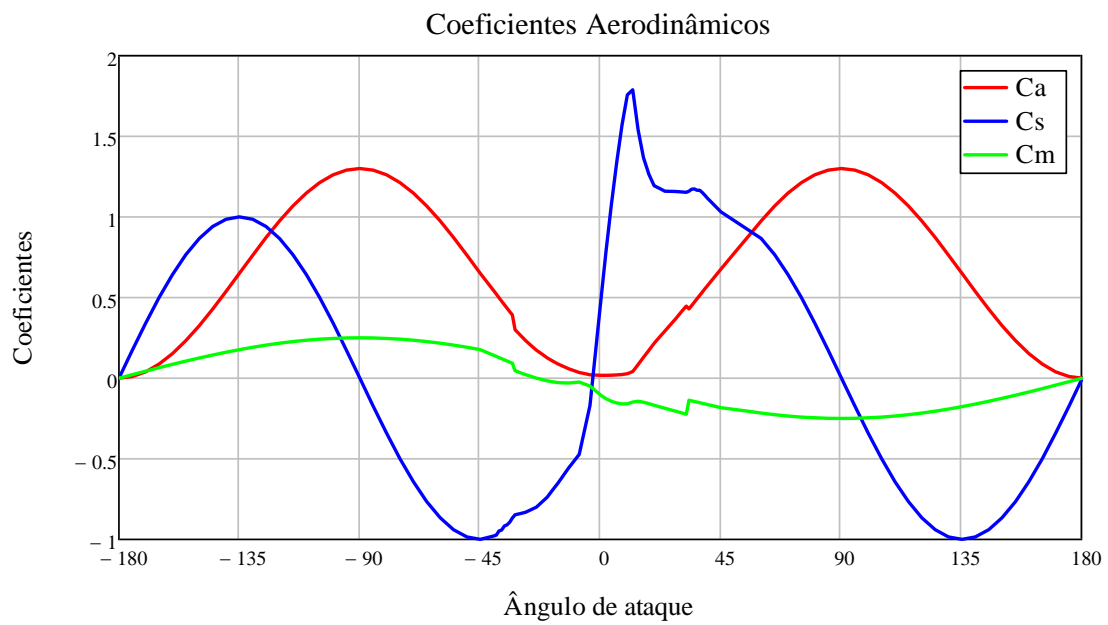


Figura ApA-25. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 12.

# FOIL 13

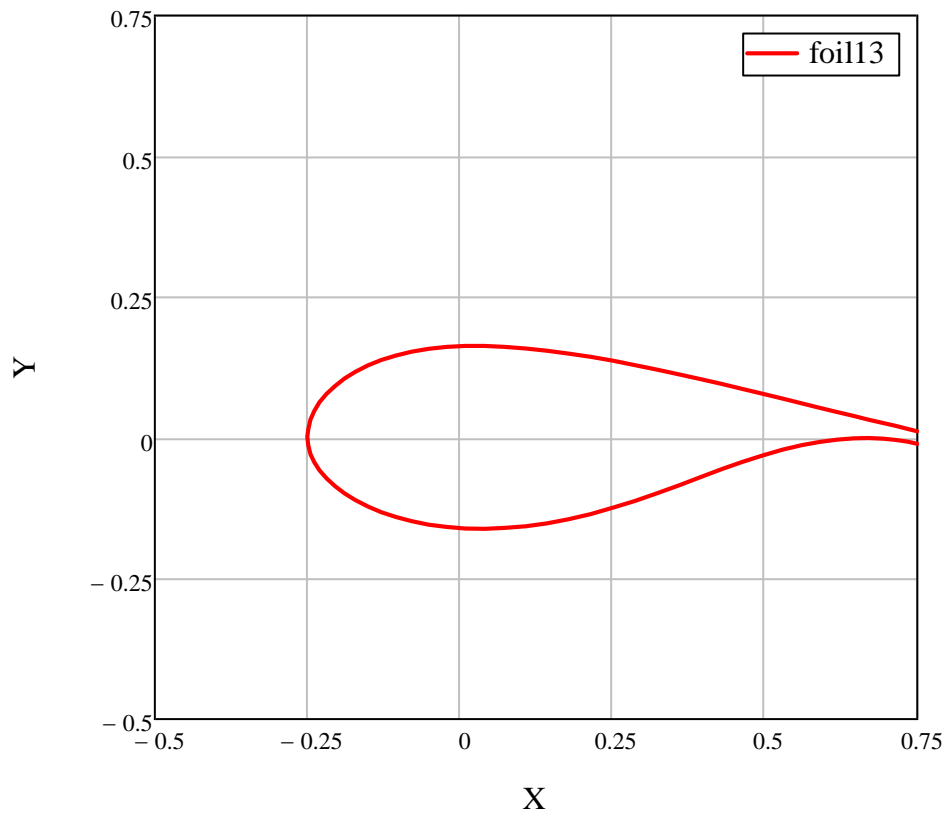


Figura ApA-26. Geometria do aerofólio FOIL 13.

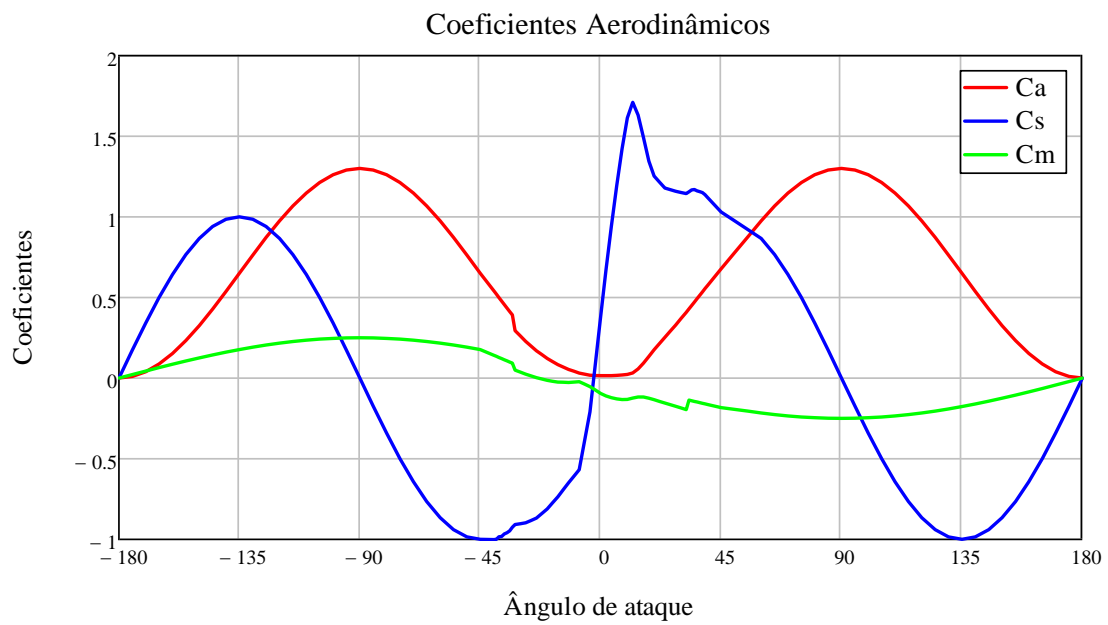


Figura ApA-27. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 13.



FOIL 14

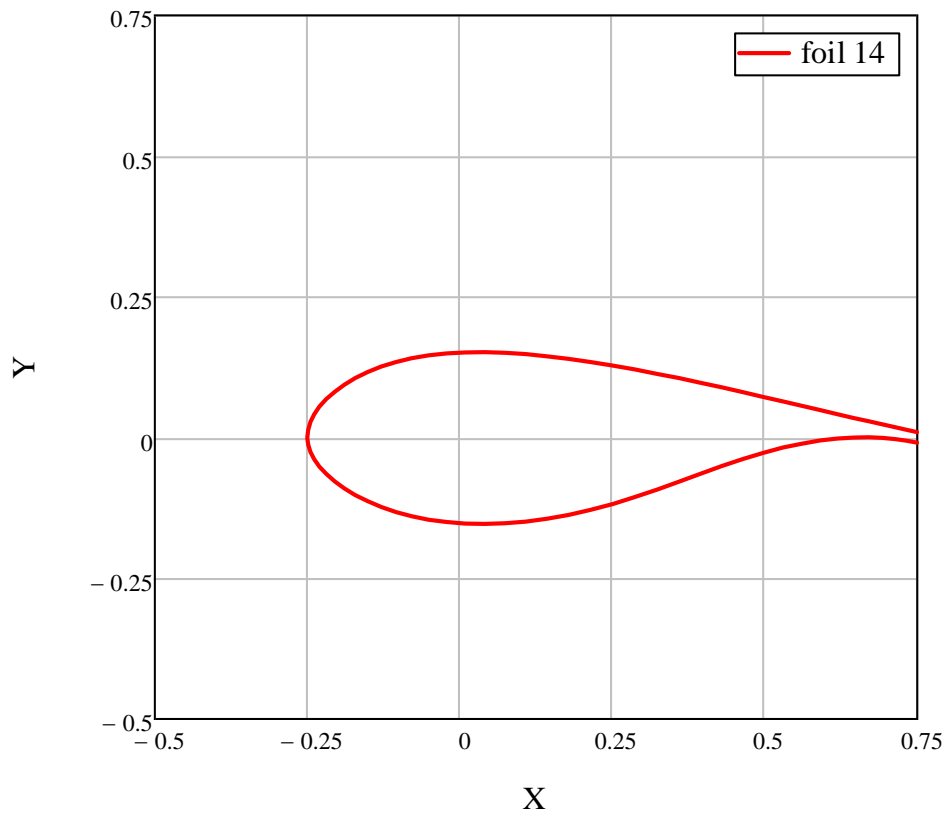


Figura ApA-28. Geometria do aerofólio FOIL 14.

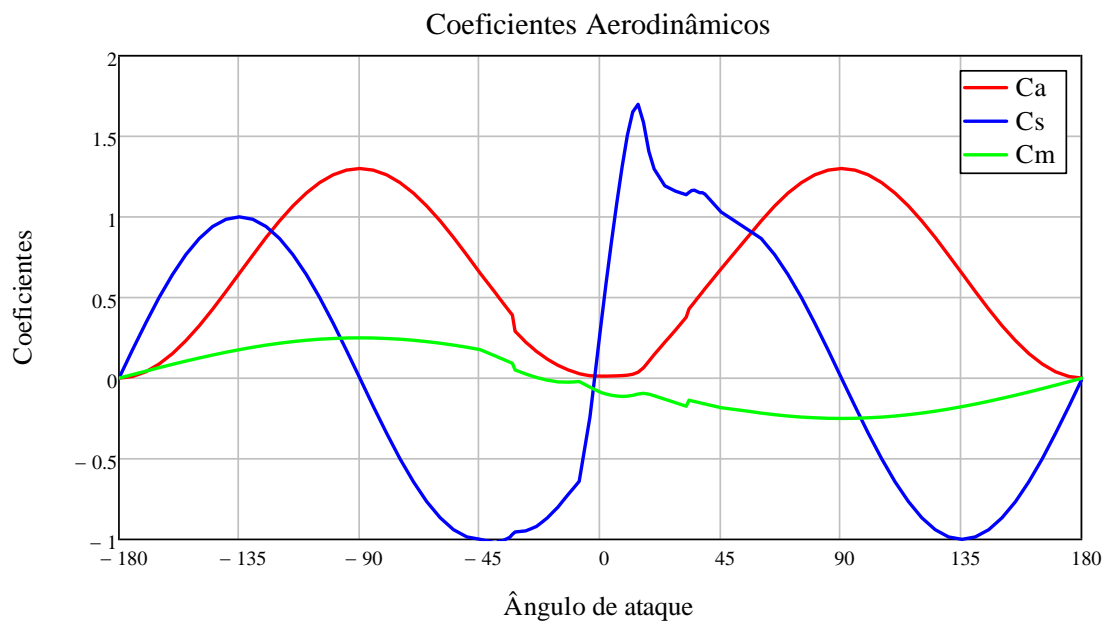


Figura ApA-29. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 14.

FOIL 15

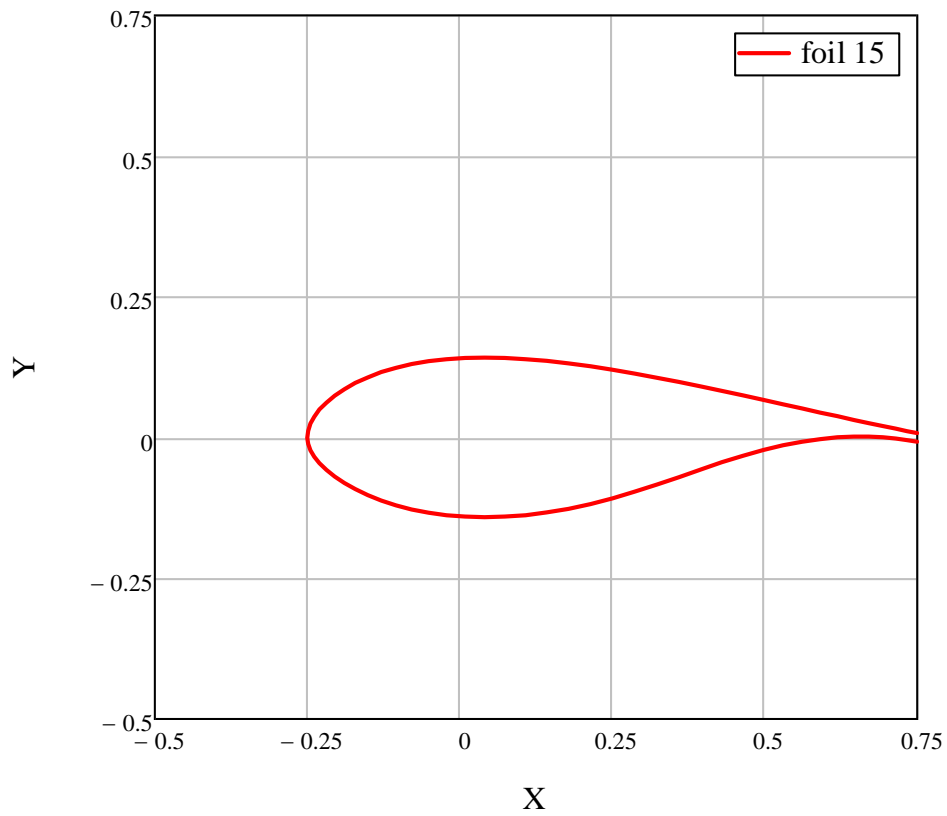


Figura ApA-30. Geometria do aerofólio FOIL 15.

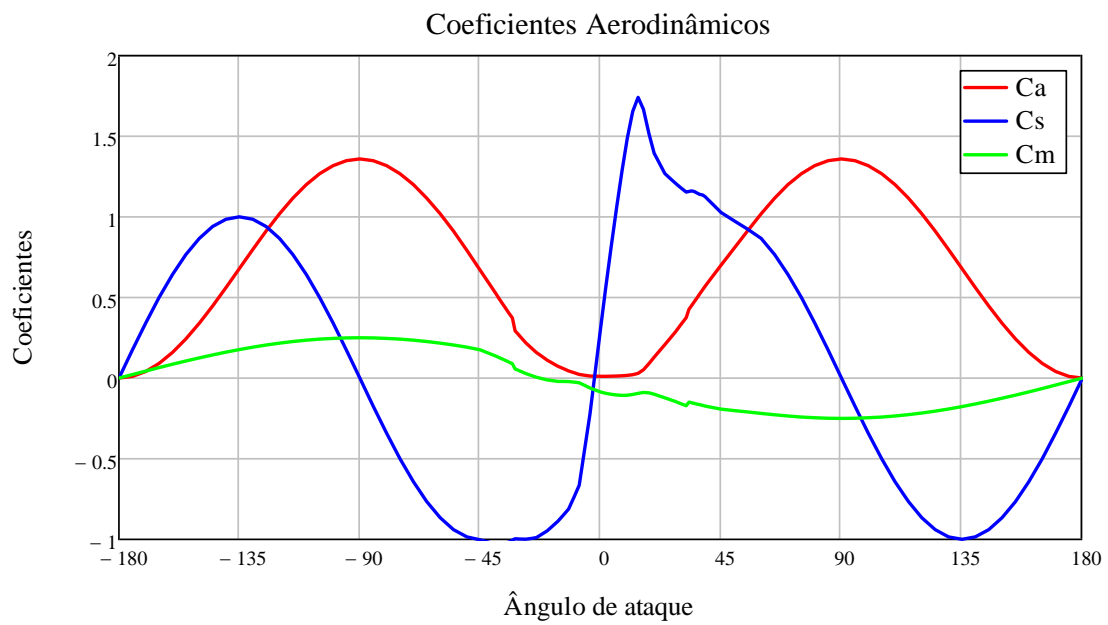


Figura ApA-31. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 15.

# FOIL 16

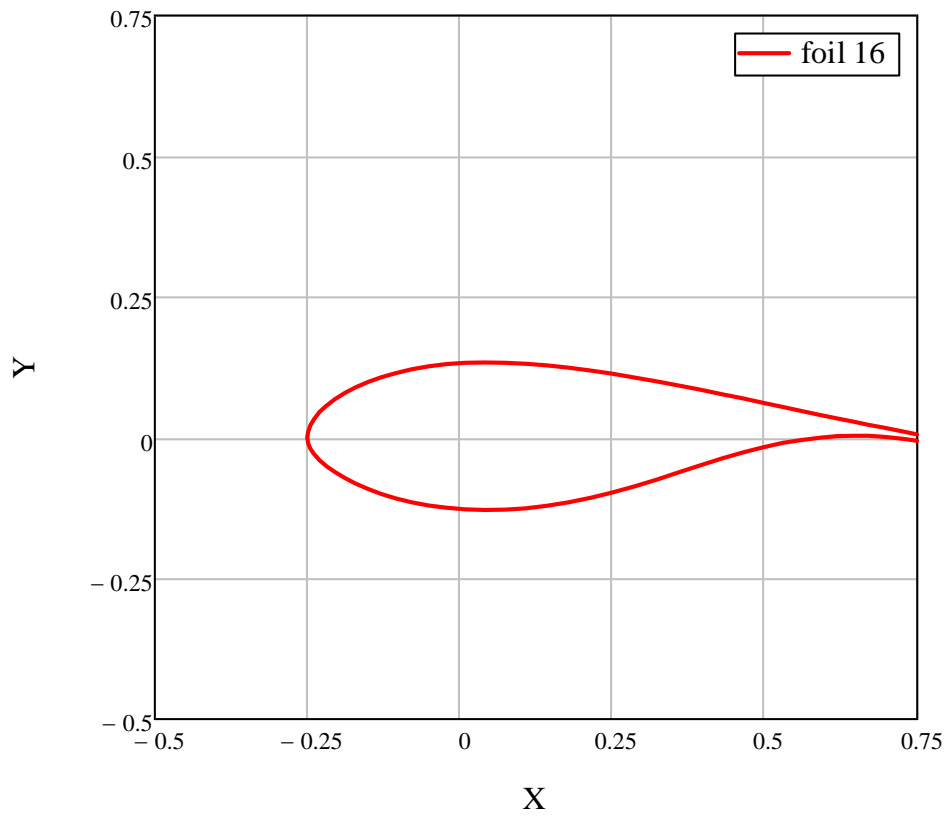


Figura ApA-32. Geometria do aerofólio FOIL 16.

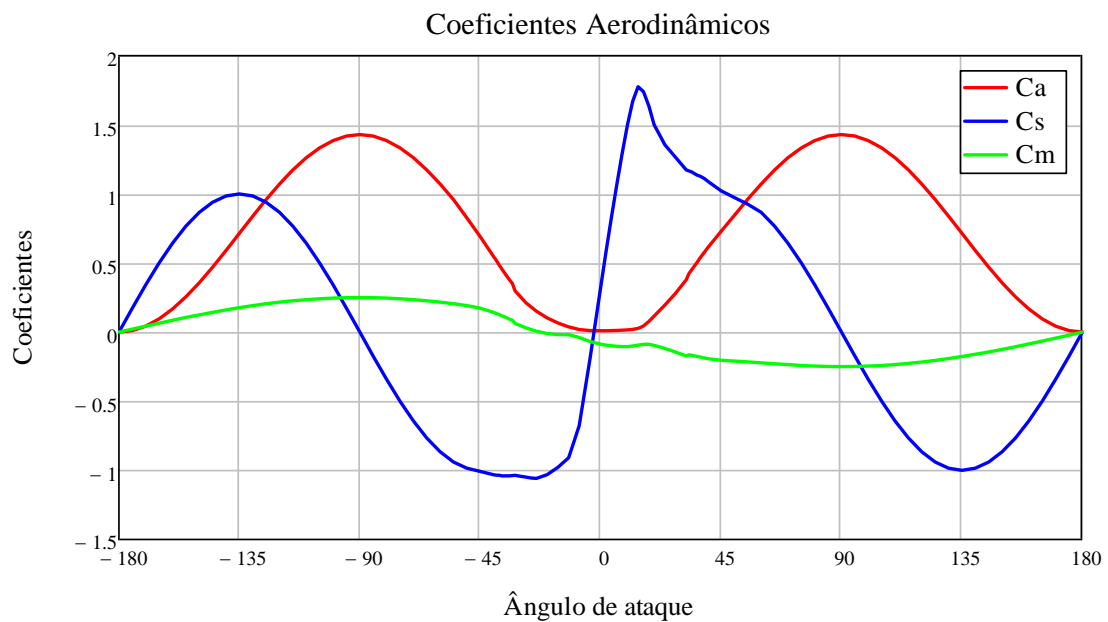


Figura ApA-33. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 16.

FOIL 17

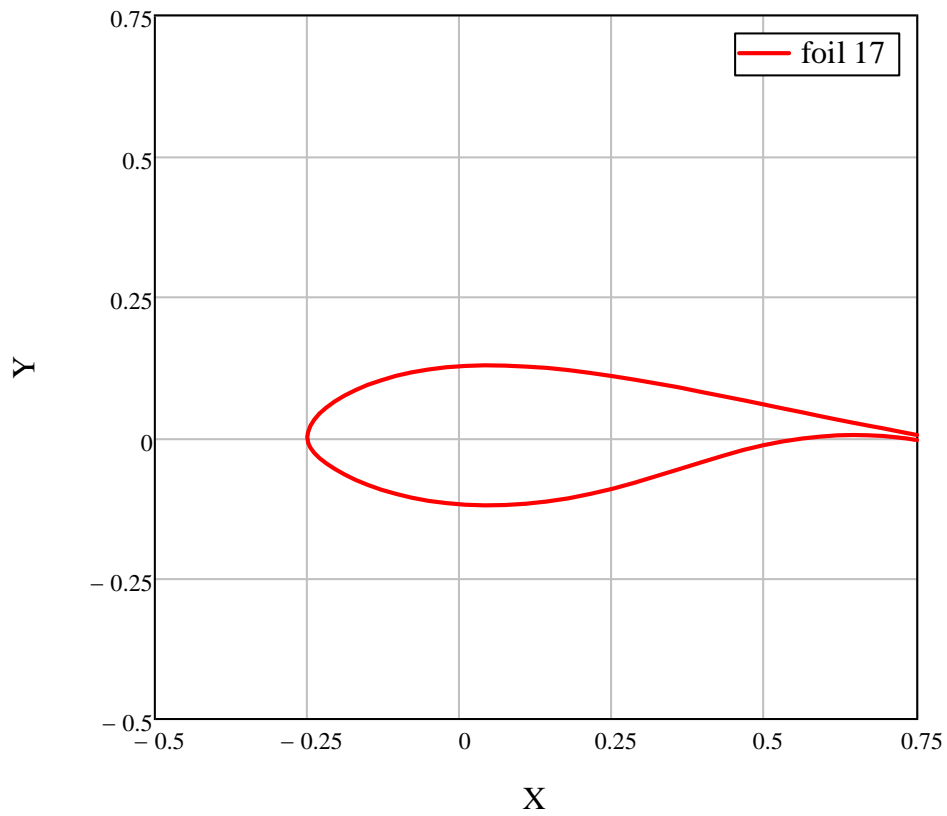


Figura ApA-34. Geometria do aerofólio FOIL 17.

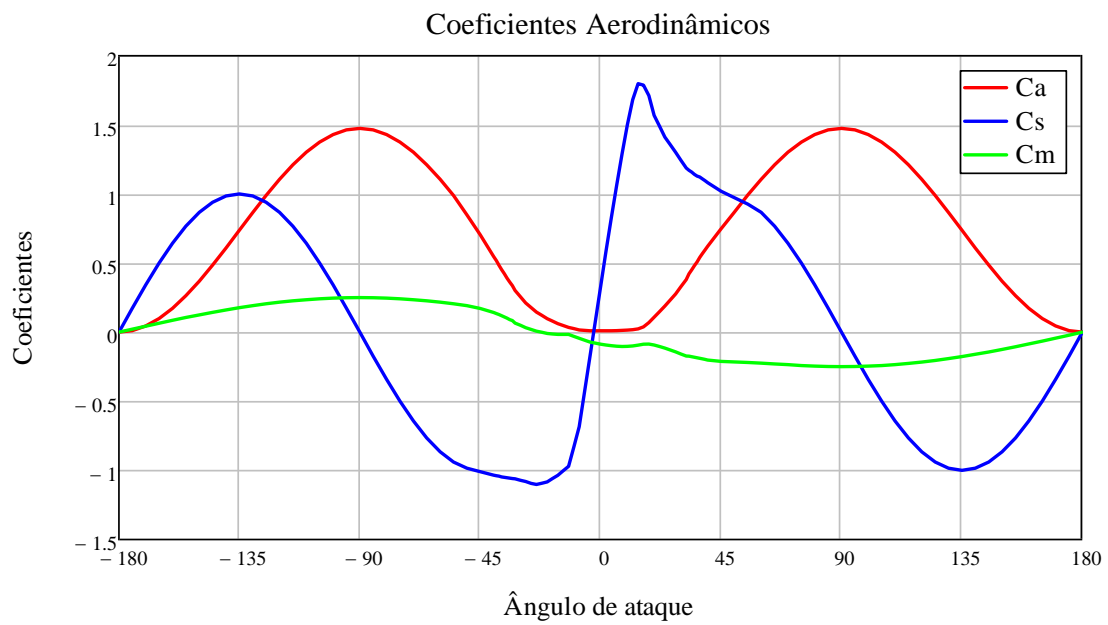


Figura ApA-35. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 17.

# FOIL 18

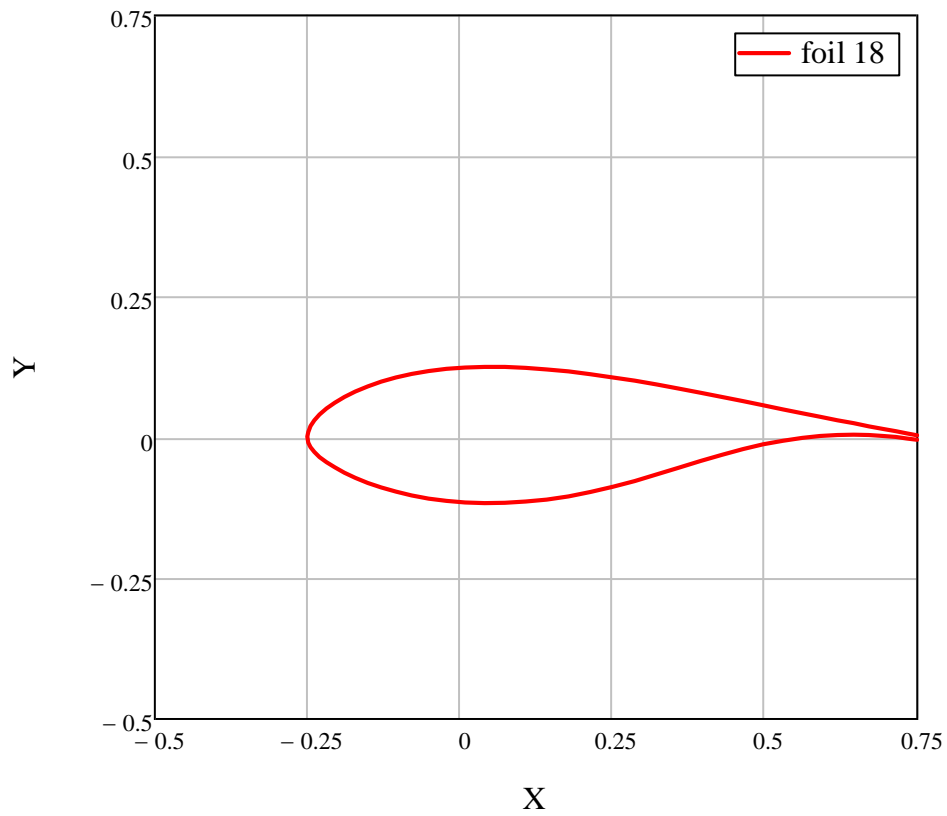


Figura ApA-36. Geometria do aerofólio FOIL 18.

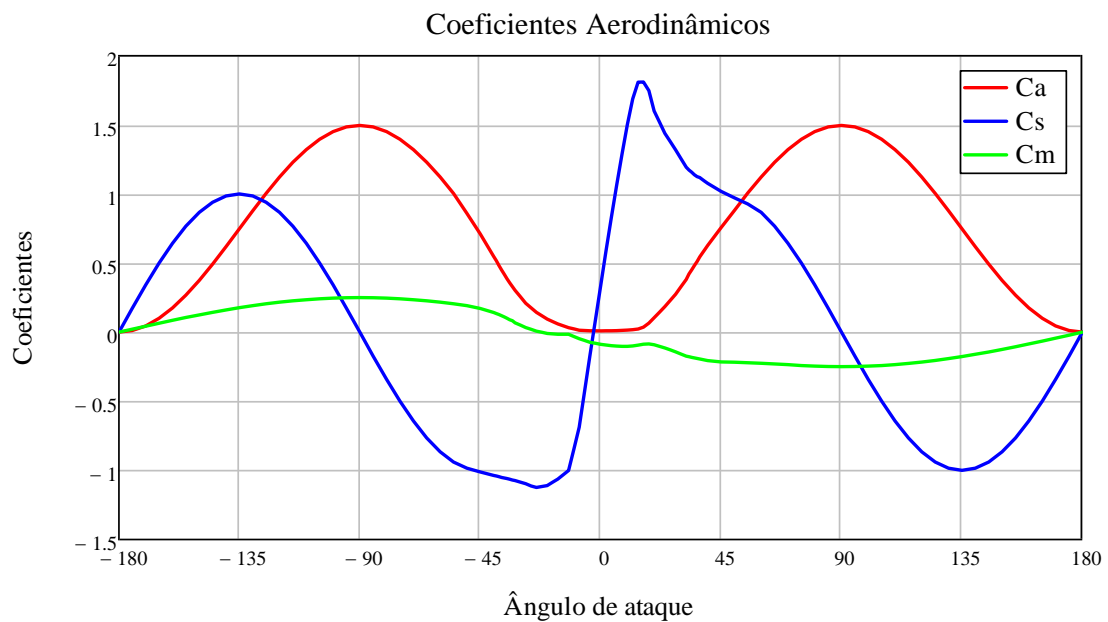


Figura ApA-37. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 18.

FOIL 19

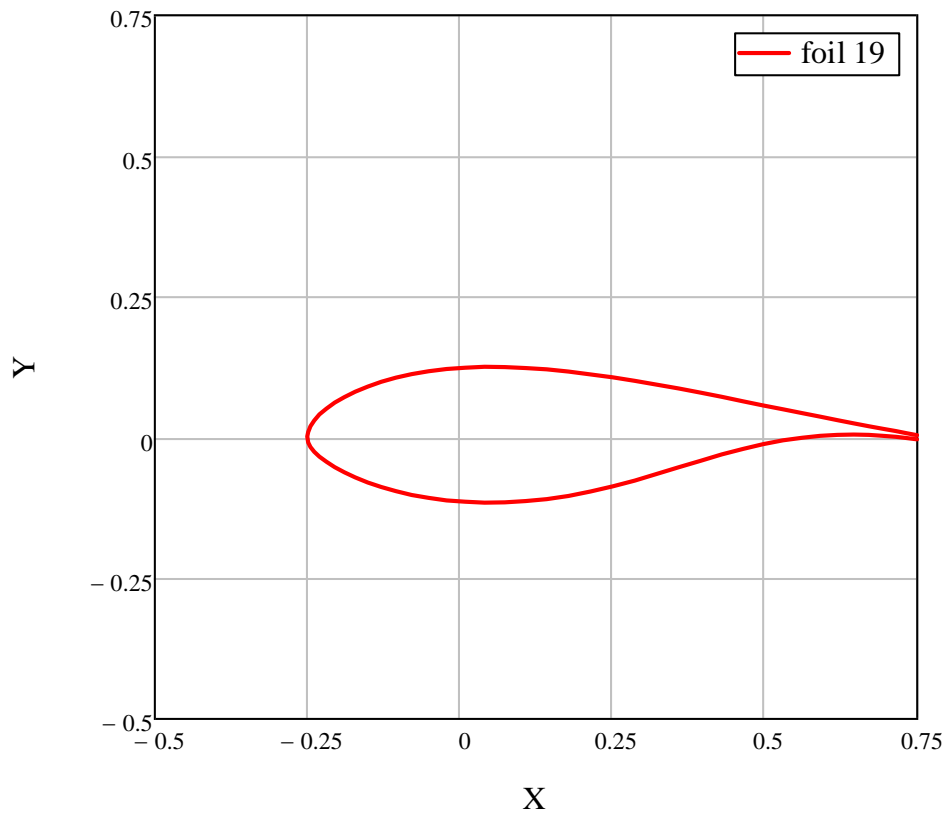


Figura ApA-38. Geometria do aerofólio FOIL 19.

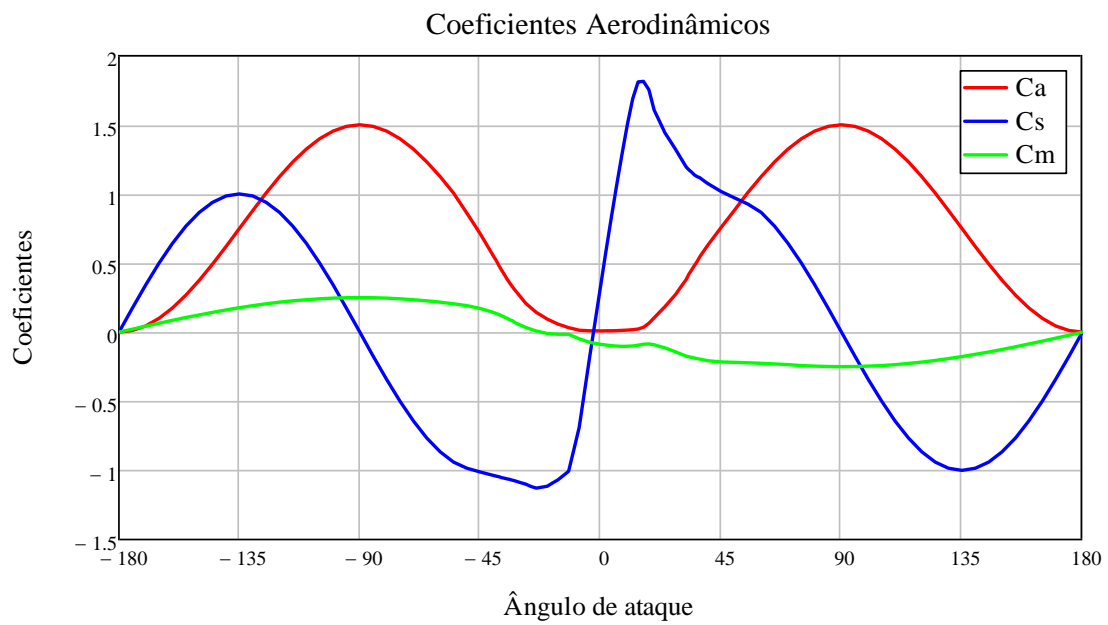


Figura ApA-39. Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio FOIL 19.

## APÊNDICE B - CURVAS DE RESISTÊNCIA NÃO-LINEAR DO SOLO

As curvas p-y foram calculadas de acordo com a metodologia apresentada no item 5.4.2, para solos arenosos, e inseridas no modelo computacional com discretização a cada metro. A Figura ApB-1 apresenta algumas das curvas determinadas, até a profundidade de 20 m, para o solo estudado.

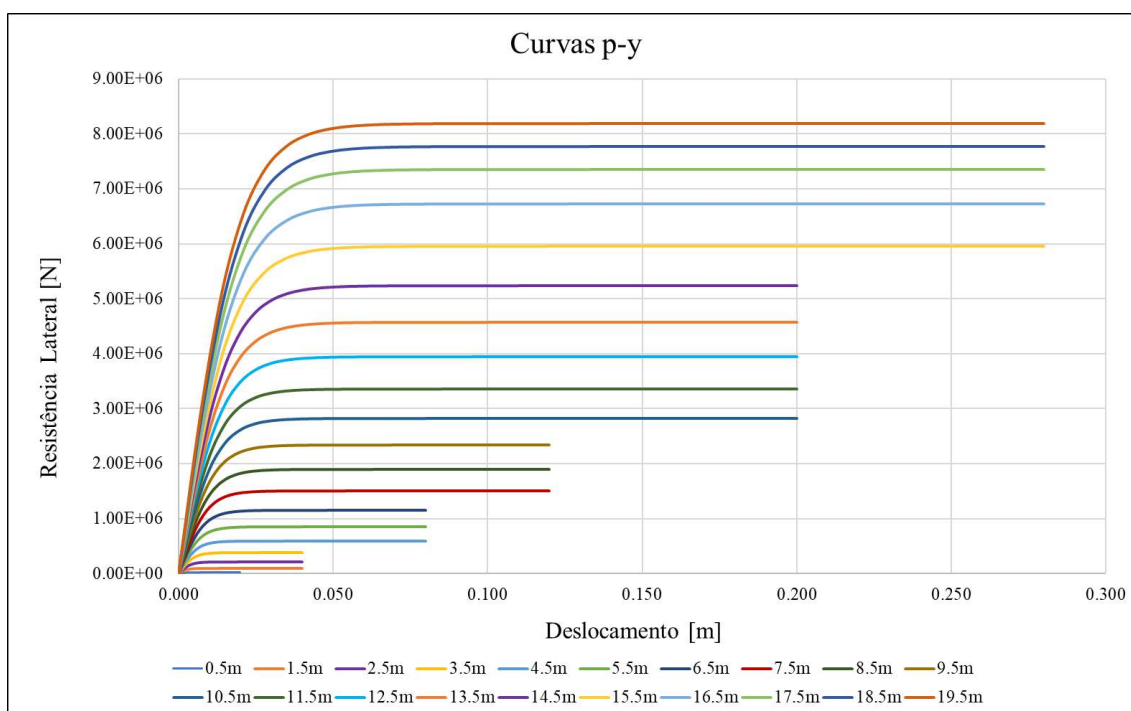


Figura ApB-1. Curvas p-y para solo arenoso.

Já as curvas t-z foram calculadas de acordo com a metodologia apresentada no item 5.2, para solos arenosos, e inseridas no modelo computacional com discretização a cada metro. A Figura ApB-2 apresenta algumas das curvas determinadas, até a profundidade de 20 m, para o solo estudado.

A Figura ApB-3 apresenta a visualização das curvas de resistência lateral nas estacas do modelo computacional no SIMA/RIFLEX, aplicadas a cada metro.

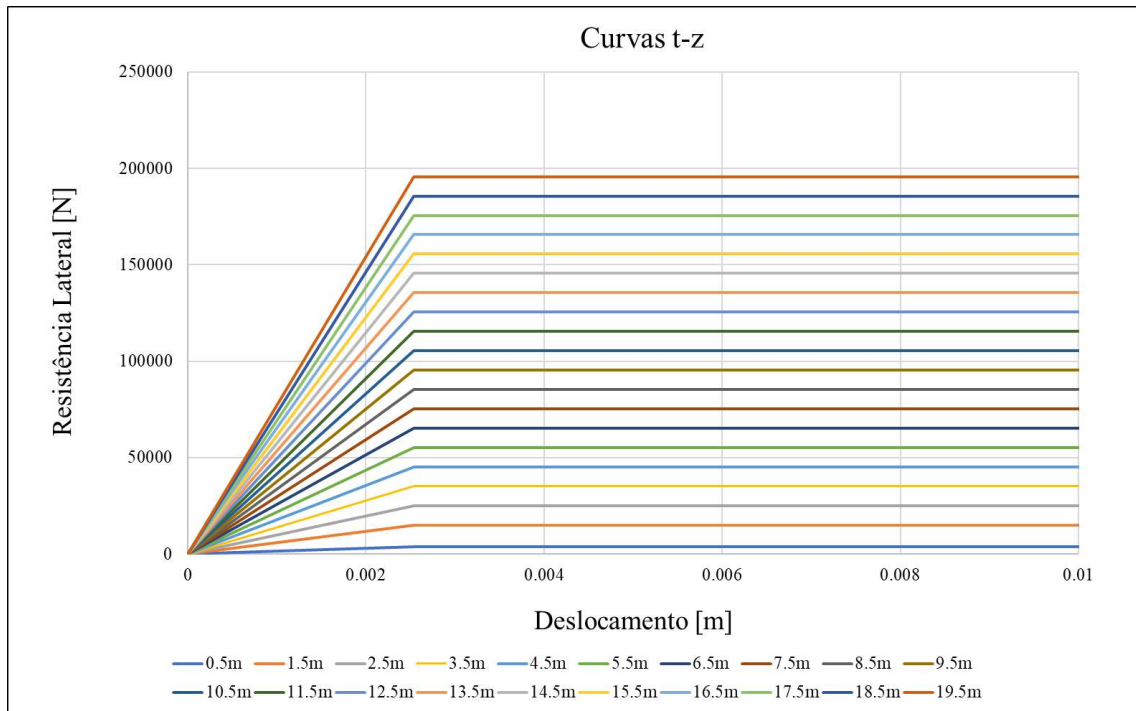


Figura ApB-2. Curvas t-z para solo arenoso.

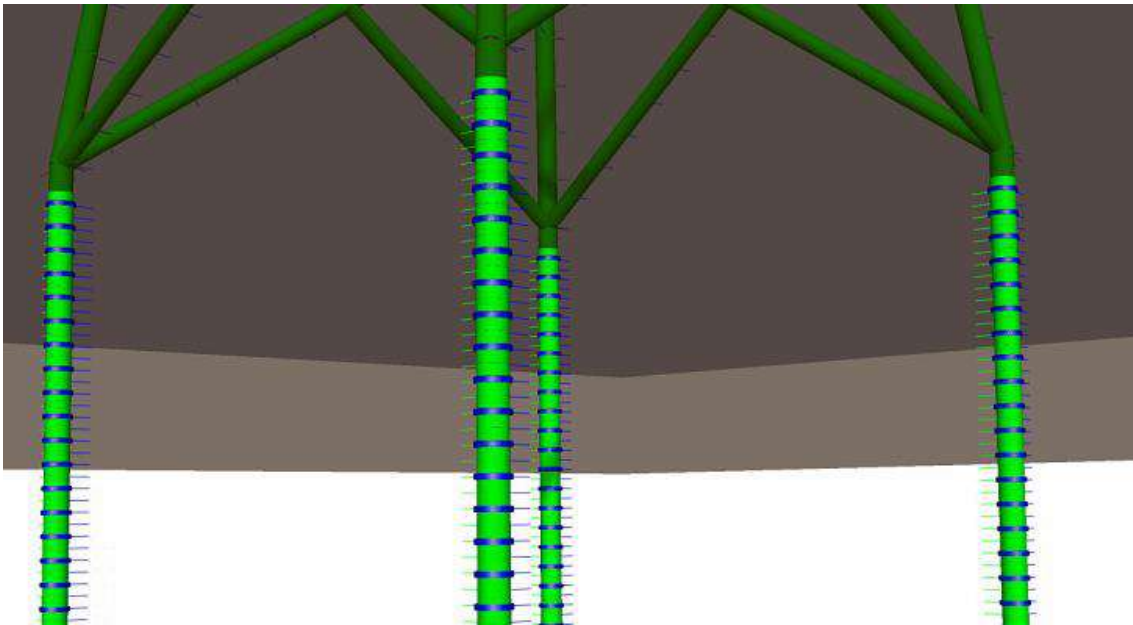


Figura ApB-3. Molas de resistência não-linear no modelo computacional.



A resistência de ponta foi determinada para a estaca estudada, de acordo com a metodologia apresentada no item 5.3. A Figura ApB-4 apresenta as curvas q-z determinadas para diferentes profundidades. É possível observar que, para o solo estudado, a partir de 30 m a curva q-z de resistência apresenta o mesmo comportamento, uma vez que foi atingido o valor máximo de capacidade de ponta, determinado pela API-RP-2A-WSD [38] e API-RP-2GEO [50].

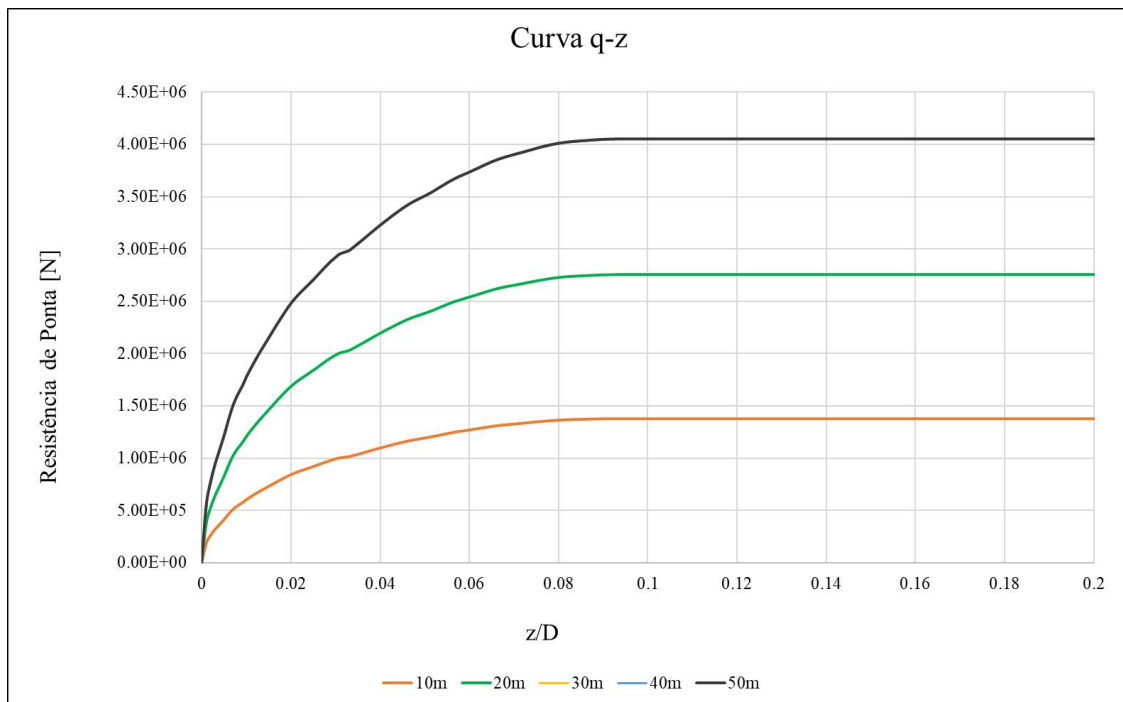


Figura ApB-4. Curvas q-z para solo arenoso.

No caso da jaqueta analisada, foi utilizada a curva de resistência de ponta equivalente à profundidade de 50m, correspondente ao comprimento total das estacas.

## APÊNDICE C - TESTE DA ESTACA ISOLADA PARA CARGA AXIAL.

A capacidade de carga última para a estaca isolada foi calculada de modo analítico, por meio de planilha Mathcad, com base na formulação apresentada no item 5.1, apresentada a seguir.

### Dados da estaca:

Diâmetro externo da estaca:	$de = 1.016 \text{ m}$	
Espessura:	$esp = 0.031 \text{ m}$	
Diâmetro interno:	$di := de - 2esp$	$di = 0.954 \text{ m}$
Coordenadas da estaca:	Nó inicial: $n_i := \begin{pmatrix} 14 \\ 14 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ m}$	Nó final: $n_f := \begin{pmatrix} 14 \\ 14 \\ 50 \end{pmatrix} \text{ m}$
Comprimento da estaca:	$Le := \sqrt{\sum_{i=1}^3 (n_{f_i} - n_{i_i})^2}$	$Le = 50 \text{ m}$

### Parâmetros do solo:

Tipo de solo:	Areia medianamente densa	
Peso específico do solo:	$\gamma := 18.5 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}$	$\gamma_{ag} := 10 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}$
Peso específico do solo submerso:	$\gamma_{sub} := \gamma - \gamma_{ag}$	$\gamma_{sub} = 8.5 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}$
Ângulo de atrito:	$\phi := 35^\circ$	

### Capacidade de Carga Última:

Pressão efetiva de sobrecarga:  $p_0 := \gamma_{sub} \cdot Le$

Fator de atrito:  $\beta := 0.37$

Fator de capacidade de carga adimensional:  $N_q := 20$

#Valores retirados da ISO 19902- 2007

Capacidade de atrito lateral:  $f_{calc,max} := \beta \cdot p_0 = 157.25 \text{ kPa}$   $f_{max\_API} := 81 \text{ kPa}$

$$f := \begin{cases} f_{max} \leftarrow f_{max\_API} \\ f \leftarrow f_{calc,max} & \text{if } f_{calc,max} < f_{max} \\ f \leftarrow f_{max} & \text{if } f_{calc,max} \geq f_{max} \\ f \end{cases} \quad \boxed{f = 81 \text{ kPa}}$$

Capacidade de ponta:  $q_{calc} := N_q \cdot p_0 = 8,5 \cdot \text{MPa}$   $q_{max\_API} := 5 \text{MPa}$

$$q := \begin{cases} q_{max} \leftarrow q_{max\_API} \\ q \leftarrow q_{calc} \text{ if } q_{calc} < q_{max} \\ q \leftarrow q_{max} \text{ if } q_{calc} \geq q_{max} \\ q \end{cases}$$

$q = 5 \cdot \text{MPa}$

Resistência de atrito lateral:  $Q_f := f \cdot A_s$   $Q_f = 12927 \cdot \text{kN}$

Carga de ponta:  $Q_p := q \cdot A_p$   $Q_p = 4054 \cdot \text{kN}$

Capacidade última:  $Q_d := Q_f + Q_p$   $Q_d = 16981 \cdot \text{kN}$  (por estaca)

Capacidade de carga real do solo para cargas extremas:  $Q_{carga.extr} := \frac{Q_d}{F_{Se}}$   $Q_{carga.extr} = 11320 \cdot \text{kN}$

O resultado analítico obtido para a capacidade de carga última foi comparado com a resistência alcançada quando utilizadas as curvas de resistências não-lineares laterais e de ponta. Desse modo, os valores obtidos para os deslocamentos verticais, de acordo com a intensidade da carga axial aplicada no topo da estaca, descritos no item 7.4, estão apresentados na Tabela ApC-1.

Tabela ApC-1. Resultados para carga axial.

Carga axial aplicada (kN)	Deslocamento vertical (m)	Carga axial aplicada (kN)	Deslocamento vertical (m)
1000	-1,57E-04	11000	-2,81E-03
2000	-2,36E-04	12000	-1,35E-02
3000	-3,18E-04	13000	-3,86E-02
4000	-4,13E-04	14000	-7,43E-02
5000	-5,21E-04	15000	-1,62E-01
6000	-6,43E-04	16000	-4,11E-01
7000	-8,57E-04	16500	-6,62E-01
8000	-1,06E-03	16900	-9,78E-01
9000	-1,46E-03	17000	-1,07E+00
10000	-1,86E-03	18000	-2,76E+00

## APÊNDICE D - FORÇA AERODINÂMICA

As Figuras ApD-1 a ApD-12 apresentam as velocidades de incidência do vento na altura do *hub* e forças aerodinâmicas na turbina, para os casos de carregamento 11 a 16, correspondentes a uma intensidade de turbulência de 5,8%.

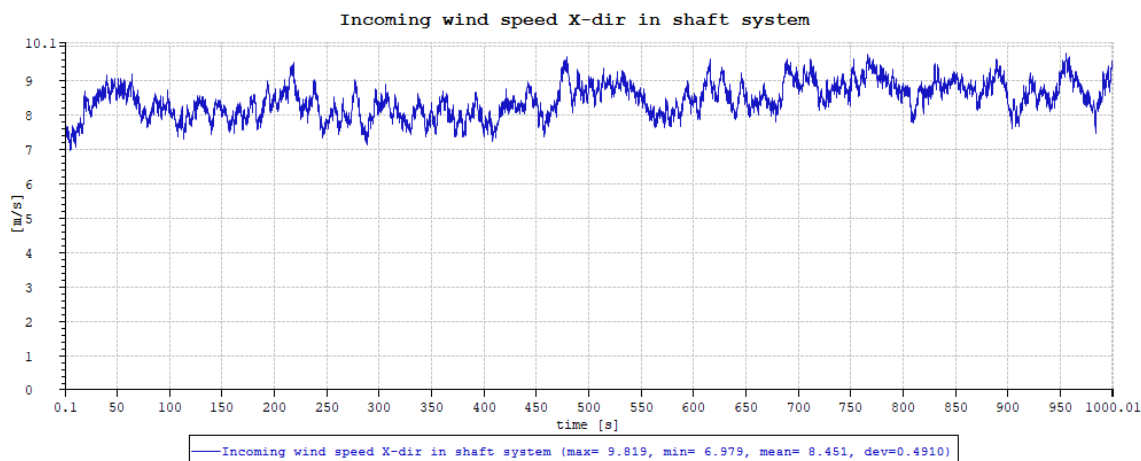


Figura ApD-1. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 11.

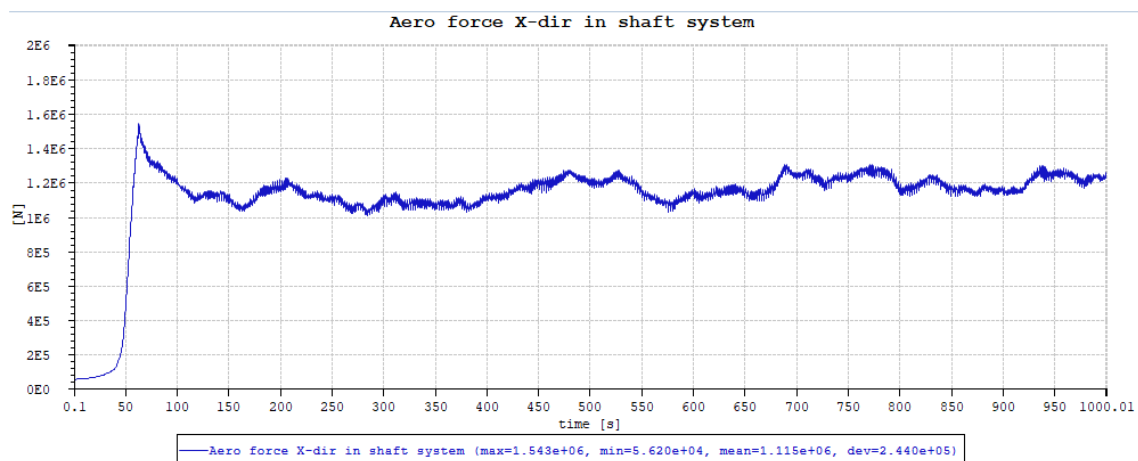


Figura ApD-2. Força aerodinâmica – Carregamento 11.

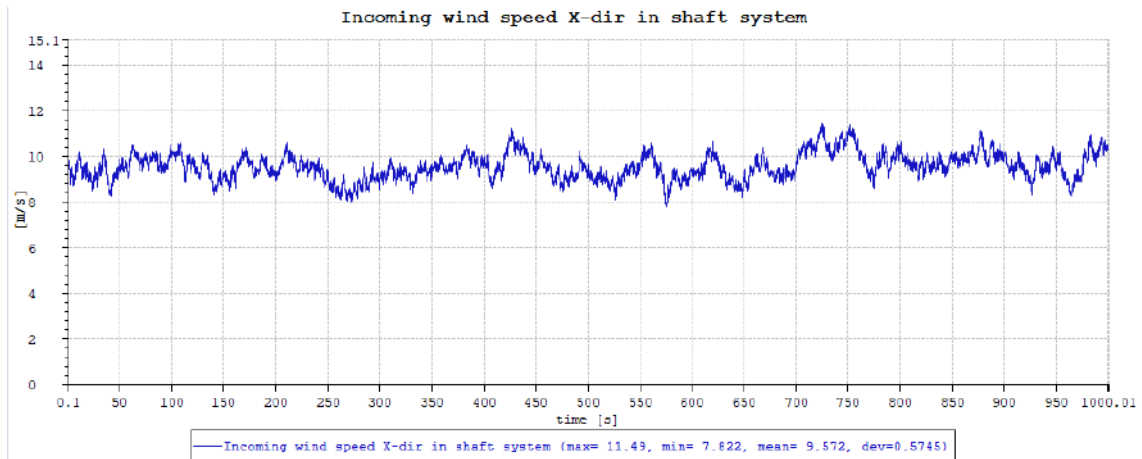


Figura ApD-3. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 12.

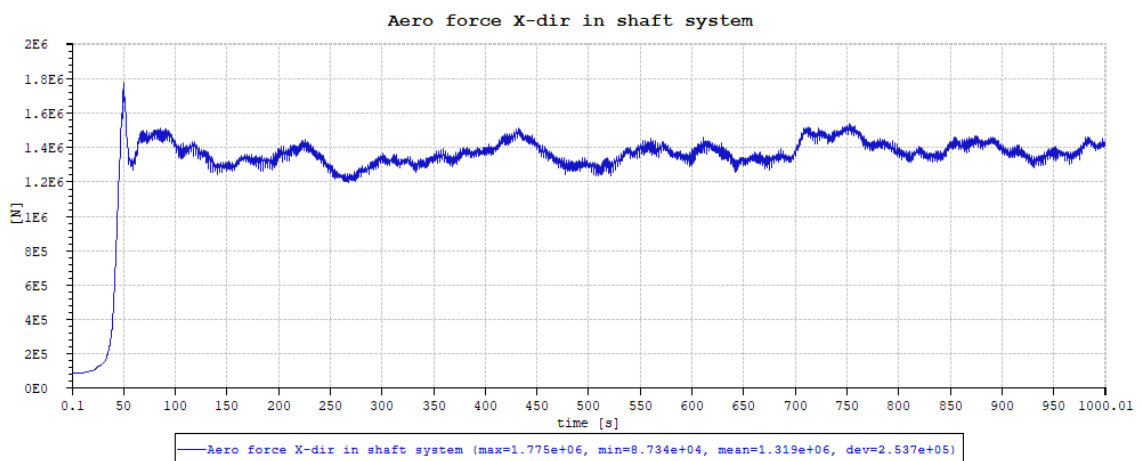


Figura ApD-4. Força aerodinâmica – Carregamento 12.

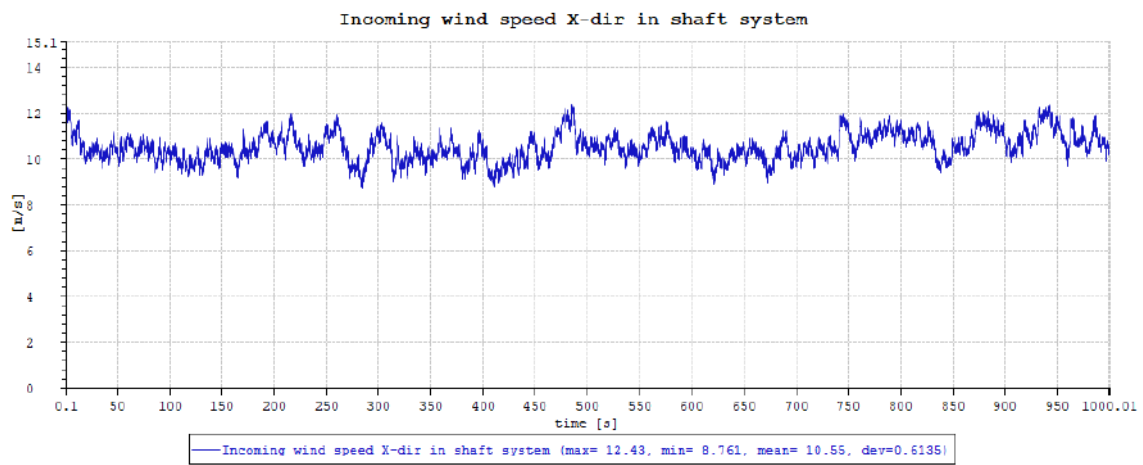


Figura ApD-5. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 13.

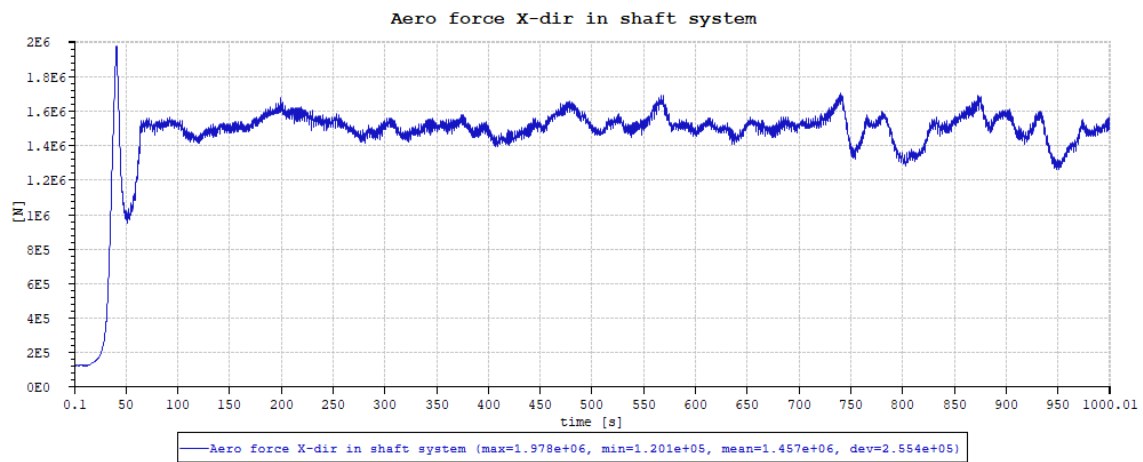


Figura ApD-6. Força aerodinâmica – Carregamento 13.

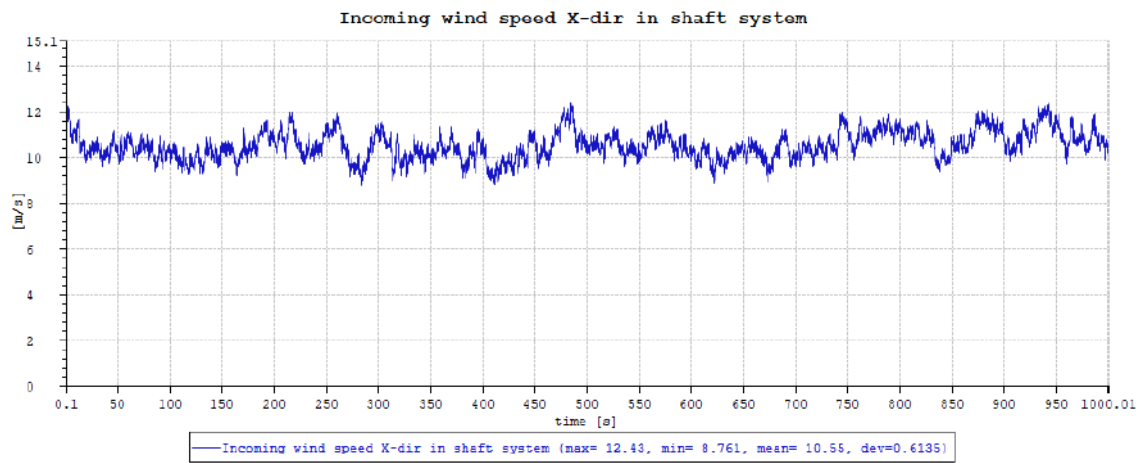


Figura ApD-7. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 14.

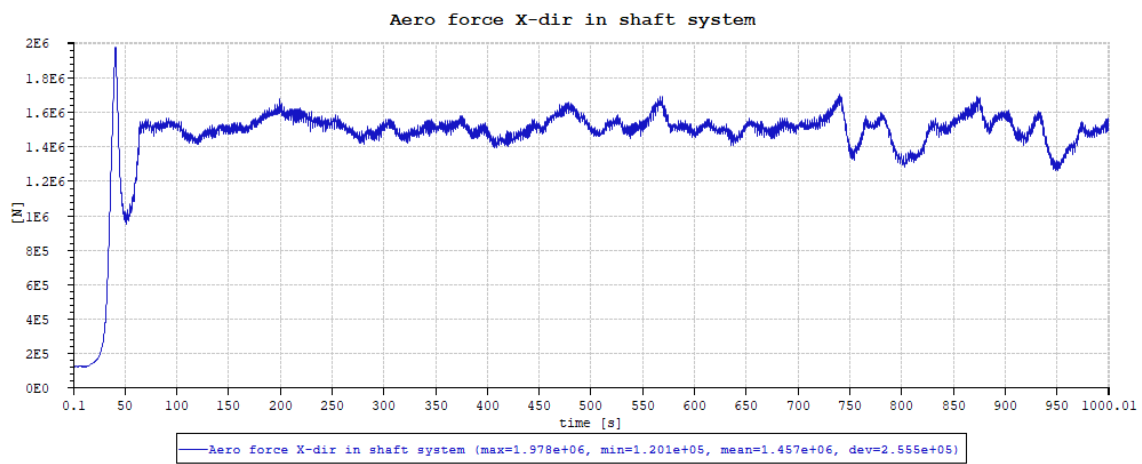


Figura ApD-8. Força aerodinâmica – Carregamento 14.

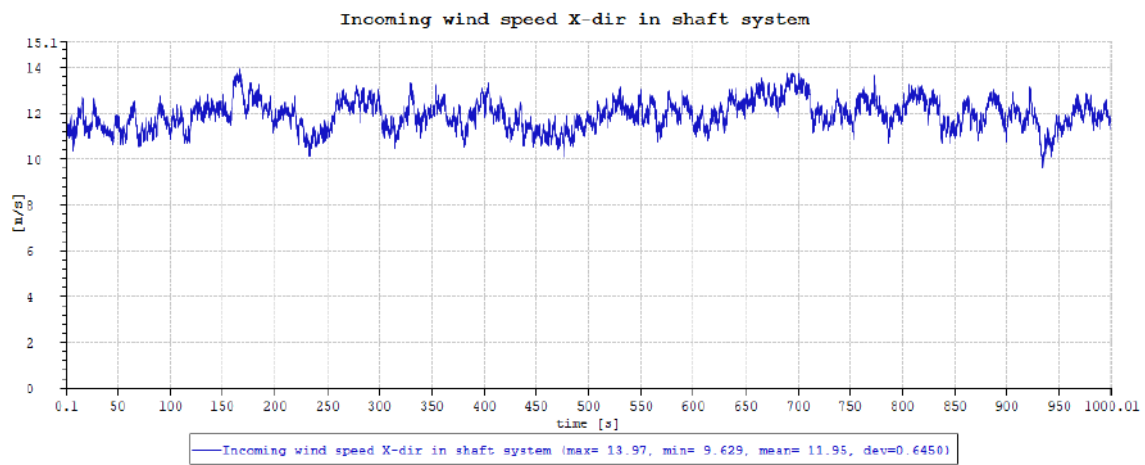


Figura ApD-9. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 15.

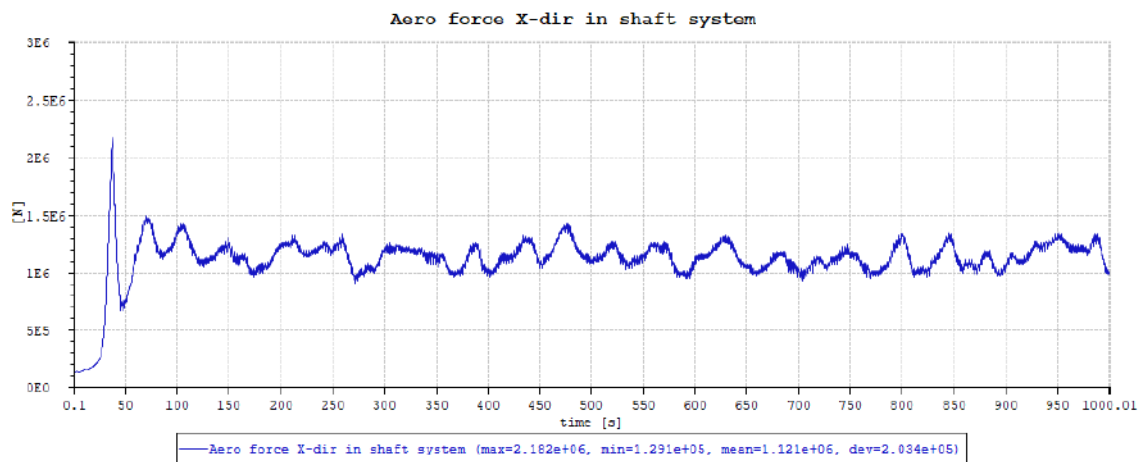


Figura ApD-10. Força aerodinâmica – Carregamento 15.



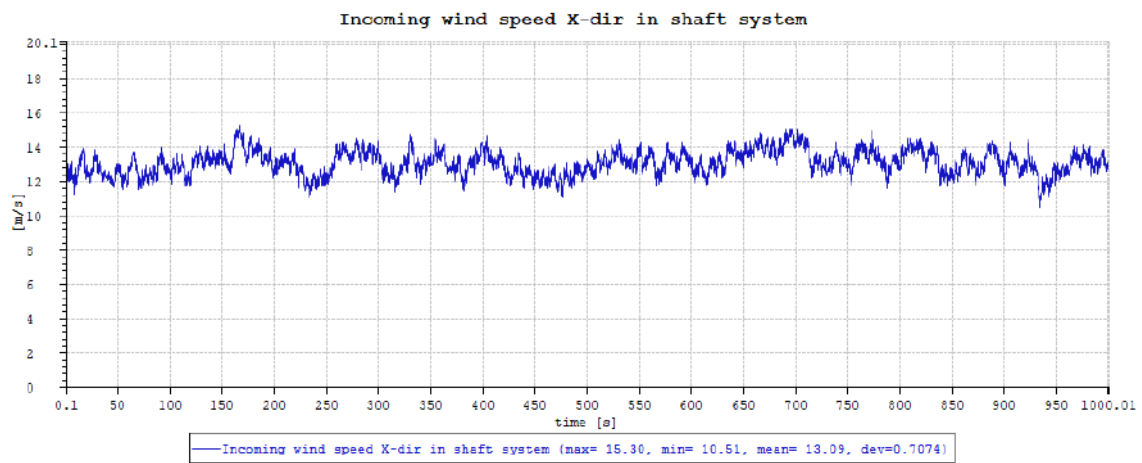


Figura ApD-11. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 16.

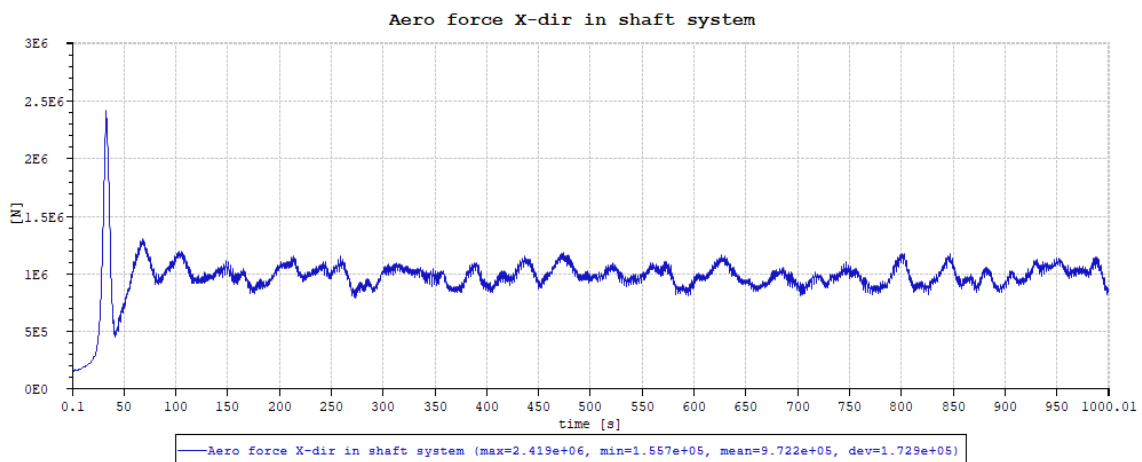


Figura ApD-12. Força aerodinâmica – Carregamento 16.

As Figuras ApD-13 a ApD-24 apresentam as velocidades de incidência do vento na altura do hub e forças aerodinâmicas na turbina, para os casos de carregamento 21 a 26, correspondentes a uma intensidade de turbulência de 7,5%.

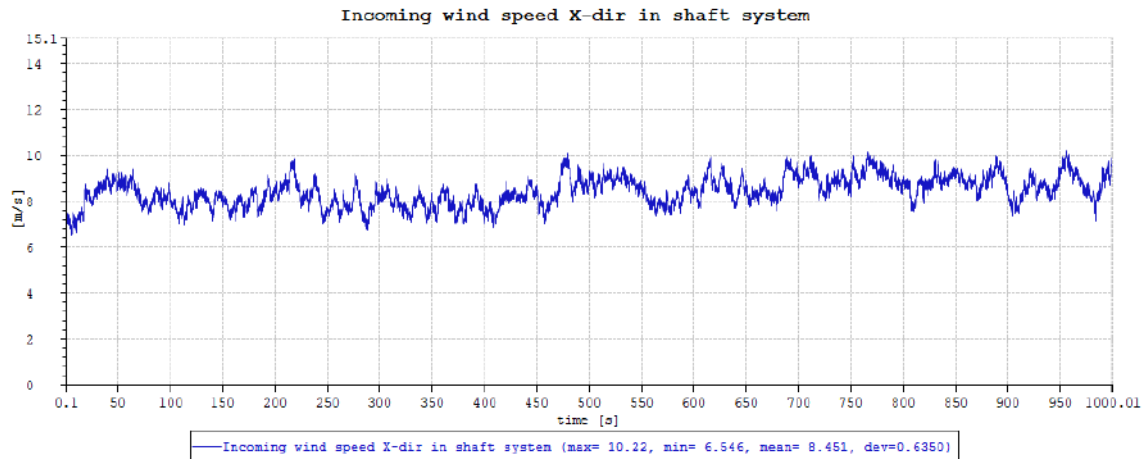


Figura ApD-13. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 21.

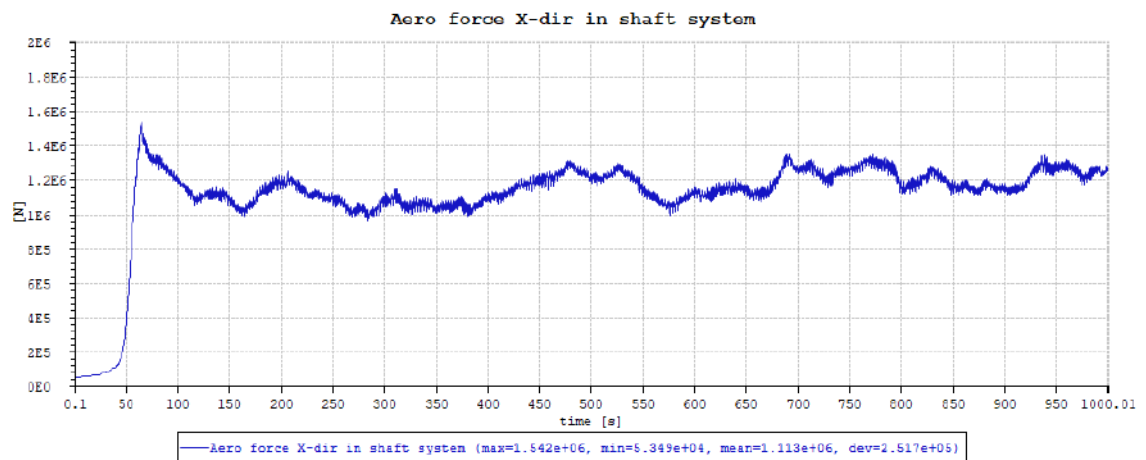


Figura ApD-14. Força aerodinâmica – Carregamento 21.

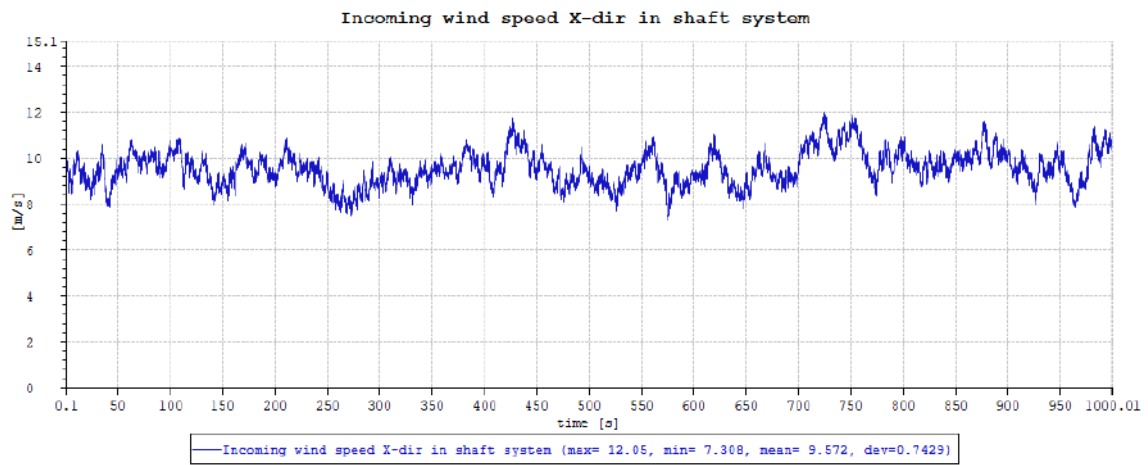


Figura ApD-15. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 22.

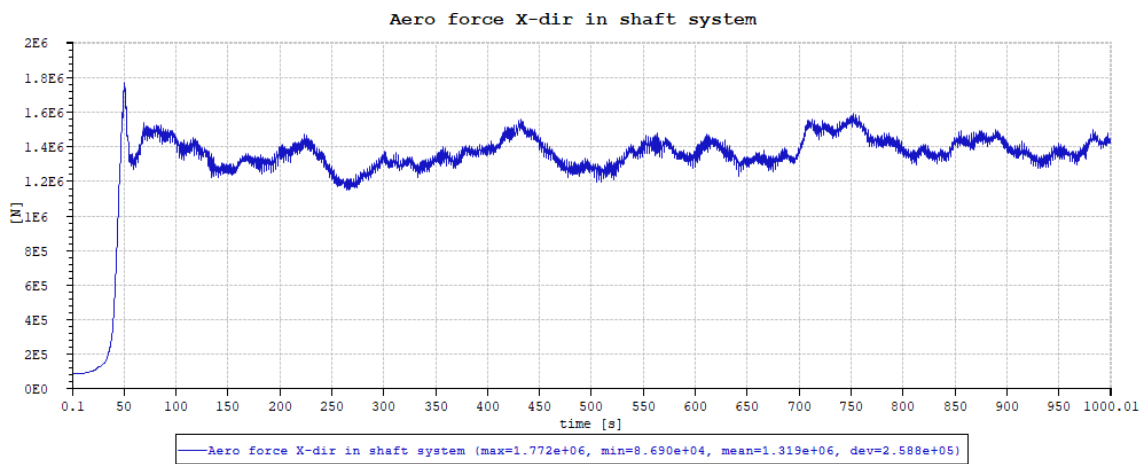


Figura ApD-16. Força aerodinâmica – Carregamento 22.

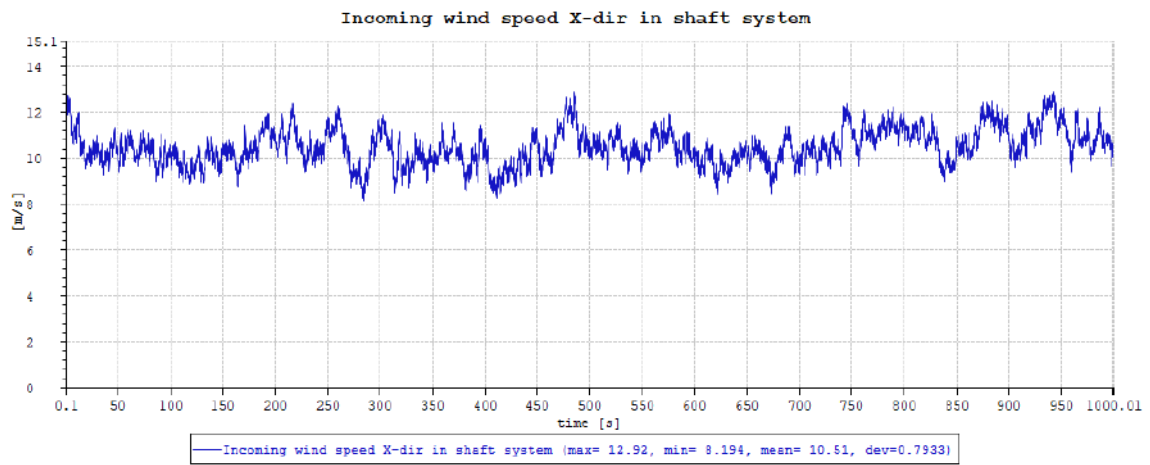


Figura ApD-17. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 23.

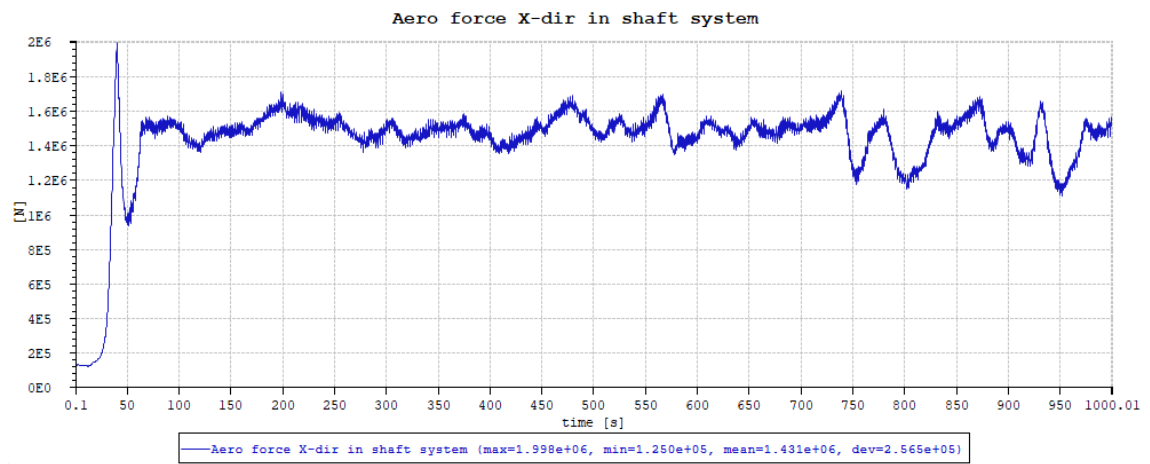


Figura ApD-18. Força aerodinâmica – Carregamento 23.

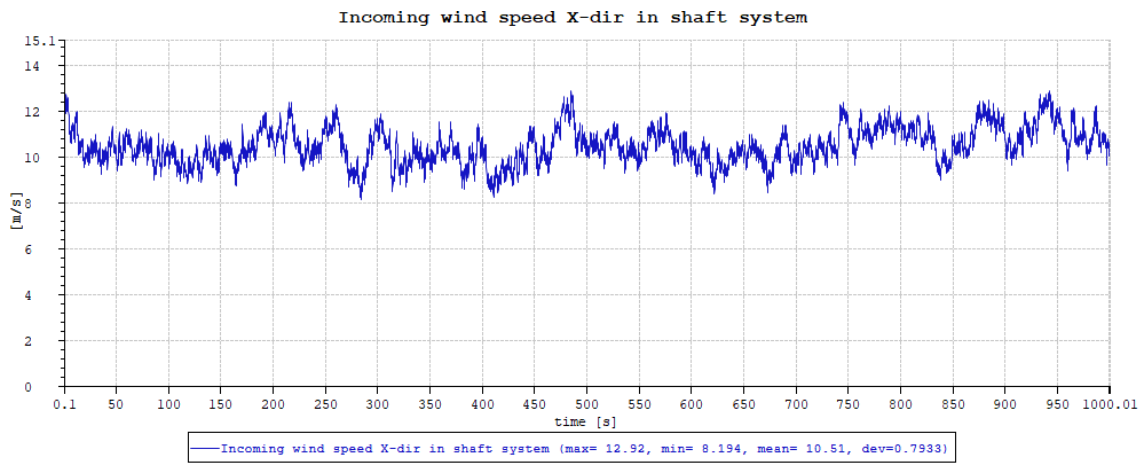


Figura ApD-19. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 24.

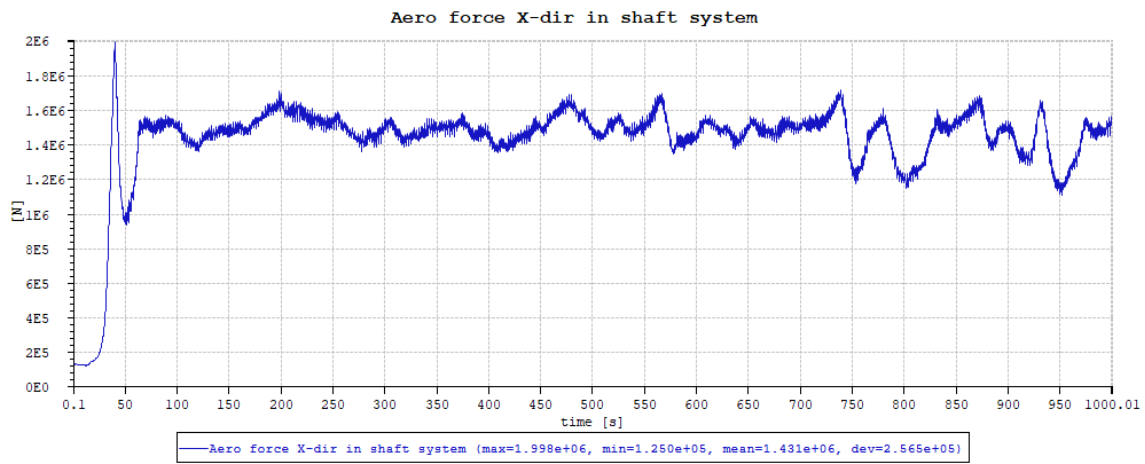


Figura ApD-20. Força aerodinâmica – Carregamento 24.

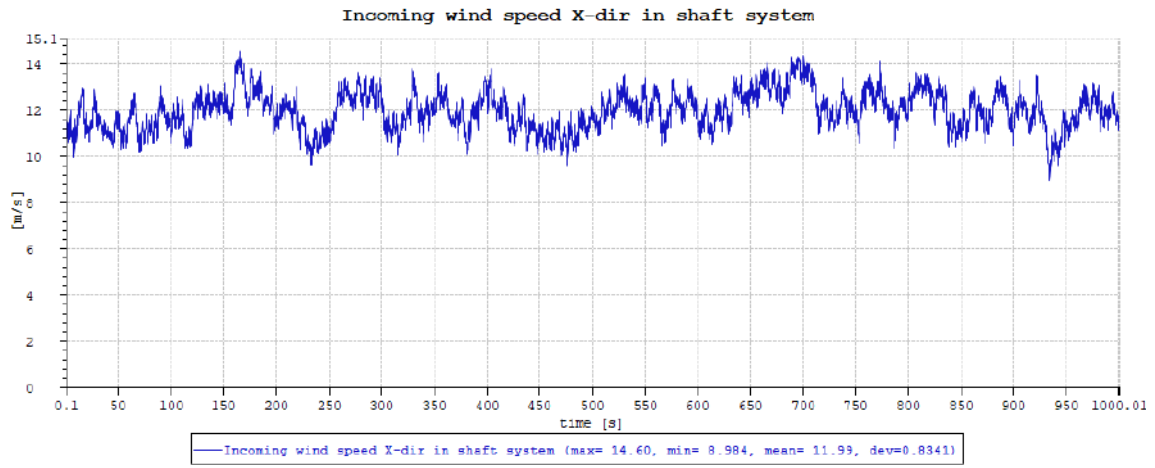


Figura ApD-21. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 25.

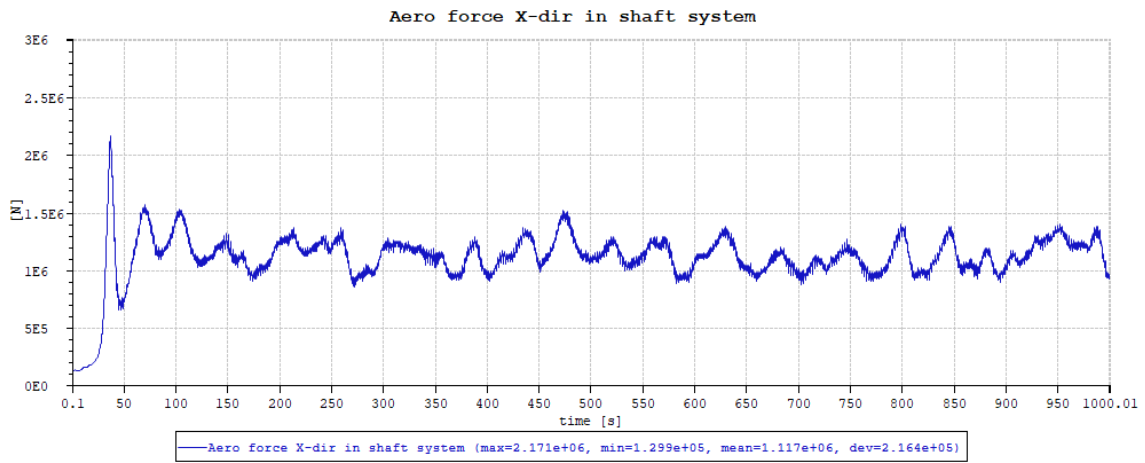


Figura ApD-22. Força aerodinâmica – Carregamento 25.

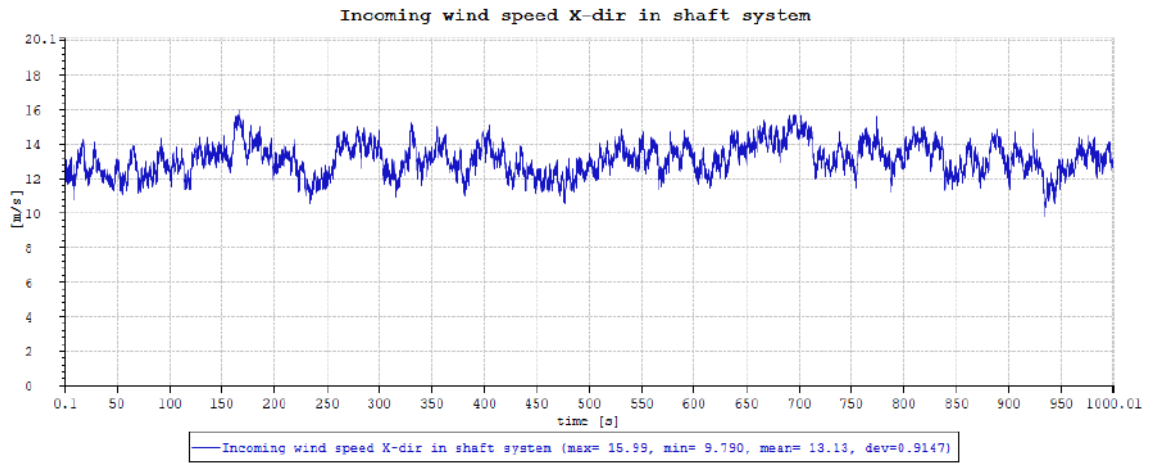


Figura ApD-23. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 26.

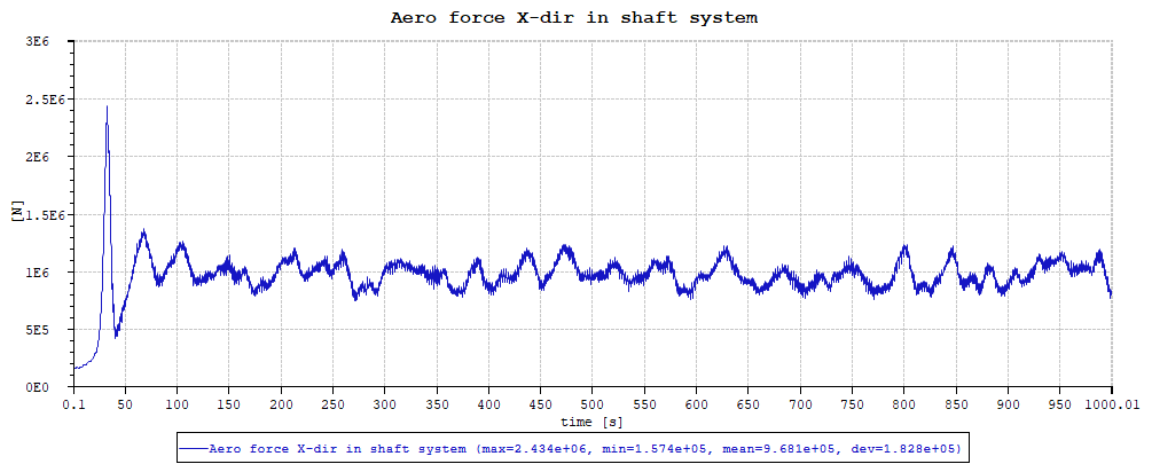


Figura ApD-24. Força aerodinâmica – Carregamento 26.

As Figuras ApD-25 a ApD-36 apresentam as velocidades de incidência do vento na altura do hub e forças aerodinâmicas na turbina, para os casos de carregamento 31 a 36, correspondentes a uma intensidade de turbulência de 10,0%.

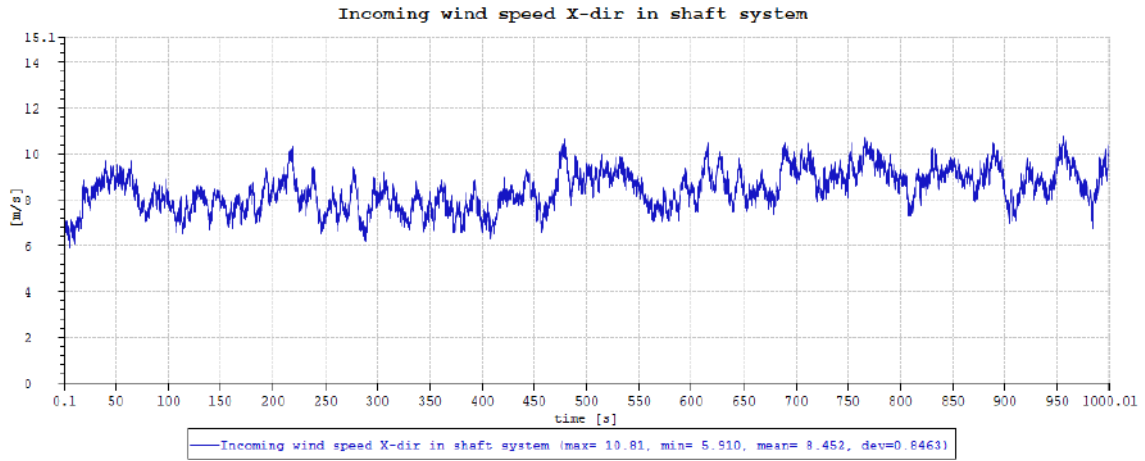


Figura ApD-25. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 31.

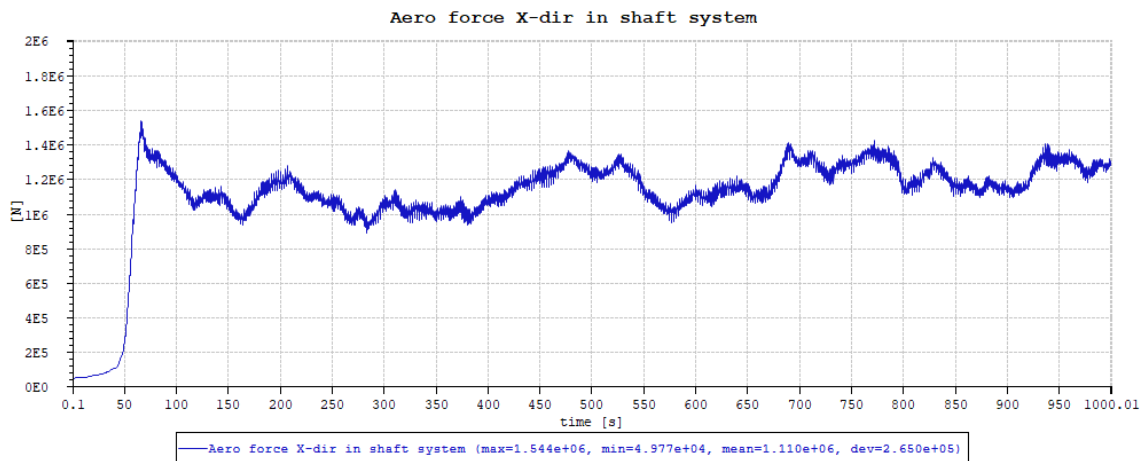


Figura ApD-26. Força aerodinâmica – Carregamento 31.



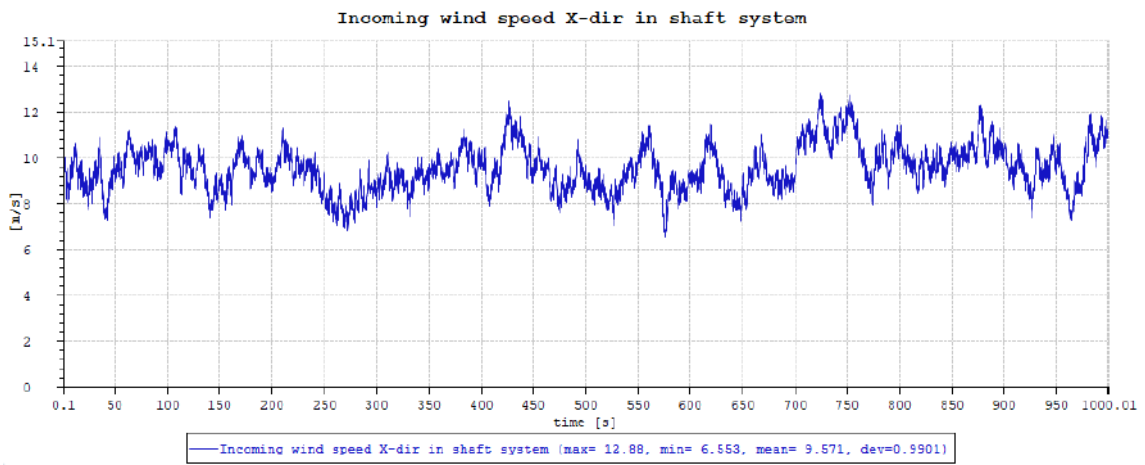


Figura ApD-27. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 32.

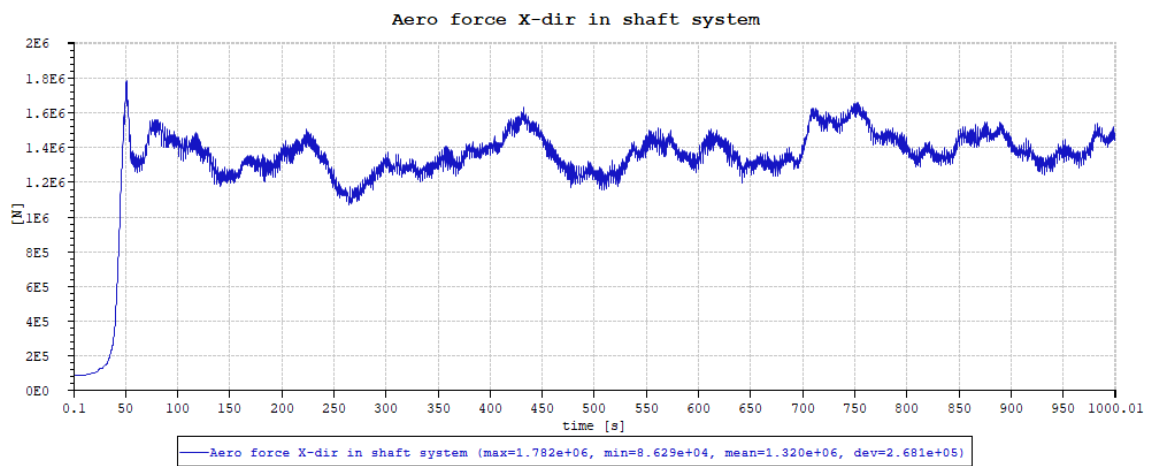


Figura ApD-28. Força aerodinâmica – Carregamento 32.

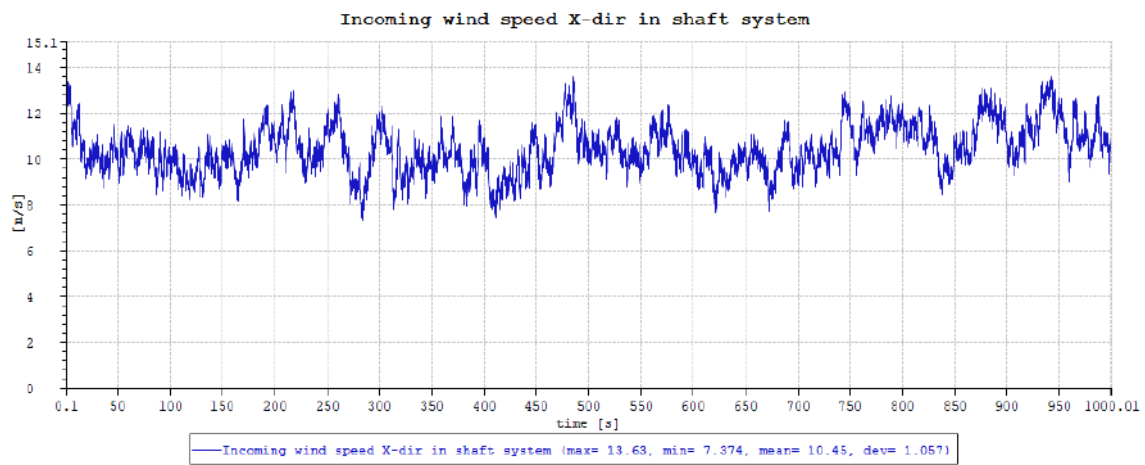


Figura ApD-29. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 33.

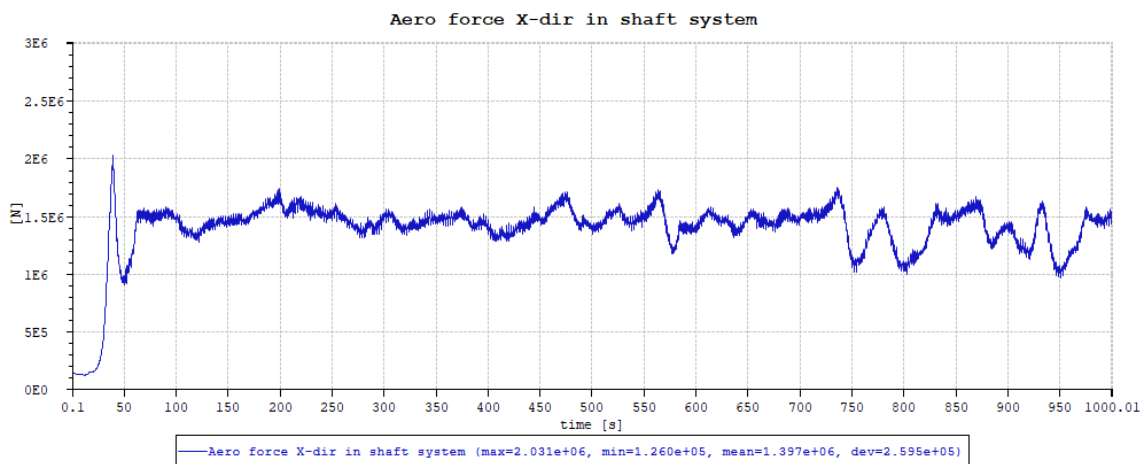


Figura ApD-30. Força aerodinâmica – Carregamento 33.

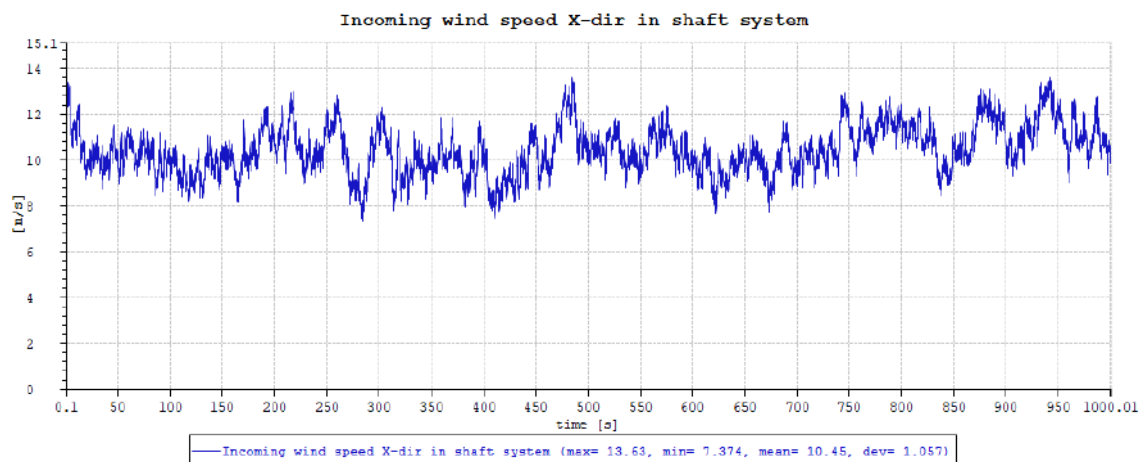


Figura ApD-31. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 34.

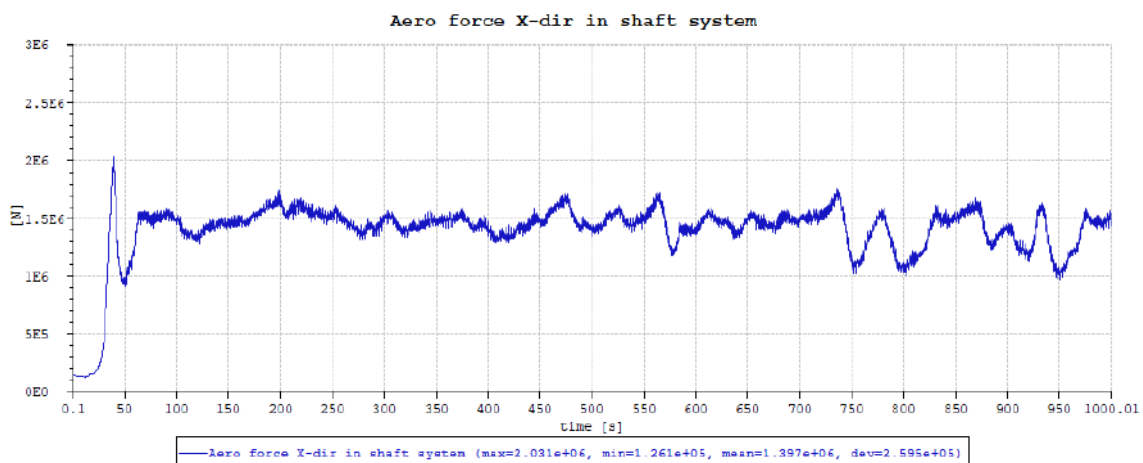


Figura ApD-32. Força aerodinâmica – Carregamento 34.

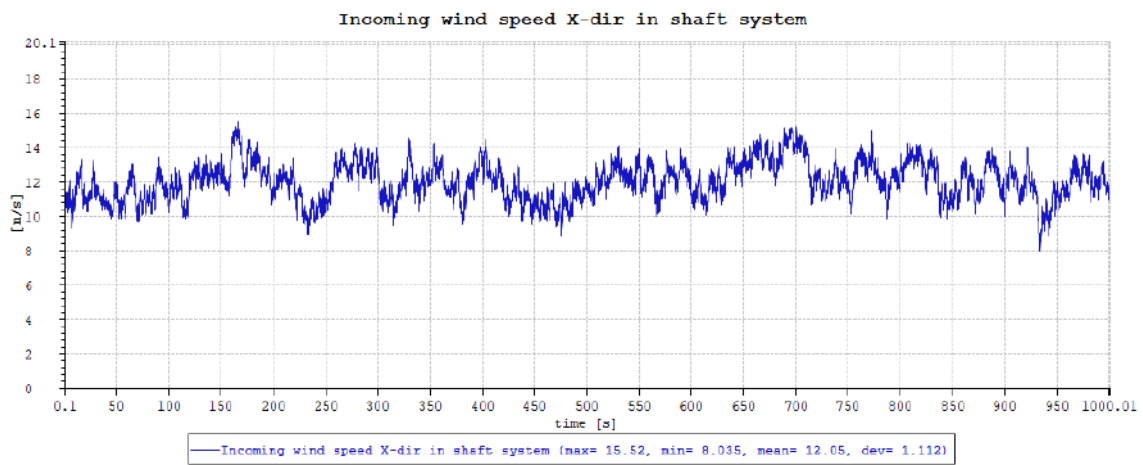


Figura ApD-33. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 35.

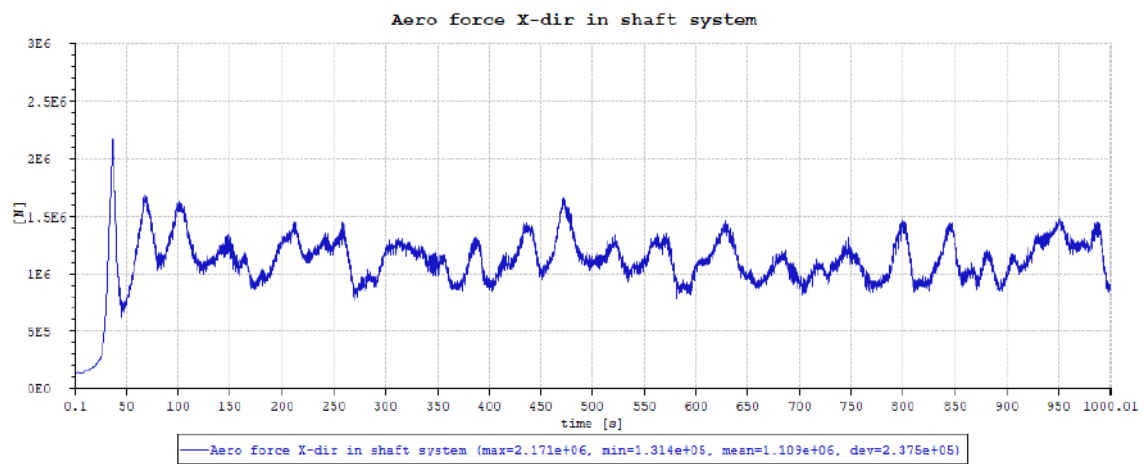


Figura ApD-34. Força aerodinâmica – Carregamento 35.

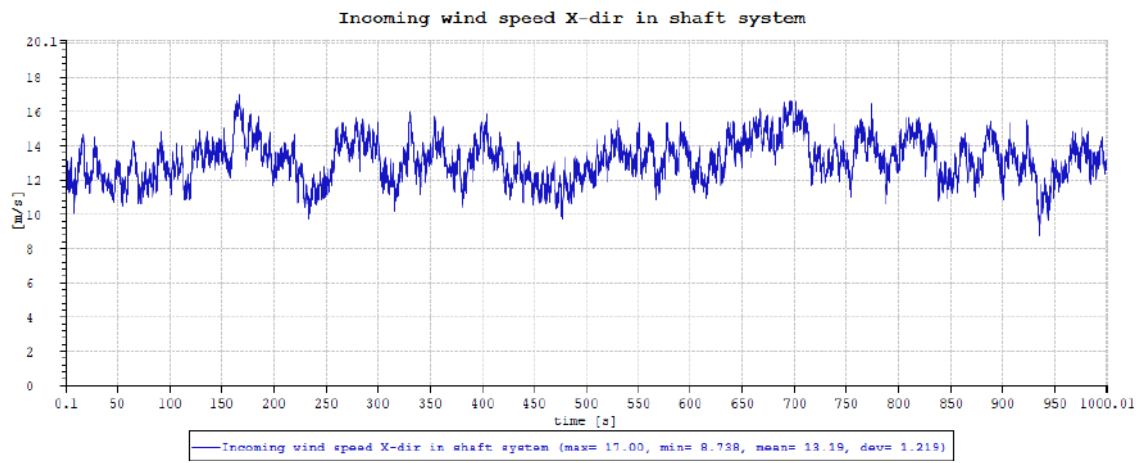


Figura ApD-35. Velocidade do vento na direção X – Carregamento 36.

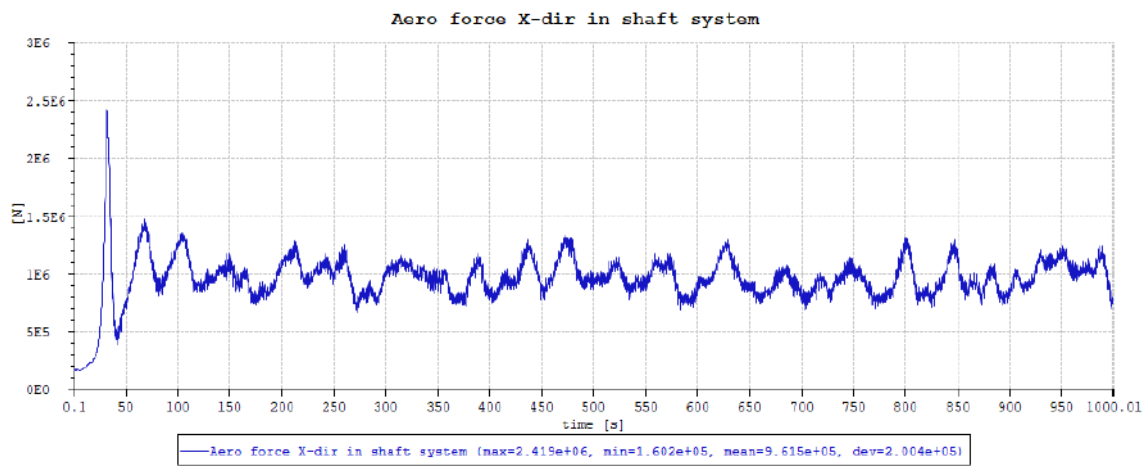


Figura ApD-36. Força aerodinâmica – Carregamento 36.

## APÊNDICE E - DANO À FADIGA

### E.1. Geometria Inicial

As Tabelas ApE-1 a ApE-6 apresentam os valores do dano nas juntas apresentadas na Figura 7-43, para os diferentes carregamentos, associados à um índice de turbulência de 5,4% (Caso 1).

Tabela ApE-1. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 1.

Junta Y1					
Elemento	LEG1L2 (7)	D21L31 (3)	D24L31 (4)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	2,571E-02	2,291E-05	1,753E-05	2,571E-02	5,1%
12	3,934E-02	3,436E-05	2,369E-05	3,934E-02	16,9%
13	2,147E-01	3,052E-04	2,084E-04	2,147E-01	29,7%
14	2,141E-01	3,073E-04	2,066E-04	2,141E-01	16,1%
15	3,927E-01	6,065E-04	4,057E-04	3,927E-01	20,2%
16	2,299E-01	2,409E-04	1,561E-04	2,299E-01	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]				2,13E-01	
Vida útil [anos]				4,7	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>1,6</b>	

Tabela ApE-2. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 1.

Junta Y4					
Elemento	LEG4L2 (7)	D23L34 (3)	D24L34 (2)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	9,359E-03	8,047E-06	5,038E-06	9,359E-03	5,1%
12	1,825E-02	1,347E-05	8,726E-06	1,825E-02	16,9%
13	1,786E-01	1,962E-04	1,292E-04	1,786E-01	29,7%
14	1,844E-01	1,998E-04	1,374E-04	1,844E-01	16,1%
15	3,507E-01	3,782E-04	2,560E-04	3,507E-01	20,2%
16	1,938E-01	1,506E-04	1,036E-04	1,938E-01	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]				1,81E-01	
Vida útil [anos]				5,5	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>1,8</b>	

Tabela ApE-3. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 1.

Junta X1					
Elemento	D21L41 (8)	D21L42 (6)	D21L41 (7)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	1,013E-06	1,050E-07	5,449E-06	5,449E-06	5,1%
12	1,121E-06	2,631E-07	1,161E-05	1,161E-05	16,9%
13	1,860E-05	2,159E-06	1,089E-04	1,089E-04	29,7%
14	1,961E-05	2,289E-06	1,106E-04	1,106E-04	16,1%
15	4,196E-05	3,511E-06	2,065E-04	2,065E-04	20,2%
16	1,896E-05	1,382E-06	7,967E-05	7,967E-05	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]				1,04E-04	
Vida útil [anos]				9637,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>3212,6</b>	

Tabela ApE-4. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 1.

Junta X4					
Elemento	D24L44 (6)	D24L41 (8)	D24L34 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	9,379E-06	4,632E-07	1,862E-07	9,379E-06	5,1%
12	7,083E-06	4,055E-07	2,012E-07	7,083E-06	16,9%
13	7,007E-05	5,189E-06	3,418E-06	7,007E-05	29,7%
14	6,797E-05	5,602E-06	3,720E-06	6,797E-05	16,1%
15	1,861E-04	1,342E-05	8,619E-06	1,861E-04	20,2%
16	8,836E-05	6,839E-06	4,423E-06	8,836E-05	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]				8,17E-05	
Vida útil [anos]				12241,7	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>4080,6</b>	

Tabela ApE-5. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 1.

Junta K1							
Elemento	LEG1L3 (2)	D31L41 (1)	D21L41 (1)	D34L41 (5)	D24L41 (1)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
11	7,142E-03	4,486E-06	2,355E-06	3,849E-06	9,114E-06	7,142E-03	5,1%
12	8,239E-03	4,340E-06	3,463E-06	3,213E-06	7,743E-06	8,239E-03	16,9%
13	6,933E-02	1,371E-05	2,854E-05	2,559E-05	6,409E-05	6,933E-02	29,7%
14	7,032E-02	3,464E-05	4,885E-05	3,499E-05	7,923E-05	7,032E-02	16,1%
15	1,463E-01	7,987E-05	1,041E-04	1,068E-04	2,192E-04	1,463E-01	20,2%
16	7,254E-02	7,968E-05	4,662E-05	7,223E-05	1,379E-04	7,254E-02	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						7,20E-02	
Vida útil [anos]						13,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>4,6</b>	

Tabela ApE-6. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 1.

Junta K4							
Elemento	LEG4L3 (4)	D33L44 (5)	D23L44 (5)	D34L44 (1)	D24L44 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
11	2,116E-04	5,770E-06	1,431E-06	6,410E-06	8,591E-06	2,116E-04	5,1%
12	4,620E-04	6,788E-06	2,806E-06	5,406E-06	7,516E-06	4,620E-04	16,9%
13	1,024E-02	2,002E-05	1,966E-05	4,303E-05	8,008E-05	1,024E-02	29,7%
14	1,142E-02	4,195E-05	4,774E-05	4,153E-05	7,580E-05	1,142E-02	16,1%
15	2,231E-02	7,315E-05	8,405E-05	1,228E-04	1,898E-04	2,231E-02	20,2%
16	8,317E-03	6,466E-05	3,797E-05	6,904E-05	8,643E-05	8,317E-03	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						1,05E-02	
Vida útil [anos]						95,4	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>31,8</b>	

As Tabelas ApE-7 a ApE-12 apresentam os valores do dano nas juntas apresentadas na Figura 7-43, para os diferentes carregamentos, associados à um índice de turbulência de 7,5% (Caso 2).

Tabela ApE-7. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 2.

Junta Y1					
Elemento	LEG1L2 (7)	D21L31 (3)	D24L31 (4)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
21	6,919E-02	7,713E-05	5,840E-05	6,919E-02	5,1%
22	1,037E-01	1,311E-04	9,167E-05	1,037E-01	16,9%
23	5,671E-01	1,339E-03	9,241E-04	5,671E-01	29,7%
24	5,748E-01	1,331E-03	9,110E-04	5,748E-01	16,1%
25	8,845E-01	2,263E-03	1,518E-03	8,845E-01	20,2%
26	5,268E-01	8,641E-04	5,576E-04	5,268E-01	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				5,24E-01	
Vida útil [anos]				1,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>0,6</b>	

Tabela ApE-8. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 2.

Junta Y4					
Elemento	LEG4L2 (7)	D23L34 (3)	D24L34 (2)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
21	3,653E-02	3,087E-05	2,039E-05	3,653E-02	5,1%
22	5,697E-02	4,916E-05	3,176E-05	5,697E-02	16,9%
23	5,179E-01	8,966E-04	6,093E-04	5,179E-01	29,7%
24	5,263E-01	9,020E-04	6,205E-04	5,263E-01	16,1%
25	7,983E-01	1,408E-03	9,257E-04	7,983E-01	20,2%
26	4,521E-01	5,515E-04	3,713E-04	4,521E-01	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				4,66E-01	
Vida útil [anos]				2,1	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>0,7</b>	

Tabela ApE-9. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 2.

Junta X1					
Elemento	D21L41 (8)	D21L42 (6)	D21L41 (7)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
21	3,657E-06	3,155E-07	1,948E-05	1,948E-05	5,1%
22	3,944E-06	9,650E-07	4,447E-05	4,447E-05	16,9%
23	7,840E-05	7,804E-06	4,585E-04	4,585E-04	29,7%
24	8,646E-05	9,408E-06	4,684E-04	4,684E-04	16,1%
25	1,328E-04	1,229E-05	7,693E-04	7,693E-04	20,2%
26	6,537E-05	4,386E-06	2,759E-04	2,759E-04	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				4,09E-04	
Vida útil [anos]				2445,2	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>815,1</b>	



Tabela ApE-10. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 2.

Junta X4					
Elemento	D24L44 (6)	D24L41 (8)	D24L34 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
21	3,232E-05	1,708E-06	7,093E-07	3,232E-05	5,1%
22	2,534E-05	1,413E-06	6,823E-07	2,534E-05	16,9%
23	3,172E-04	2,687E-05	1,744E-05	3,172E-04	29,7%
24	3,184E-04	2,714E-05	1,821E-05	3,184E-04	16,1%
25	6,425E-04	4,764E-05	3,049E-05	6,425E-04	20,2%
26	3,033E-04	2,309E-05	1,435E-05	3,033E-04	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				3,18E-04	
Vida útil [anos]				3146,3	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>1048,8</b>	

Tabela ApE-11. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 2.

Junta K1							
Elemento	LEG1L3 (2)	D31L41 (1)	D21L41 (1)	D34L41 (5)	D24L41 (1)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
21	2,375E-02	6,912E-06	7,072E-06	1,525E-05	3,331E-05	2,375E-02	5,1%
22	3,142E-02	6,561E-06	9,983E-06	9,594E-06	2,570E-05	3,142E-02	16,9%
23	2,248E-01	2,902E-05	1,001E-04	1,481E-04	3,616E-04	2,248E-01	29,7%
24	2,245E-01	5,671E-05	1,672E-04	1,511E-04	3,711E-04	2,245E-01	16,1%
25	3,614E-01	1,323E-04	2,568E-04	3,411E-04	7,581E-04	3,614E-01	20,2%
26	2,174E-01	1,251E-04	1,100E-04	2,105E-04	4,444E-04	2,174E-01	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						2,09E-01	
Vida útil [anos]						4,8	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>1,6</b>	

Tabela ApE-12. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 2.

Junta K4							
Elemento	LEG4L3 (4)	D33L44 (5)	D23L44 (5)	D34L44 (1)	D24L44 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
21	8,104E-04	3,237E-06	2,843E-06	4,085E-07	5,066E-07	8,104E-04	5,1%
22	1,663E-03	2,996E-06	2,535E-06	5,279E-07	1,122E-06	1,663E-03	16,9%
23	4,922E-02	9,188E-06	2,158E-05	3,507E-06	1,567E-05	4,922E-02	29,7%
24	5,018E-02	3,493E-05	3,684E-05	4,221E-06	2,091E-05	5,018E-02	16,1%
25	7,499E-02	3,477E-05	4,894E-05	5,918E-06	2,421E-05	7,499E-02	20,2%
26	3,014E-02	3,677E-05	5,892E-05	5,011E-06	1,079E-05	3,014E-02	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						4,18E-02	
Vida útil [anos]						23,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>8,0</b>	

As Tabelas ApE-13 a ApE-18 apresentam os valores do dano nas juntas apresentadas na Figura 7-43, para os diferentes carregamentos, associados à um índice de turbulência de 10,0% (Caso 3).

Tabela ApE-13. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 3.

Junta Y1					
Elemento	LEG1L2 (7)	D21L31 (3)	D24L31 (4)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
31	1,809E-01	3,119E-04	2,365E-04	1,809E-01	5,1%
32	2,902E-01	5,434E-04	3,846E-04	2,902E-01	16,9%
33	1,285E+00	4,771E-03	3,377E-03	1,285E+00	29,7%
34	1,305E+00	4,908E-03	3,448E-03	1,305E+00	16,1%
35	2,150E+00	9,915E-03	6,536E-03	2,150E+00	20,2%
36	1,280E+00	3,380E-03	2,235E-03	1,280E+00	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				1,24E+00	
Vida útil [anos]				0,8	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>0,3</b>	

Tabela ApE-14. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 3.

Junta Y4					
Elemento	LEG4L2 (7)	D23L34 (3)	D24L34 (2)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
31	1,055E-01	1,257E-04	8,356E-05	1,055E-01	5,1%
32	1,571E-01	2,139E-04	1,418E-04	1,571E-01	16,9%
33	1,211E+00	3,130E-03	2,150E-03	1,211E+00	29,7%
34	1,247E+00	3,245E-03	2,245E-03	1,247E+00	16,1%
35	1,933E+00	6,258E-03	4,121E-03	1,933E+00	20,2%
36	1,147E+00	2,273E-03	1,592E-03	1,147E+00	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				1,12E+00	
Vida útil [anos]				0,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>0,3</b>	

Tabela ApE-15. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 3.

Junta X1					
Elemento	D21L41 (8)	D21L42 (6)	D21L41 (7)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
31	1,392E-05	1,193E-06	7,927E-05	7,927E-05	5,1%
32	1,644E-05	4,007E-06	1,872E-04	1,872E-04	16,9%
33	2,555E-04	2,505E-05	1,568E-03	1,568E-03	29,7%
34	3,010E-04	2,866E-05	1,635E-03	1,635E-03	16,1%
35	5,260E-04	4,554E-05	3,291E-03	3,291E-03	20,2%
36	2,440E-04	1,878E-05	1,105E-03	1,105E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				1,56E-03	
Vida útil [anos]				639,7	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>213,2</b>	

Tabela ApE-16. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 3.

Junta X4					
Elemento	D24L44 (6)	D24L41 (8)	D24L34 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
31	1,304E-04	7,084E-06	2,962E-06	1,304E-04	5,1%
32	1,149E-04	6,194E-06	2,948E-06	1,149E-04	16,9%
33	1,184E-03	1,011E-04	6,884E-05	1,184E-03	29,7%
34	1,238E-03	9,996E-05	6,656E-05	1,238E-03	16,1%
35	2,885E-03	2,247E-04	1,468E-04	2,885E-03	20,2%
36	1,240E-03	9,330E-05	5,707E-05	1,240E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				1,31E-03	
Vida útil [anos]				763,6	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>254,5</b>	

Tabela ApE-17. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 3.

Junta K1							
Elemento	LEG1L3 (2)	D31L41 (1)	D21L41 (1)	D34L41 (5)	D24L41 (1)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
31	7,317E-02	1,368E-05	2,388E-05	5,888E-05	1,363E-04	7,317E-02	5,1%
32	9,686E-02	1,259E-05	3,683E-05	3,605E-05	1,009E-04	9,686E-02	16,9%
33	5,363E-01	6,854E-05	3,118E-04	5,323E-04	1,317E-03	5,363E-01	29,7%
34	5,391E-01	1,224E-04	5,072E-04	5,263E-04	1,327E-03	5,391E-01	16,1%
35	9,183E-01	2,734E-04	7,755E-04	1,378E-03	3,187E-03	9,183E-01	20,2%
36	5,235E-01	2,724E-04	3,243E-04	7,780E-04	1,695E-03	5,235E-01	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						5,15E-01	
Vida útil [anos]						1,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>0,6</b>	

Tabela ApE-18. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 3.

Junta K4							
Elemento	LEG4L3 (4)	D33L44 (5)	D23L44 (5)	D34L44 (1)	D24L44 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
31	3,246E-03	4,147E-06	8,047E-06	9,379E-07	1,606E-06	3,246E-03	5,1%
32	6,974E-03	3,630E-06	7,489E-06	1,476E-06	3,937E-06	6,974E-03	16,9%
33	1,415E-01	1,208E-05	7,035E-05	8,254E-06	4,910E-05	1,415E-01	29,7%
34	1,509E-01	3,893E-05	1,083E-04	1,054E-05	6,802E-05	1,509E-01	16,1%
35	2,282E-01	4,642E-05	1,469E-04	1,527E-05	7,065E-05	2,282E-01	20,2%
36	1,203E-01	5,332E-05	1,849E-04	1,342E-05	3,862E-05	1,203E-01	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						1,28E-01	
Vida útil [anos]						7,8	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>2,6</b>	

## E.2. Geometria com Aumento da Espessura

As Tabelas ApE-19 a ApE-22 apresentam os valores do dano nas juntas Y e K, apresentadas na Figura 7-43, para os diferentes carregamentos, associados à um índice de turbulência de 5,4% (Caso 1), para seção da perna da jaqueta com espessura de 31,75mm.

Tabela ApE-19. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 1 – Aumento da espessura.

Junta Y1					
Elemento	LEG1L2 (7)	D21L31 (3)	D24L31 (4)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	7,900E-03	1,839E-05	1,169E-05	7,900E-03	5,1%
12	1,229E-02	2,725E-05	1,619E-05	1,229E-02	16,9%
13	9,077E-02	2,429E-04	1,427E-04	9,077E-02	29,7%
14	9,077E-02	2,446E-04	1,408E-04	9,077E-02	16,1%
15	1,819E-01	4,831E-04	2,761E-04	1,819E-01	20,2%
16	8,546E-02	1,924E-04	1,053E-04	8,546E-02	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]				9,11E-02	
Vida útil [anos]				11,0	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>3,7</b>	

Tabela ApE-20. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 1 – Aumento da espessura .

Junta Y4					
Elemento	LEG4L2 (7)	D23L34 (3)	D24L34 (2)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	2,887E-03	6,500E-06	3,305E-06	2,887E-03	5,1%
12	5,642E-03	1,070E-05	5,872E-06	5,642E-03	16,9%
13	7,742E-02	1,555E-04	8,755E-05	7,742E-02	29,7%
14	7,997E-02	1,588E-04	9,303E-05	7,997E-02	16,1%
15	1,570E-01	3,006E-04	1,737E-04	1,570E-01	20,2%
16	6,698E-02	1,203E-04	6,849E-05	6,698E-02	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				7,68E-02	
Vida útil [anos]				13,0	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>4,3</b>	

Tabela ApE-21. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 1 – Aumento da espessura .

Junta K1							
Elemento	LEG1L3 (2)	D31L41 (1)	D21L41 (1)	D34L41 (5)	D24L41 (1)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
11	2,262E-03	2,364E-06	1,273E-06	2,186E-06	4,924E-06	2,262E-03	5,1%
12	2,639E-03	2,278E-06	1,812E-06	1,784E-06	4,124E-06	2,639E-03	16,9%
13	2,322E-02	7,228E-06	1,521E-05	1,430E-05	3,402E-05	2,322E-02	29,7%
14	2,350E-02	1,791E-05	2,567E-05	1,926E-05	4,217E-05	2,350E-02	16,1%
15	5,386E-02	4,303E-05	5,493E-05	5,981E-05	1,184E-04	5,386E-02	20,2%
16	2,300E-02	4,296E-05	2,464E-05	4,117E-05	7,563E-05	2,300E-02	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						2,49E-02	
Vida útil [anos]						40,2	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>13,4</b>	

Tabela ApE-22. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 1 – Aumento da espessura .

Junta K4							
Elemento	LEG4L3 (4)	D33L44 (5)	D23L44 (5)	D34L44 (1)	D24L44 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
11	2,414E-04	2,839E-06	1,082E-06	1,819E-07	2,369E-07	2,414E-04	5,1%
12	5,270E-04	2,665E-06	1,028E-06	2,325E-07	4,021E-07	5,270E-04	16,9%
13	1,168E-02	7,551E-06	6,198E-06	1,199E-06	4,271E-06	1,168E-02	29,7%
14	1,303E-02	2,860E-05	1,466E-05	1,958E-06	5,745E-06	1,303E-02	16,1%
15	2,545E-02	3,079E-05	2,058E-05	2,770E-06	8,916E-06	2,545E-02	20,2%
16	9,487E-03	3,128E-05	2,291E-05	2,319E-06	4,299E-06	9,487E-03	12,0%
Dano Total Acumulado [1/ano]						1,20E-02	
Vida útil [anos]						83,6	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>27,9</b>	

### E.3. Geometria Final

As Tabelas ApE-23e ApE-28 apresentam os valores do dano nas juntas apresentadas na Figura 7-43, para os diferentes carregamentos, associados à um índice de turbulência de 5,4% (Caso 1), para seção da perna da jaqueta com espessura de 40 mm.

Tabela ApE-23. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 1 – Geometria final.

Junta Y1					
Elemento Carregamento	LEG1L2 (7)	D21L31 (3)	D24L31 (4)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	6,853E-04	1,170E-05	4,262E-06	6,853E-04	5,1%
12	1,065E-03	1,713E-05	9,137E-06	1,065E-03	16,9%
13	8,749E-03	1,531E-04	7,411E-05	8,749E-03	29,7%
14	8,706E-03	1,540E-04	7,615E-05	8,706E-03	16,1%
15	1,934E-02	3,037E-04	1,373E-04	1,934E-02	20,2%
16	7,416E-03	1,216E-04	4,647E-05	7,416E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				9,02E-03	
Vida útil [anos]				110,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>37,0</b>	

Tabela ApE-24. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 1 – Geometria final.

Junta Y4					
Elemento Carregamento	LEG4L2 (7)	D23L34 (3)	D24L34 (2)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	2,508E-04	4,151E-06	5,670E-06	2,508E-04	5,1%
12	4,938E-04	6,745E-06	7,390E-06	4,938E-04	16,9%
13	7,930E-03	9,728E-05	5,435E-05	7,930E-03	29,7%
14	8,329E-03	9,958E-05	7,247E-05	8,329E-03	16,1%
15	1,614E-02	1,889E-04	9,293E-05	1,614E-02	20,2%
16	5,811E-03	7,610E-05	9,201E-05	5,811E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				7,76E-03	
Vida útil [anos]				128,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>43,0</b>	

Tabela ApE-25. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 1 – Geometria final.

Junta X1					
Elemento Carregamento	D21L41 (8)	D21L42 (6)	D21L41 (7)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	1,016E-06	1,051E-07	5,464E-06	5,464E-06	5,1%
12	1,125E-06	2,641E-07	1,164E-05	1,164E-05	16,9%
13	1,865E-05	2,168E-06	1,092E-04	1,092E-04	29,7%
14	1,978E-05	2,298E-06	1,110E-04	1,110E-04	16,1%
15	4,211E-05	3,524E-06	2,070E-04	2,070E-04	20,2%
16	1,902E-05	1,385E-06	7,984E-05	7,984E-05	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				1,04E-04	
Vida útil [anos]				9613,2	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>3204,4</b>	

Tabela ApE-26. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 1 – Geometria final.

Junta X4					
Elemento Carregamento	D24L44 (6)	D24L41 (8)	D24L34 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	9,399E-06	4,642E-07	1,865E-07	9,399E-06	5,1%
12	7,099E-06	4,064E-07	2,017E-07	7,099E-06	16,9%
13	7,024E-05	5,201E-06	3,426E-06	7,024E-05	29,7%
14	6,814E-05	5,615E-06	3,717E-06	6,814E-05	16,1%
15	1,865E-04	1,345E-05	8,637E-06	1,865E-04	20,2%
16	8,853E-05	6,850E-06	4,429E-06	8,853E-05	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				8,19E-05	
Vida útil [anos]				12213,3	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>4071,1</b>	

Tabela ApE-27. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 1 – Geometria final.

Junta K1							
Elemento Carregamento	LEG1L3 (2)	D31L41 (1)	D21L41 (1)	D34L41 (5)	D24L41 (1)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de ocorrência
11	2,021E-04	6,349E-07	3,461E-07	7,059E-07	1,623E-06	2,021E-04	5,1%
12	2,381E-04	6,065E-07	4,624E-07	5,394E-07	1,652E-06	2,381E-04	16,9%
13	2,078E-03	1,953E-06	4,045E-06	4,322E-06	1,831E-05	2,078E-03	29,7%
14	2,092E-03	4,594E-06	6,665E-06	5,680E-06	2,089E-05	2,092E-03	16,1%
15	4,804E-03	1,223E-05	1,434E-05	1,854E-05	4,621E-05	4,804E-03	20,2%
16	2,036E-03	1,224E-05	6,434E-06	1,343E-05	2,189E-05	2,036E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]						2,22E-03	
Vida útil [anos]						450,2	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>150,1</b>	

Tabela ApE-28. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 1 – Geometria final.

Junta K4							
Elemento Carregamento	LEG4L3 (4)	D33L44 (5)	D23L44 (5)	D34L44 (1)	D24L44 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	8,931E-05	8,631E-07	2,252E-07	1,177E-06	2,060E-06	8,931E-05	5,1%
12	1,126E-04	1,009E-06	4,167E-07	9,117E-07	1,847E-06	1,126E-04	16,9%
13	1,875E-03	3,044E-06	2,784E-06	7,096E-06	2,012E-05	1,875E-03	29,7%
14	1,876E-03	5,808E-06	6,475E-06	6,958E-06	1,907E-05	1,876E-03	16,1%
15	3,943E-03	1,134E-05	1,166E-05	2,217E-05	4,450E-05	3,943E-03	20,2%
16	1,629E-03	9,883E-06	5,463E-06	1,283E-05	1,966E-05	1,629E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]						1,88E-03	
Vida útil [anos]						533,1	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>177,7</b>	

As Tabelas ApE-29 a ApE-34 apresentam os valores do dano nas juntas apresentadas na Figura 7-43, para os diferentes carregamentos, associados à um índice de turbulência de 7,5% (Caso 2), para seção da perna da jaqueta com espessura de 40 mm.

Tabela ApE-29. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 2 – Geometria final.

Junta Y1					
Elemento Carregamento	LEG1L2 (7)	D21L31 (3)	D24L31 (4)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	2,382E-03	3,920E-05	1,420E-05	2,382E-03	5,1%
12	4,057E-03	6,515E-05	3,452E-05	4,057E-03	16,9%
13	3,849E-02	6,743E-04	2,932E-04	3,849E-02	29,7%
14	3,935E-02	6,670E-04	3,295E-04	3,935E-02	16,1%
15	6,919E-02	1,136E-03	4,866E-04	6,919E-02	20,2%
16	2,679E-02	4,359E-04	1,574E-04	2,679E-02	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				3,58E-02	
Vida útil [anos]				27,9	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>9,3</b>	

Tabela ApE-30. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 2 – Geometria final.

Junta Y4					
Elemento Carregamento	LEG4L2 (7)	D23L34 (3)	D24L34 (2)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	1,003E-03	1,584E-05	1,422E-05	1,003E-03	5,1%
12	1,807E-03	2,460E-05	2,389E-05	1,807E-03	16,9%
13	3,620E-02	4,503E-04	2,042E-04	3,620E-02	29,7%
14	3,703E-02	4,499E-04	2,425E-04	3,703E-02	16,1%
15	5,906E-02	7,041E-04	2,929E-04	5,906E-02	20,2%
16	2,090E-02	2,785E-04	2,831E-04	2,090E-02	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				3,15E-02	
Vida útil [anos]				31,7	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>10,6</b>	

Tabela ApE-31. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 2 – Geometria final.

Junta X1					
D21L42 (6)	D21L42 (6)	D21L42 (6)	D21L42 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
3,167E-07	3,167E-07	3,167E-07	3,167E-07	3,920E-05	5,1%
9,693E-07	9,693E-07	9,693E-07	9,693E-07	6,515E-05	16,9%
7,863E-06	7,863E-06	7,863E-06	7,863E-06	6,743E-04	29,7%
9,448E-06	9,448E-06	9,448E-06	9,448E-06	6,670E-04	16,1%
1,234E-05	1,234E-05	1,234E-05	1,234E-05	1,136E-03	20,2%
4,400E-06	4,400E-06	4,400E-06	4,400E-06	4,359E-04	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				Dano Total Ponderado [1/ano]	
Vida útil [anos]				Vida útil [anos]	
Vida útil com FS = 3 [anos]				Vida útil com FS = 3 [anos]	

Tabela ApE-32. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 2 – Geometria final.

Junta X4					
Elemento Carregamento	D24L44 (6)	D24L41 (8)	D24L34 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	3,239E-05	1,712E-06	7,107E-07	3,239E-05	5,1%
12	2,539E-05	1,417E-06	6,840E-07	2,539E-05	16,9%
13	3,182E-04	2,703E-05	1,748E-05	3,182E-04	29,7%
14	3,190E-04	2,714E-05	1,826E-05	3,190E-04	16,1%
15	6,428E-04	4,774E-05	3,055E-05	6,428E-04	20,2%
16	3,039E-04	2,310E-05	1,438E-05	3,039E-04	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				3,18E-04	
Vida útil [anos]				3141,2	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>1047,1</b>	

Tabela ApE-33. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 2 – Geometria final.

Junta K1							
Elemento Carregamento	LEG1L3 (2)	D31L41 (1)	D21L41 (1)	D34L41 (5)	D24L41 (1)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	6,743E-04	9,050E-07	8,071E-07	2,756E-06	5,923E-06	6,743E-04	5,1%
12	9,103E-04	7,945E-07	1,469E-06	1,640E-06	5,822E-06	9,103E-04	16,9%
13	9,666E-03	1,007E-05	2,075E-05	2,514E-05	9,529E-05	9,666E-03	29,7%
14	9,603E-03	1,065E-05	2,670E-05	2,564E-05	9,593E-05	9,603E-03	16,1%
15	1,788E-02	3,328E-05	3,616E-05	5,953E-05	1,643E-04	1,788E-02	20,2%
16	7,201E-03	2,307E-05	1,244E-05	4,001E-05	7,464E-05	7,201E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]						9,09E-03	
Vida útil [anos]						110,0	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>36,7</b>	



Tabela ApE-34. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 2 – Geometria final.

Junta K4							
Elemento Carregamento	LEG4L3 (4)	D33L44 (5)	D23L44 (5)	D34L44 (1)	D24L44 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	3,216E-05	2,235E-06	4,421E-07	6,912E-08	6,419E-08	3,216E-05	5,1%
12	6,379E-05	1,955E-06	3,329E-07	7,276E-08	1,149E-07	6,379E-05	16,9%
13	1,849E-03	7,987E-06	2,712E-06	3,731E-07	1,556E-06	1,849E-03	29,7%
14	1,854E-03	1,119E-05	4,726E-06	4,928E-07	2,185E-06	1,854E-03	16,1%
15	2,950E-03	2,610E-05	5,976E-06	7,162E-07	2,415E-06	2,950E-03	20,2%
16	1,084E-03	1,965E-05	8,311E-06	7,931E-07	1,252E-06	1,084E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]						1,59E-03	
Vida útil [anos]						630,0	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>210,0</b>	

As Tabelas ApE-35 a ApE-40 apresentam os valores do dano nas juntas apresentadas na Figura 7-43, para os diferentes carregamentos, associados à um índice de turbulência de 10,0% (Caso 3), para seção da perna da jaqueta com espessura de 40 mm.

Tabela ApE-35. Vida útil à fadiga – Junta Y1 – Caso 3 – Geometria final.

Junta Y1					
Elemento Carregamento	LEG1L2 (7)	D21L31 (3)	D24L31 (4)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	6,994E-03	8,625E-05	4,305E-05	6,994E-03	5,1%
12	1,239E-02	1,510E-04	7,180E-05	1,239E-02	16,9%
13	9,470E-02	1,322E-03	6,159E-04	9,470E-02	29,7%
14	9,773E-02	1,363E-03	6,328E-04	9,773E-02	16,1%
15	1,743E-01	2,749E-03	1,191E-03	1,743E-01	20,2%
16	7,787E-02	9,396E-04	3,996E-04	7,787E-02	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				9,09E-02	
Vida útil [anos]				11,0	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>3,7</b>	

Tabela ApE-36. Vida útil à fadiga – Junta Y4 – Caso 3 – Geometria final.

Junta Y4					
Elemento Carregamento	LEG4L2 (7)	D23L34 (3)	D24L34 (2)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
11	2,977E-03	3,467E-05	2,511E-05	2,977E-03	5,1%
12	5,688E-03	5,930E-05	5,114E-05	5,688E-03	16,9%
13	8,451E-02	8,671E-04	3,280E-04	8,451E-02	29,7%
14	8,840E-02	9,014E-04	4,090E-04	8,840E-02	16,1%
15	1,510E-01	1,736E-03	5,227E-04	1,510E-01	20,2%
16	6,505E-02	6,288E-04	5,758E-04	6,505E-02	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				7,88E-02	
Vida útil [anos]				12,7	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>4,2</b>	

Tabela ApE-37. Vida útil à fadiga – Junta X1 – Caso 3 – Geometria final.

Junta X1					
Elemento	D21L41 (8)	D21L42 (6)	D21L41 (7)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	1,171E-05	8,423E-07	3,569E-05	3,569E-05	5,1%
12	1,257E-05	2,856E-06	8,822E-05	8,822E-05	16,9%
13	1,993E-04	1,720E-05	7,273E-04	7,273E-04	29,7%
14	2,349E-04	1,976E-05	7,600E-04	7,600E-04	16,1%
15	4,267E-04	3,156E-05	1,538E-03	1,538E-03	20,2%
16	2,063E-04	1,340E-05	5,176E-04	5,176E-04	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				7,28E-04	
Vida útil [anos]				1372,8	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>457,6</b>	

Tabela ApE-38. Vida útil à fadiga – Junta X4 – Caso 3 – Geometria final.

Junta X4					
Elemento	D24L44 (6)	D24L41 (8)	D24L34 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento					
11	1,011E-04	4,802E-06	2,027E-06	1,011E-04	5,1%
12	8,659E-05	3,999E-06	1,911E-06	8,659E-05	16,9%
13	8,750E-04	6,570E-05	4,439E-05	8,750E-04	29,7%
14	9,108E-04	6,474E-05	4,263E-05	9,108E-04	16,1%
15	2,199E-03	1,504E-04	9,754E-05	2,199E-03	20,2%
16	9,800E-04	6,408E-05	3,888E-05	9,800E-04	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]				9,89E-04	
Vida útil [anos]				1011,1	
Vida útil com FS = 3 [anos]				<b>337,0</b>	

Tabela ApE-39. Vida útil à fadiga – Junta K1 – Caso 3 – Geometria final.

Junta K1							
Elemento	LEG1L3 (2)	D31L41 (1)	D21L41 (1)	D34L41 (5)	D24L41 (1)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
11	1,993E-03	9,696E-07	1,931E-06	3,331E-06	1,352E-05	1,993E-03	5,1%
12	2,753E-03	7,600E-07	3,809E-06	1,978E-06	9,359E-06	2,753E-03	16,9%
13	2,610E-02	9,850E-06	4,061E-05	2,835E-05	1,247E-04	2,610E-02	29,7%
14	2,627E-02	1,051E-05	5,389E-05	2,788E-05	1,263E-04	2,627E-02	16,1%
15	5,874E-02	3,403E-05	7,680E-05	7,696E-05	3,169E-04	5,874E-02	20,2%
16	2,070E-02	2,484E-05	2,929E-05	4,664E-05	1,758E-04	2,070E-02	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]						2,69E-02	
Vida útil [anos]						37,1	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>12,4</b>	

Tabela ApE-40. Vida útil à fadiga – Junta K4 – Caso 3 – Geometria final.

Junta K4							
Elemento	LEG4L3 (4)	D33L44 (5)	D23L44 (5)	D34L44 (1)	D24L44 (6)	Dano Máximo [1/ano]	Frequência de Ocorrência
Carregamento							
11	9,256E-05	2,318E-06	2,088E-06	5,595E-08	1,268E-07	9,256E-05	5,1%
12	1,913E-04	1,989E-06	4,307E-06	5,642E-08	2,394E-07	1,913E-04	16,9%
13	4,507E-03	8,814E-06	3,165E-05	2,905E-07	2,987E-06	4,507E-03	29,7%
14	4,901E-03	1,101E-05	4,022E-05	3,746E-07	4,172E-06	4,901E-03	16,1%
15	9,240E-03	2,627E-05	6,230E-05	4,785E-07	4,110E-06	9,240E-03	20,2%
16	3,306E-03	2,110E-05	2,351E-05	6,916E-07	2,758E-06	3,306E-03	12,0%
Dano Total Ponderado [1/ano]						4,43E-03	
Vida útil [anos]						225,6	
Vida útil com FS = 3 [anos]						<b>75,2</b>	