

团 体 标 准

T/CSEE XXXX—YYYY

海上风电机组塔架和基础一体化设计技术规范

Technical specifications for integrated design of
offshore wind turbine tower and foundation

（征求意见稿）

20XX—XX—XX 发布

20XX—XX—XX 实施

中国电机工程学会

发 布

目 次

前 言	3
1 范围	4
2 规范性引用文件	4
3 术语和定义	5
4 一般要求	6
5 一体化模型	6
5.1 一般规定	7
5.2 风电机组模型	7
5.3 支撑结构模型	7
6 环境条件	9
6.1 一般规定	9
6.2 风资源参数	9
6.3 波浪	10
6.4 海流	10
6.5 水位	10
6.6 海冰	11
6.7 地震	11
6.8 海生物	11
6.9 海床冲刷	12
6.10 腐蚀	12
6.11 其他环境条件	12
7 载荷和设计工况	12
7.1 一般规定	12
7.2 一体化载荷分析	12
7.3 设计工况	13
7.4 一体化载荷输出	14
8 塔架设计准则及方法	14

8.1 一般规定 14

8.2 静强度 14

8.3 屈曲 15

8.4 疲劳 16

8.5 共振 17

8.6 涡激振动 17

9 基础设计准则及方法 17

9.1 一般规定 17

9.2 安全标准 18

9.3 设计原则 19

9.4 动力分析 20

9.5 疲劳分析 22

10 一体化设计流程 22

10.1 一般规定 22

10.2 一体化设计流程 23

附 录 A 波浪凝聚方法 24

附 录 B 支撑结构疲劳载荷后处理方法 25

参考文献 26

前 言

本文件按照《中国电机工程学会标准化管理办法》、《中国电机工程学会标准化管理办法实施细则》的要求，依据GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电机工程学会提出。

本文件由中国电机工程学会风力与潮汐发电专业委员会技术归口并解释。

本文件起草单位：中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司、中国三峡上海勘测设计研究院有限公司、新疆金风科技股份有限公司、东方电气风电股份有限公司、浙江运达风电股份有限公司、大连理工大学、华北电力大学、华能广东汕头海上风电有限责任公司、中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司、华能海上风电科学技术研究有限公司。

本文件主要起草人：……。

本文件为首次发布。

本文件执行过程中的意见或建议反馈至中国电机工程学会标准执行办公室（地址：北京市西城区白广路二条1号，100761，网址：<http://www.csee.org.cn>，邮箱：cseebz@csee.org.cn）。

海上风电机组塔架和基础一体化设计技术规范

1 范围

本文件规定了海上风电机组塔架和基础一体化设计方法和流程，包括一体化模型、环境条件及处理方法、载荷分析和设计工况、塔架设计准则及方法、基础设计准则及方法以及一体化设计流程等。

本文件适用于海上风电机组塔架和基础一体化设计，陆上风电机和漂浮式海上风电机组可酌情参考。

2 规范性引用文件

下列标准对本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

NB/T 10626	《海上风电场工程防腐蚀设计规范》
GB/T 18451.1	《风力发电机组设计要求》
NB/T 10105	《海上风电场工程风电机组基础设计规范》
NB/T 31029-2012	《海上风电场风能资源测量及海洋水文观测规范》
JTS-145	《港口与航道水文规范》
GB/T 31517	《海上风力发电机组 设计要求》
GB/T 31519	《台风型风力发电机组》
NB/T 10912	《海冰地区海上风电场工程设计导则》
GB 50011-2010	《建筑抗震设计规范》
GB 712	《船舶与海洋工程用结构钢》
GB/T 1591	《低合金高强度结构钢》
GB/T 700	《碳素结构钢》
JTS 257-2	《海港工程高性能混凝土质量控制标准》
JTS 151	《水运工程混凝土结构设计规范》
GB 50010	《混凝土结构设计规范》
NB/T 10311	《陆上风电场工程风电机组基础设计规范》
SY/T 10049	《海上钢结构疲劳强度分析推荐作法》
GL 2010	《风机认证指南》
IEC 61400-1:2019	Wind turbines – Part 1: Design requirements
IEC 61400-3-1:2019	Wind energy generation systems –Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines
DIN EN 1993-1-6: 2010-12	Eurocode 3: Design of steel structures – Part 1-6: Strength and stability of

shell structures

API RP 2GEO: Geotechnical and Foundation Design Considerations

DNV-RP-C212: Offshore soil mechanics and geotechnical engineering

DNV-RP-0585: Seismic design of wind power plants

3 术语和定义

GB/T 2298、GB/T 2900.53、GB/T 20921 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

支撑结构 Support Structure

海上风力发电机组的一部分，包括塔架和基础。

3.2

塔架 Tower

海上风力发电机组支撑结构的一部分，连接基础和风轮-机舱组件。

3.3

腐蚀余量 Corrosion Allowance

在设计过程中增加额外的壁厚，以补偿设计寿命期内腐蚀壁厚的削减。

3.4

极限侧摩阻力 Ultimate Shaft Resistance

岩土对桩身侧表面产生的最大摩阻力。

3.5

极限端阻力 Ultimate Tip Resistance

岩土对桩端产生的最大阻力。

3.6

疲劳 Fatigue

循环载荷引起材料性能退化失效。

3.7

安全系数 Safety Factor

考虑载荷的不确定性的一个系数。

3.8

疲劳损伤 Fatigue Damage

由于重复荷载作用而引起的结构材料性能衰减的过程，也就是通常所说疲劳裂纹的发生、发展、形成宏观裂纹、发生破坏的全过程。

3.9

屈曲 Buckling

杆件或板件在轴心压力、弯矩、剪力单独或共同作用下突然发生与原受力状态不符的较大变形而失去稳定。

3.10

涡激振动 Vortex-induced Vibration

当风吹过非流线型物体时，由于边界层分离会产生旋涡，引起物体在垂直于来风方向上的横向振动。

3.11

环境条件 Environmental Condition

可能影响风力发电机组性能的环境特征（如风、波浪、海流、水位、海冰、海生物、冲刷和海床整体运动等）。

3.12

外部条件 External Condition

影响风力发电机组运行的诸因素，包括环境条件、电网条件和其他气候因素（如温度、降雪、覆冰等）。

3.13

海上风力发电机组 Offshore Wind Turbine

支撑结构承受水动力载荷的风力发电机组。

3.14

重现期 Return Period

水文要素值出现一次的平均间隔年数。

3.15

平均海平面 (Mean Sea Level, MSL)

排除波浪、潮汐及风暴影响，在一段足够长时间内的海平面的平均水位高度。

3.16

有义波高 Significant Wave Height

在某海况下的波高统计量，定义为 4 倍的海面高程的标准差；在窄带波频的海况中，有义波高近似等于最大上跨零波高 1/3 的平均值。

3.17

波谱峰频率 Peak Frequency

波谱峰值对应的频率。

4 一般要求

4.1 一体化设计应基于实际工程项目的特定场址条件进行。

4.2 一体化设计流程应包括一体化模型建立、外部条件评估、载荷计算、结构分析。

4.3 一体化设计应采用包含外部条件和海上风电机组设计状态的所有组合下相关荷载效应的结构动力学模型。

5 一体化模型

5.1 一般规定

5.1.1 在一体化模型中可对风电机组子系统结构进行合理等效简化，但应计入对系统总体动力特性及响应有重大影响的所有构件，简化后模型的整体运动性能不应发生改变，如频率、振型等。

5.1.2 几何模型建立应符合下列规定：

- a) 几何模型应按1:1的比例关系建立。
- b) 在确保分析精度的前提下，宜对附属构件、加劲、开孔、连接构造等细节特征进行合理简化。

5.1.3 材料属性应满足下列要求：

- a) 材料属性单位应与几何模型单位一致。
- b) 材料属性输入信息应准确完整，能准确表达各构件的刚度、质量和阻尼特性。

5.1.4 一体化设计时，应对一体化模型整体阻尼进行合理评估，可通过测量和试验进行验证。

5.1.5 海上风电场一体化设计分析时，应针对不同设计工况评估风电机组基础腐蚀的影响，钢结构腐蚀裕量可参照现行行业标准《海上风电场工程防腐蚀设计规范》NB/T 10626的有关规定进行取值。

5.2 风电机组模型

5.2.1 风电机组模型应包含风轮系统、传动系统、偏航系统及控制系统。机组模型应同时满足气动、结构、水动及控制的时程分析要求。

5.2.2 叶片、轮毂、传动链、机舱等风电机组各部件模型应包含几何尺寸、质量、惯性矩、刚度及阻尼等数据。

5.2.3 风电机组模型如需简化，应确保机组模型关键参数不影响海上风电机组整机动力学特性，如频率、振型等。

5.2.4 控制系统应保证风电机组处于安全状态，且使机组运行最优；控制系统中的安全保护系统应当考虑足够的安全运行阈值。

5.2.5 风电机组制动系统、变桨系统、电气保护系统等模型的要求应满足现行国家标准《风力发电机组 设计要求》GB/T 18451.1的有关规定。

5.3 支撑结构模型

5.3.1 支撑结构模型应包含塔架模型、风电机组基础模型和地基-基础相互作用模型。

5.3.2 塔架模型应包括塔架分段的节点坐标、塔架的截面属性、材料属性以及气动阻力系数等。塔架的法兰、电气设备及内附件可通过加载质量点的形式进行模拟。

5.3.3 塔架可采用空间梁单元进行模拟。

5.3.4 基础结构应当考虑环境条件对其的影响，包括冲刷、腐蚀、海生物附着等因素。

5.3.5 基础结构应考虑所有有效结构和附件质量，以及构件充水而导致的水动力质量。

5.3.6 基础结构宜使用合理的力学模型模拟。如果结构的等效是不可避免的，应同时保证等效后模型的刚度和重量与等效前模型相同。

5.3.7 风电机组基础相关结构单元可按下列要求选择：

- a) 桩基础、导管架等杆件结构可采用空间梁单元或壳单元进行模拟。
- b) 混凝土承台、实体重力式基础、板梁式重力基础可采用空间实体单元模拟。

- c) 吸力筒、空腔式重力式基础等薄壁结构可采用壳单元进行模拟。
 - d) 由钢板焊接成的复杂结构宜根据实际结构采用壳单元进行模拟。
- 5.3.8 地基基础模型应能反映不同设计工况对应的泥面以下地基基础结构的刚度特性，宜包含泥面以下地基基础结构的阻尼特性和质量特性。
- 5.3.9 地基-基础相互作用模型可采用“土弹簧”进行模拟。
- 5.3.10 地基-桩基础相互作用模型宜按下列规定执行：
- a) 地基-桩基础相互作用可设置轴向和侧向弹簧模拟桩侧土体与桩身轴向和侧向的相互作用，在桩端设置轴向弹簧模拟桩端的轴向相互作用。
 - b) 如图1所示，轴向、侧向、桩端三类土弹簧模型可使用 $t \sim z$ 、 $p \sim y$ 和 $q \sim z$ 三条曲线描述弹簧的刚度，小直径单桩曲线应满足现行行业标准《海上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T 10105的有关规定。

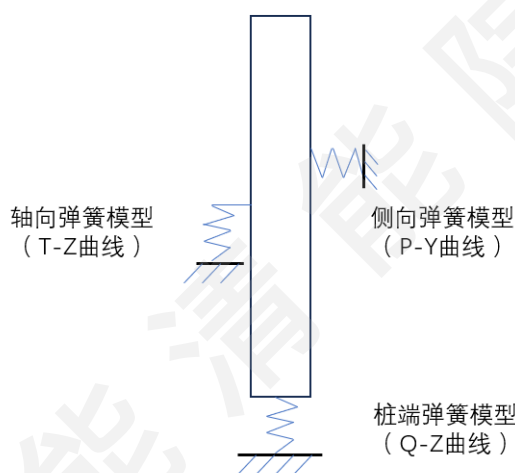


图 1 地基-桩基础相互作用的土弹簧模型

- c) 大直径桩基宜采用数值分析方法。
- 使用泥面刚度矩阵代替泥下全部的桩土相互作用时，应验证该等效做法对于上部结构的动力效应没有显著影响。
- 5.3.11 重力式基础的地基-基础相互作用模型可通过在基础底面设置竖向弹簧、侧向弹簧、转动弹簧、扭转弹簧进行模拟。
- 5.3.12 一体化设计时可采用基础泥面处的等效刚度矩阵进行泥面以下地基基础模型的简化分析，等效刚度矩阵应满足下列要求：
- a) 应考虑海床冲淤影响，极端工况宜考虑基础最大冲淤深度，疲劳工况宜考虑平均冲淤深度。
 - b) 应考虑腐蚀影响，极端工况宜考虑最大腐蚀量，疲劳工况宜考虑平均腐蚀量。
 - c) 应考虑海生物影响，海生物厚度取值，可参考表1。
 - d) 宜提供不同荷载水平下的泥面等效刚度矩阵，极端工况宜采用极端环境条件，疲劳工况宜采用正常环境条件。
- 5.3.13 筒型基础宜采用三维数值分析方法模拟土体-结构相互作用，确定筒体顶部的等效刚度矩阵。

- 5.3.14 地基-基础模型宜考虑地基土体循环弱化的影响，桩基础可采用考虑循环的“土弹簧”曲线，其它基础型式宜通过数值分析或土工试验确定。
- 5.3.15 对于地震工况，如果判定有土壤液化情况，应考虑其对地基基础相互作用刚度和土阻尼大小的影响。
- 5.3.16 海上风力发电机组的支撑结构阻尼主要包括：材料阻尼、粘性阻尼、辐射阻尼和桩基-土壤阻尼。实际工程项目中一般会将上述多种阻尼等效成支撑结构的结构阻尼，概念设计阶段的建议等效值为0.006，详细设计阶段根据项目场址条件建议等效值为0.006-0.01。

6 环境条件

6.1 一般规定

- 6.1.1 波浪参数的观测、模拟、分析收集可参考行业标准《海上风电场风能资源测量及海洋水文观测规范》NB/T 31029-2012、《港口与航道水文规范》JTS-145执行。
- 6.1.2 针对所收集的风资源和海洋水文等环境数据，应验证数据的合理性和可靠性。
- 6.1.3 应考虑风资源和海洋水文数据的相关性，收集工程场区风况和海洋环境长期联合概率分布数据。若无长期联合概率分布数据，极端环境条件可将对应重现期的不同环境条件进行保守组合来考虑。

6.2 风资源参数

- 6.2.1 应根据现行国家标准《风力发电机组设计要求》GB/T 18451.1 和《海上风力发电机组设计要求》GB/T 31517、《台风型风力发电机组》GB/T 31519 的有关规定进行风况评估。
- 6.2.2 应结合机组的运行状态充分考虑机组处于不同状态可能遇到的危险风况，包括但不限于以下风况：EWM极端风速模型、ETM极端湍流模型、EOG极端运行阵风、EDC极端风向变化、ECD极端相干阵风、EWS极端风剪切，具体参照国家标准《风力发电机组设计要求》GB/T 18451.1的有关规定执行。
- 6.2.3 应根据工程场区的测风结果选择合适的风速概率分布模型，尽可能准确的描述工程场区切入风速到切出风速之间的风速分布，可采用国家标准《风力发电机组设计要求》GB/T 18451.1中3.63节所述的风速威布尔概率密度分布。
- 6.2.4 不同风速下的湍流取值应根据实测风资源数据确定。
- 6.2.5 正常湍流模型中不同风速下的湍流强度由该风速下湍流标准偏差的90%分位数确定，也可使用IEC 61400-1:2019中6.3.2.3节给出的不同风速下湍流强度的概率密度函数（威布尔分布）作为替代。
- 6.2.6 应根据工程场区气象特点和历史数据考虑机组可能遇到的极端风速和湍流等环境条件。对于台风多发地区，应结合机组配置，评估台风极端风速、台风期间的风向变化、台风期间的湍流等环境条件对机组安全的影响。在缺少数据的情况下，可采用国家标准《风力发电机组设计要求》GB/T 18451.1-2012中6.3.2.1节所述极端风速模型进行评估。
- 6.2.7 应根据工程场区特点考虑可能遇到的极端运行阵风情况。对于台风地区，可按台风极端运行阵风EOG_r考虑，轮毂高度处的阵风幅值 V_{gustTN} 可根据国家标准《台风型风力发电机组》GB/T 31519-2015中5.3.4节所述阵风模型进行计算。

6.2.8 对于非台风地区的机组，轮毂高度处的阵风幅值 V_{gust} 可根据国家标准《风力发电机组设计要求》GB/T 18451.1-2012中6.3.2.2节所述阵风模型进行计算。

6.3 波浪

6.3.1 一体化设计前应观测收集工程场区附近不少于1整年的波浪资料，并收集台风引起的风暴潮、涌浪相关资料，分析其特征值。在推算不同重现期波浪要素时，应充分考虑工程海域的水深、地形等自然条件影响，可参考《港口与航道水文规范》JTS-145的有关规定，亦可通过波浪数值模拟的方法。波浪数值模拟过程中，应根据海区实测短期波浪资料对参数进行校准。

6.3.2 应根据风电场工程海域条件、待模拟海况的恶劣程度和相关使用条件选择合适的波谱。当工程海域波浪主要为风浪时，推荐使用Jonswap谱和Pierson-Moskowitz (PM)谱；当工程海域存在明显的涌浪成分时，可选择双峰谱。

6.3.3 需考虑设计高、低水位下的重现期的设计波浪要素，重现期可考虑1年重现期和50年重现期，具体包括：

- a) 基于3小时统计周期的有义波高 H_{s1} 、 H_{s50} 和对应的谱峰周期范围；
- b) 基于3小时统计周期的最大单波波高 H_1 、 H_{50} 和对应的周期范围；
- c) 基于3小时统计周期的超越概率为1%的50年一遇波高 $H_1\%$ 及周期。

6.3.4 极端设计单波波高，应按照海况的长期分布，即有义波高 H_s 和谱峰周期 T_p 的长期分布，与给定海况下单波波高的联合概率分布确定。当海洋观测数据不足时，对于深水波浪，极端设计单波波高可按下面公式(1)确定。

$$H = 1.86H_s \quad (1)$$

6.3.5 对照IEC 61400-3-1:2019-04和DNV-ST 0437，可以确定上述公式对应于波高为瑞利分布的海况，且海况内波数为1000，即超越概率为0.1%。

6.3.6 对于极端波浪的周期范围，在缺少数据时可按下式(2)考虑：

$$11.1\sqrt{\frac{H_{s,ESS}(V)}{g}} \leq T \leq 14.3\sqrt{\frac{H_{s,ESS}(V)}{g}} \quad (2)$$

6.3.7 应选取能够导致最大载荷的极大波高的波周期值，一般选取上式的下限值。

6.3.8 应考虑风速-波高-周期的联合分布，以确定结构在不同波浪扇区、不同风速、不同波浪下的动力响应。

6.4 海流

6.4.1 海流可被视为一个仅随深度变化的具有恒定速度和方向的水平均匀流场。海流宜包含潮流、风海流、环流、涡流、波生流等分量。大洋中海流宜以较稳定的环流为主；近岸海流分析应以潮流和风海流为主，必要时应考虑由于波浪破碎产生的沿岸流和离岸流等。

6.4.2 在缺少各层流速详细数据时，海流模型可参考GB/T 31519-2015中6.3.3节所提供的相应模型。

6.5 水位

6.5.1 应考虑不同水位对设计和水动力载荷的影响。

6.5.2 在水位观测统计时，应尽可能收集台风、极端波浪、极端水位的实践历程参数，以考虑期相关性。

6.5.3 在没有详细的相关时域数据时，应假设极端水位、极端风速和极端波浪同时发生。至少应考虑以下极端水位条件，以支撑结构载荷最大的组合情况作为设计条件：

- a) 50年一遇最高静水位；
- b) 50年一遇最低静水位；
- c) 波浪破碎引起的载荷最大时对应的水位；

6.6 海冰

6.6.1 海冰地区的一体化设计应考虑海冰的影响。工程海冰区划分可参考现行行业标准《海冰地区海上风电场工程设计导则》NB/T 10912 的规定。

6.6.2 风电场工程的海冰设计标准应结合工程海域海冰调查、周边风电场的分布影响、以及风电机组的使用要求确定，风电场工程的海冰设计重现期宜采用 50 年。

6.6.3 一体化设计前应根据工程海域海冰类型及冰厚，分析1年、50年重现期海冰设计厚度，宜提供工程场区多年的冬季海冰冰厚的概率分布密度函数、不同海冰冰速的方向概率、极限冰厚在不同冰速下的冰荷载时程曲线。

6.6.8 极限冰厚取50年一遇的极大冰厚。

6.6.9 冰厚分布是指在海上风电机组生命周期内的冰厚概率分布，可由实测海冰统计值及外推获得。

6.6.10 冰速-冰向联合分布是以冰向角度、冰速所组成联合概率分布。

6.6.11 由于实测无法获取该项相关性数据，假定风向、冰向各自独立。

6.7 地震

6.7.1 对于处于地震活动较强并受地震危害影响较大的海上风电场，地震作为极端的环境条件在风电机组的载荷计算中是必需考虑和评估的。针对海上风电结构的抗震设计，相关风电机组设计常用国际规范IEC 61400-3，DNVGL-ST-0437在总体上提出了抗震要求和载荷计算要求，而具体到抗震设计等级、地震动参数选择、地震载荷计算方法，则要求参考当地抗震规范（国内一般采用GB50011）。

6.7.2 按国家规定的权限批准作为一个地区抗震设防依据的地震烈度。一般情况下取50年内超越概率10%（475年一遇）的地震烈度。

6.8 海生物

6.8.1 海生物附着会改变结构的水动力特性，影响结构的腐蚀速度。一体化设计应考虑海生物附着对结构尺寸、粗糙度和腐蚀余量的影响。

6.8.2 应根据不同水位高度考虑海生物的厚度不同，具体可分为：泥下区、水下区、浪溅区、大气区。在没有实测数据支持的情况下，海生物厚度可参考下表1，海生物的密度可按1400 kg/m³考虑。

表 1 海生物厚度取值表

序号	水位高度	厚度
1	MSL +1.5m 以上	0 mm
2	MSL +1.5m MSL to MSL -4.0m	160 mm
3	MSL -4.0m to MSL -15.0m	100 mm
4	MSL -15.0m 以下	50 mm

6.9 海床冲刷

6.9.1 海床冲刷的分析评估应根据工程场区的海床地质情况、海流和波浪特性、基础型式和防冲刷措施等信息，参考国家及行业标准《海上风力发电机组 设计要求》GB/T 31517、《海上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T 10105 的有关规定进行。

6.10 腐蚀

6.10.1 一体化设计对腐蚀的考虑应结合场区的水位、波浪情况和防腐措施，参考国家标准《海上风力发电机组设计要求》GB/T 31517进行。

6.11 其他环境条件

6.11.1 宜考虑气温、水温、湿度、盐度、覆冰、涌潮等其它环境条件，环境参数选择设计值时应考虑多种条件同时发生的可能性，并应符合现行国家标准《海上风力发电机组设计要求》GB/T 31517 及《风力发电机组设计要求》GBT 18451.1 的有关规定。

7 载荷和设计工况

7.1 一般规定

7.1.1 一体化载荷分析应结合风电机组特定的控制系统，按照 IEC 61400-1-2019、IEC 61400-3-1-2019、《台风型风力发电机组》GB/T 31519 的有关规定进行概率组合，确定设计工况。

7.2 一体化载荷分析

7.2.1 风电机组的载荷应包括重力与惯性载荷，机组整个寿命期内可能遭受的风、浪、流、冰、地震、潮位等环境载荷、机组驱动载荷、船舶撞击载荷、海生物附着载荷及其他可能产生的载荷及作用等。应使用合适的方法计算各类载荷，必要时通过物理模型试验进行验证。

7.2.2 一体化载荷分析的主要内容包含载荷计算方法、载荷设计工况、载荷仿真及后处理载荷输出。

7.2.3 风力发电机组的空气动力载荷由平均风速、湍流强度、风轮转速、风剪切、风向变化、空气密度、机组零部件的空气动力外形、支撑结构以及他们之间的相互作用（包括气动弹性作用）确定。

7.2.4 对空气动力载荷较为敏感的支撑结构、叶片等细长结构部件，应进行涡激振动评估。

7.2.5 水动力载荷的计算可根据实际工程项目的波浪情况、基础尺寸和形状，可参考 Morison 方法或者势流边界元(BEM)方法，同时叠加风载荷的影响。应考虑由于浪涌而产生的水动力载荷，尤其是对

于附属装置的设计，宜根据 IEC 61400-3-1-2019 标准考虑。

7.2.6 应提供的波浪参数包括：不同重现期的有义波高、谱峰周期、极限波高和其对应的周期等，

7.2.7 应提供不同波浪扇区下的风速-波高-周期联合分布，波浪扇区的划分应不少于 12 个。

7.2.7 应提供轮毂中心高度处各风速下的有义波高 H_s 和谱峰周期 T_p 的波浪分布数据，并按照风向玫瑰图中的扇区提供。波高分辨率不低于 0.5m，周期分辨率不低于 2s。

7.2.8 应提供轮毂中心高度处各风速下的不同风向和不同浪向叠加后的分布概率。

7.2.9 可将各风速下的波浪散点凝聚成一组或者几组具有代表性的波浪特征参数，并将凝聚得到的波浪有义波高和谱峰周期以风速为变量进行多项式拟合，用于修正异常的波浪特征参数和外推相应风速的波浪特征参数，具体做法见附录 A。

7.2.10 对于渤海湾、北黄海等冬季有冰期的海域，一体化载荷分析中应考虑海冰载荷。

7.2.11 海冰载荷计算应提供海冰的基本参数，包含冰期天数、冰厚度极值、海冰挤压强度、海冰弯曲强度和冰速、不同冰厚的概率、不同冰速的方向概率。

7.2.12 冰载荷计算应满足现行国家标准《海冰地区海上风电场工程设计导则》NB/T 10912、IEC 61400-1-2019 标准有关规定。

7.2.13 根据项目场区的抗震设防烈度及地震加速度，确定是否计算地震载荷，抗震设防烈度为 7 度及以上时，应进行抗震计算；抗震设防烈度为 8 度以上时，应进行专门研究论证；抗震设防烈度为 6 度时，可不进行抗震计算，但需设置抗震构造措施。

7.2.14 地震载荷计算方法可参考 GB 50011-2010《建筑抗震设计规范》要求。应提供的地震参数包括：抗震设防烈度、设计基本地震加速度、场地类别、设计地震分组、特征周期、水平地震影响系数最大值、阻尼比等。

7.2.15 地震作为极端的环境条件在海上风电机组的载荷计算中是应评估的，可采用时域全耦合计算方法，也可采用振型叠加反应谱法。

7.2.16 海上风力发电机组所在项目场址的抗震设防烈度以及设计特征周期，设计地震动参数，应以国家、省地震局相关单位出具的针对项目场址的地震安评报告中的抗震设防烈度和设计特征周期归档值为准；根据设计地震动参数，在国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011-2010 中查找地震反应谱。

7.2.17 除应考虑上述规定的载荷外，若与下列因素有关也应考虑：非定常空气动力学效应；结构动力特性和振动模态耦合；风电机组控制系统和保护系统的特性；风电机组的叶片或其他部件结冰对气动特性和动态特性的影响。

7.3 设计工况

7.3.1 风力发电机组一体化设计载荷工况应由机组设计寿命内所经历的外部环境条件与机组运行模式或其他设计工况的组合来确定。应将具有合理发生概率的各相关载荷工况与控制 and 保护系统动作结合在一起考虑。

7.3.2 在风电机组每种设计状态下，应通过对环境条件、电网和其它外部条件进行组合考虑确定设计工况：

a) 常规工况是工程项目载荷计算的最低工况要求，载荷工况的设置可参考 IEC 61400-3-1-2019 规范，也可根据具体机型特点和当地环境特点对工况表进行修正。

b) 对于冬季存在冰期的海域，海冰作为极端的环境条件在风电机组的载荷计算中是应评估的。

海冰工况的设置，可参考 IEC 61400-3-1-2019 的要求。

c) 对于处于台风多发区的海上风力发电机组，台风作为极端的环境条件在风电机组的载荷计算中是应评估的。台风工况的设置，可参考 GB/T 31519-2015 要求。

d) 对于处于地震活动较强并受地震影响较大的海上风电场工程，载荷计算方法和工况可参考 GB 50011-2010《建筑抗震设计规范》要求及 DNV-RP-0585 中的要求考虑。应考虑正常发电时发生地震、地震引起的停机过程、停机后发生地震等工况。

7.3.3 在特定的风力发电机组设计中，还应考虑其他与其结构完整性相关的设计载荷工况。

7.3.4 在具有确定性风模型的设计工况中，若控制装置能使风力发电机组在达到最大偏航角和/或风速之前停机，则应证明在相同确定性风况变化的湍流条件下，风力发电机组也能可靠地停机。

7.3.5 应考虑导致风电机组及支撑结构设计最不利条件的风速。风速范围可用一系列离散值表示，数据应足够多以确保计算精度。

7.4 一体化载荷输出

7.4.1 后处理变量

载荷后处理可分为机头部件载荷后处理和支撑结构截面载荷后处理。机头部件载荷后处理主要包括叶片、轮毂、变桨轴承、偏航轴承、主轴承、发电机等部件的相关载荷；支撑结构截面载荷后处理主要是对塔架和基础结构各截面的载荷进行后处理。

7.4.2 极限后处理

极限后处理不同的工况采用不同的安全系数和后处理统计规则，具体安全系数和统计规则应按照规范 IEC 61400-3-1-2019 选取。

7.4.3 疲劳后处理

为了更方便的对风力发电机组结构部件的疲劳强度进行校核，通常通过把仿真时序通过统计手段处理成等效疲劳载荷来评估。为了更合理的评估支撑结构疲劳评估，建议在考虑不同方向上的疲劳载荷情况，具体处理方法见附录 B。

8 塔架设计准则及方法

8.1 一般规定

8.1.1 海上塔架设计应预留更充足的安全系数。同时，塔架与基础共同组成机组的支撑结构，一体化优化时塔架应与基础协同优化，不宜只考虑塔架的极致优化。

8.2 静强度

8.2.1 塔架静强度根据第四强度理论进行判定，即实际等效应力 σ_v 应小于或等于该处塔架材料的设计应力，见公式 (3)。

$$\sigma_v \leq \frac{f_{y,k}}{\gamma_M} \quad (3)$$

式中： $f_{y,k}$ ——材料屈服强度；
 γ_M ——材料分项系数。

8.2.2 法兰连接

1) 法兰连接校核采用参考文献[1]中的计算方法，单个螺栓扇区的示意图见图 2。

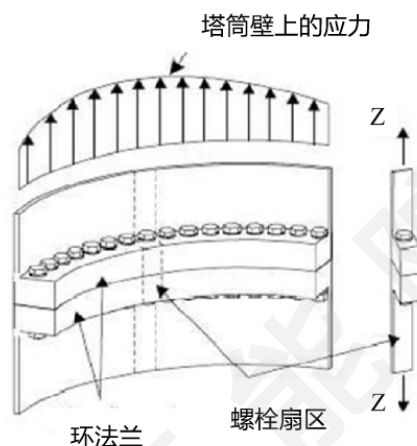


图 2 法兰连接螺栓扇区示意图

2) 考虑海上机组塔架直径较大，躺运变形明显，为避免吊装时法兰对接困难，需保证法兰的径向刚度，或采取有效的防变形工装。

8.3 屈曲

8.3.1 塔架的屈曲或失稳是指当塔架承受的载荷超过某一临界值突然失去原有平衡形式或几何形状的现象。塔架稳定性分析通常采用标准 IEC 61400-6 及 EN 1993-1-6。

8.3.2 塔架主体

筒体抗屈曲设计除了常规屈曲校核满足以外，还应考虑海上机组直径大导致的径厚比问题，建议径厚比应小于 300，以防止塔架在存放或运输过程中出现变形。

8.3.3 门洞

风电机组塔架门洞结构，见图 3。

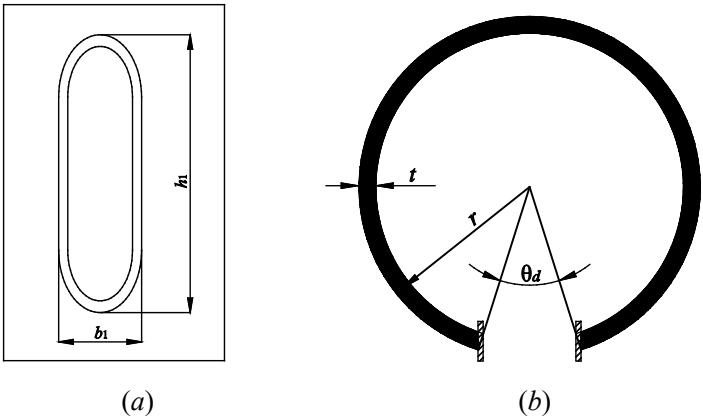


图 3 风电机组门洞示意图：(a) 平面图；(b) 剖面图

- a) 标准门框可采用现行行业标准《风机认证指南》GL 2010 中的计算方法。对于受限于电气设备导致的非标准门框，应采取有限元对比法进行评估。
- b) 海上风切变低，机组轮毂高度向下压缩，对于大叶轮机组，常常将登机门洞设置在基础过渡段，应与基础设计方充分沟通门洞的详细设计和分析校核。

8.4 疲劳

8.4.1 按 IEC 规定的方法进行疲劳损伤的计算及评估，根据图 4 所示的 S/N 曲线和公式（4）所示的疲劳损伤计算方法，计算该区域在设计年限内的累积损伤。

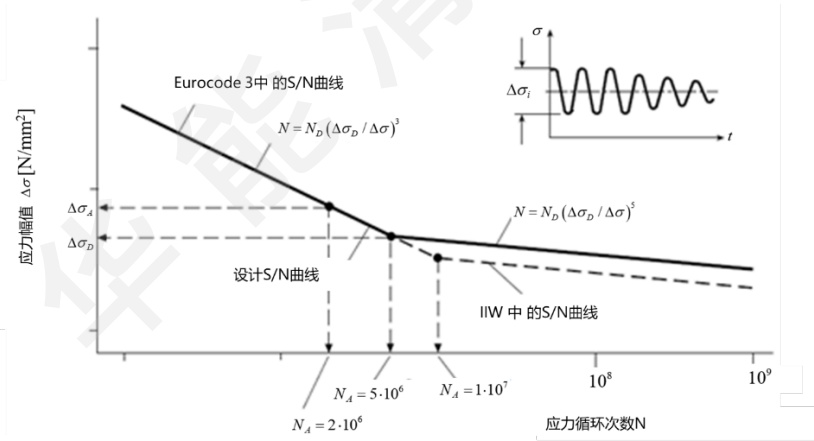


图 4 S/N 曲线示意图

$$D = \sum_{i=1}^{n_F} \frac{N_i \cdot \left(\frac{\Delta \sigma_i \cdot \gamma_M \cdot S_{cf}}{\Delta \sigma_D} \right)^m}{N_D} \leq 1 \tag{4}$$

- 式中： N_i ——马尔科夫矩阵中第 i 个应力区间的应力循环次数；
 $\Delta \sigma_i$ ——马尔科夫矩阵中第 i 个应力区间的应力变化范围；
 $\Delta \sigma_D$ ——部件材料 SN 曲线拐点对应的疲劳强度；
 N_D ——部件材料 SN 曲线拐点对应的应力循环次数；
 γ_M ——材料分项系数；

S_{cf} ——应力集中系数，如果没有应力集中效应，取 1.0；

n_F ——应力区间数，由 Markvo 矩阵的维度决定；

m ——材料 SN 曲线斜率的倒数 $\Delta\sigma_i \cdot \gamma_M \cdot S_{cf} \geq \Delta\sigma_D$ 时， $m=3$ ，反之 $m=5$ 。

8.5 共振

8.5.1 风电机组在正常运行状态下，当外部激励频率与机组整体结构固有频率一致时，会导致塔架发生共振，此共振会导致灾难性后果。

8.5.2 海上机组塔架频率设计校核应与基础设计一体建模，充分考虑基础刚度导致的整机塔架频率

8.5.3 叶轮转动频率（1P），以及叶片通过频率（3P）与整机固有频率 $f_{0,n}$ ，必须满足公式（5）~公式（8）要求。

$$\frac{f_R}{f_{0,n}} \leq 0.9 \quad (5)$$

$$\frac{f_R}{f_{0,n}} \geq 1.05 \quad (6)$$

$$\frac{f_{R,m}}{f_{0,n}} \leq 0.95 \quad (7)$$

$$\frac{f_{R,m}}{f_{0,n}} \geq 1.05 \quad (8)$$

式中： f_R ——正常运行时叶轮的最大旋转频率；

$f_{R,m}$ —— m 个叶轮叶片的跃迁频率；

$f_{0,n}$ ——整机的第 n 阶固有频率。

8.6 涡激振动

8.6.1 在塔架安装过程中，以及风电机组停机维护时，由于风荷载的作用，常常会引起塔架在垂直于风向的方向上发生横向振动，称之为涡激振动。

8.6.2 涡激振动产生的激振力在安装过程及停机维护状态下的累计作用时间可参考文献[2]。

8.6.3 海上基础吊装窗口小于陆上，而且海上平均风速大，常常面临吊装不能一次完工，涡激振动分析及防涡激振动保障措施应充分提前考虑。

9 基础设计准则及方法

9.1 一般规定

9.1.1 根据荷载作用效应的不同，应对基础结构进行动力分析和疲劳分析。

9.1.2 结构分析应采用极限状态分析方法，并应符合下列要求：

a) 除疲劳计算外，基础结构分析应采用以概率理论为基础、以分项系数表达的极限状态设计方法。

b) 结构应进行承载能力极限状态和正常使用极限状态的分析计算。

9.1.3 承载力极限状态应进行海床地基基础承载力、基础结构或构件的稳定、结构构件或连接件的强度、结构构件的疲劳、是否适于继续承载的其它特定状态等验算，并应符合下列要求：

a) 海床地基基础承载力验算应符合下列要求：

1) 对桩基础应包括桩基轴向抗压拔、水平承载力验算。

2) 对重力式基础，应包括地基基础承载力验算。

3) 对存在液化、软弱下卧层等特殊地质条件的地基还应进行专门的承载力验算。

b) 基础结构或构件的稳定验算应主要包括重力式基础的基础整体抗倾覆、抗滑稳定验算；桩基础或长细结构压屈稳定验算；板壳结构的局部稳定验算。

c) 结构构件或连接件的强度验算应主要包括受压、受弯、受拉、受剪、受扭和受冲切等强度计算。

9.1.4 基础承载力极限状态应符合下式(9)要求：

$$\gamma_0 S_d \leq R_d \quad (9)$$

式中： γ_0 ——结构重要性系数，取1.1；

S_d ——承载力极限状态下作用组合的效应设计值；

R_d ——结构构件的抗力设计值。

9.1.5 正常使用极限状态应进行下列计算和验算：

a) 地基基础变形验算，包括水平变形与倾斜验算、沉降验算。

b) 混凝土结构的抗裂或限裂验算。

c) 风电机组系统模态验算。

d) 影响正常运行或耐久性能的其它特定状态验算。

9.1.6 正常使用极限状态作用效应组合，应符合下式(10)规定：

$$S_d \leq C_d \quad (10)$$

式中： S_d ——正常使用极限状态荷载组合的效应设计值；

C_d ——结构构件达到正常运行要求所规定的变形、裂缝宽度、沉降等的限值。

9.1.7 一体化设计时，应建立结构与周围介质间的相互作用模型，对基础结构过渡段、灌浆段等局部节点，宜建立三维有限元计算模型进行局部校核分析。

9.2 安全标准

9.2.1 海上风电场风电机组基础的设计使用年限应不低于25年，风电机组地基基础的设计等级应为甲级，结构安全等级为一级，其结构重要性系数应取1.1。

9.2.2 风电机组基础应按工程场地的基本地震烈度设防。抗震设防烈度为7度及以上时，应进行抗震计算；抗震设防烈度为8度以上时，应进行专门研究论证；抗震设防烈度为6度时，可不进行抗震计算，但宜设置抗震构造措施。

9.2.3 单桩基础计入施工误差后，泥面处整个运行期内循环累积总倾角不应超过 0.50° ；其余基础计入施工误差后，基础顶位置整个运行期内循环累积总倾角不应超过 0.50° 。风电机组设备厂家另有规定时，应按风电机组设备厂家的规定执行。

9.2.4 包含地基、基础、风电机组在内的系统固有频率，宜避开风电机组运行时由转子转动产生的激励频率范围；风电机组设备厂家另有规定时，应按风电机组设备厂家的规定执行。

9.2.5 风电机组基础平台底高程的确定应计入50年重现期潮位和波浪的影响。基础平台底高程宜按下式(11)确定：

$$T = H_w + \frac{2}{3}H_b + \Delta \quad (11)$$

式中： T ——风电机组基础平台底高程（m）；

H_w ——50年重现期下的极端高水位（m）；

H_b ——50年重现期极端高水位的最大波高（m）；

Δ ——富裕高度（m），可取 $0.5\text{m} \sim 1.5\text{m}$ 。

9.2.6 单桩基础靠近基础顶法兰部分的壁厚需要满足径厚比 D/t 小于100，以满足单桩基础的打桩要求。经校核满足打桩要求可以适当放宽，除特殊要求外，变径段以下壁厚满足 D/t 小于120。

9.2.7 单桩桩长优化

单桩基础主要校核内容有静强度、变形、承载力校核，桩长的确定要满足以上三种校核结果，尤其是变形校核，对于单桩基础往往是控制因素，泥面变形要小于 $L/500$ （ L 为桩长），泥面转角要满足4.36‰的要求。根据位移和转角优化桩长的方法如下：

a) 给出移鲁棒性和转角鲁棒性的定义如下。

位移鲁棒性：

$$\Delta = \left| \frac{d_{i-1} - d_i}{l_{i-1} - l_i} \right| \quad (12)$$

转角鲁棒性：

$$\theta = \left| \frac{\theta_i - \theta_0}{\theta_0} \right| \quad (13)$$

当 Δ 满足： $\Delta \leq 0.5\%$ ，认为桩长为合理最短桩长。

当 θ 满足： $3\% \leq \theta \leq 5\%$ ，认为桩长为合理最短桩长。

b) 根据转角基本不发生变化确定桩长，即为常规桩长确定方法。

c) 根据以上两种方法优化桩长，同时确保满足静强度、变形、承载力等校核分要求。

d) 当校核分析和阈值要求同时满足时，优化结束。

9.3 设计原则

9.3.1 风电机组基础结构型式选择应根据风电场工程区域海洋水文、气象、水深、地质条件及施工能力，通过技术、经济比选综合确定。常用的风电机组基础主要为钢结构基础，风电机组基础钢结构包

括导管架结构、桁架结构、门架结构等以钢质材料为主的基础支撑结构。其他基础型式一般采用钢材与混凝土组合结构，如高桩承台基础、复合筒形基础等。

9.3.2 风电机组基础应满足在海洋环境条件下安全性、耐久性和功能性要求。

9.3.3 风电机组基础结构设计应分析施工的可行性，减少海上施工作业工作量；结构平、立面布置应规整，传力途径明确；重要构件和关键传力部位应增加冗余约束。导管架、桁架结构设计应满足以下要求：

a) 桁架式导管架斜撑宜采用X型连接方式，不宜采用K型、倒K型、心型连接方式。

b) 导管架结构、桁架结构不宜在浪溅区、冰作用区内设置水平杆件和斜撑。

9.3.4 风电机组基础设计应计入风电机组运行荷载、波浪、风和海流等循环荷载长期作用下土体强度和刚度的变化，并应进行地基与基础的相互作用分析。

9.3.5 风电机组基础设计中，应明确结构设计使用年限、材料的规格型号及所要求的力学性能、化学成分、施工建造与现场安装质量要求及其它附加保证措施，同时计入结构制作安装、施工及建成后的环境影响、运行期维护等问题。

9.3.6 结构设计应满足构件对强度、稳定和疲劳要求，并应避免构件产生过大的变形和振动。海上风电机组基础采用的型钢、板材等厚度不宜小于6mm。

9.3.7 风电机组基础钢结构设计宜减少施工现场的制作与焊接。需现场焊接、水下作业时，应制定完备的施工工艺，满足安全、环保方面的技术要求。

9.4 动力分析

9.4.1 风电机组基础结构动力分析计算模型及方法应满足下列要求：

a) 风电机组基础动力分析应建立包含风电机组—基础—地基的整体模型。

b) 应计入对结构总体动力分析有重大影响的构件

c) 风电机组机舱和叶片所组成的局部系统及其它附属构件可简化为质点。

d) 当结构受确定性动力荷载作用，求其在时域中的动力响应时，可用时域分析法或能计入非零初始条件的频域分析方法。

9.4.2 结构动力分析应符合下列规定：

a) 计算总体结构的固有频率和相应模态时，应考虑水位变化、海床冲刷、海洋生物生长、腐蚀等边界条件变化的影响，整机结构低阶固有频率宜远离控制性动力荷载的主频，避免风电机组全寿命周期发生共振。

b) 基础结构动力响应分析应满足以下规定：

1) 钢结构应根据现行行业标准《海上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T 10105进行构件的强度和屈曲校核、节点的强度校核，保证构件和节点的应力小于材料强度设计值。

2) 混凝土结构应根据现行行业标准《海上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T 10105、《陆上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T 10311进行结构校核，保证混凝土结构承载力和抗裂、限裂满足相关规定。

3) 桩基础应根据现行行业标准《海上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T 10105和《陆上风电场工程风电机组基础设计规范》NB/T 10311进行轴向承载力、水平承载力计算。

4) 筒型基础宜通过三维数值分析方法进行结构强度、承载力和变形分析。

9.4.3 为了提高结构的整体刚度，应根据结构及其荷载的不同情况设置可靠的支撑系统，防止构件产生过大振动，避免压杆侧向失稳，保证结构安装时的稳定。

9.4.4 在进行风电机组基础钢结构设计时，应在构造中避免出现难以检查、清刷、涂漆或容易积水、积灰的死角和凹槽。

9.4.5 风电机组基础钢结构节点加强板的使用应当经详细计算分析后确定。

9.4.6 吊装点及风电机组基础钢结构下水受力部分等需要临时加强的部位，除应进行应力验算外，还应采用合理的构造措施，防止焊缝脆性破坏。

9.4.7 风电机组基础钢结构基础应正立水平放置，如果地基承载力较低，应设置防沉板，保证导管架不沉陷。

9.4.8 风电机组基础钢结构宜便于制作、运输、安装、维护，并使结构受力简单明确，减少应力集中，避免材料三向受拉。

9.4.9 混凝土承台结构保护层设置应符合下列规定：

a) 钢筋混凝土结构受力钢筋的混凝土保护层最小厚度应按表2的规定采用。

表 2 钢筋混凝土结构受力钢筋的混凝土保护层最小厚度 (mm)

构件所在部位	大气区	浪溅区	水位变动区	水下区
海水环境	50	65	50	40

注：

1) 箍筋直径超过6mm时，保护层厚度应按表中规定增加5mm；无箍筋的构件，其保护层厚度可按表中规定值减少5mm；

2) 位于海水环境浪溅区的细薄构件的混凝土保护层可取50mm。

b) 预应力混凝土结构受力钢筋的混凝土保护层最小厚度应按表3的规定采用。

表 3 预应力混凝土结构中预应力筋的混凝土保护层最小厚度 (mm)

构件所在部位	大气区	浪溅区	水位变动区	水下区
海水环境	65	80	65	65

注：

1) 采用特殊工艺制作的构件，经充分技术论证，对钢筋的防腐蚀作用确有保证时，保护层厚度可适当减小；

2) 后张法预应力钢筋保护层厚度系指预留孔道壁至构件表面的最小距离；

3) 有效预应力小于400N/mm²的预应力混凝土保护层厚度可按表2执行；

4) 预应力钢筋保护层厚度，海水环境不宜小于2.5倍主筋直径和50mm，淡水环境不宜小于1.5倍主筋直径。

9.4.10 承台基础一二期混凝土分层浇筑，应保证上下层混凝土的可靠粘结，应适量配置竖向插筋。浇筑时受潮位、波浪变化影响的水下或海平面附近的混凝土承台，一期混凝土不应计入结构承载能力验算；浇筑时受潮位、波浪变化影响的水上承台，可根据现场混凝土浇筑质量考虑一期混凝土作用。

9.4.11 承台截面高度范围内中间位置布置的水平向构造钢筋应适当加强。

9.4.12 钢筋的锚固应符合现行行业标准《水运工程混凝土结构设计规范》JTS151相关规定。风电机组基础受交变荷载作用，搭接接头不允许焊接。

9.4.13 纵向受力钢筋最小配筋率应符合以下规定：

- a) 钢筋混凝土构件纵向受力钢筋的最小配筋率应满足《水运工程混凝土结构设计规范》JTS151。
- b) 截面尺寸由抗倾、抗滑、抗浮或布置要求等条件确定的大体积钢筋混凝土受弯构件和刚性墩台的纵向受力钢筋的最小配筋率，不得小于0.05%；厚度大于4m的构件每米宽度内的钢筋面积不得少于2500mm²。
- c) 预应力混凝土受弯构件的纵向受拉钢筋配筋率应满足下列公式（14）~公式（15）的要求：

$$M_u \geq M_{cr} \quad (14)$$

$$M_{cr} = (\sigma_{pe} + \gamma f_{tk}) W_0 \quad (15)$$

式中： M_u ——构件的正截面受弯承载力设计值(N·mm)；

M_{cr} ——构件的正截面开裂弯矩值(N·mm)；

σ_{pe} ——扣除全部预应力损失后，由预加力在抗裂验算边缘产生的混凝土预压应力(N/mm²)；

γ ——混凝土构件的截面抵抗矩塑性影响系数；

f_{tk} ——混凝土的轴心抗拉强度标准值(N/mm²)；

W_0 ——验算截面的截面弹性抵抗矩(mm³)。

9.4.14 高强螺栓连接的混凝土承台结构，螺栓孔道之间的净间距不宜小于其公称直径的2倍。

9.5 疲劳分析

9.6.1 风电机组基础结构疲劳分析应采用安全寿命设计方法。

9.6.2 风电机组基础结构的疲劳分析，应符合国家现行标准《混凝土结构设计规范》GB 50010和《海上钢结构疲劳强度分析推荐作法》SY/T 10049的有关规定。

9.6.3 基础结构同时受到多项疲劳荷载作用时，宜采用时程分析法进行整体耦合疲劳分析。无荷载时间历程数据时，可采用其它疲劳损伤理论和方法进行基础结构疲劳分析。

9.6.4 疲劳分析选定的S-N曲线应反映焊趾处焊缝外形和特性，选定的疲劳安全系数应与S-N曲线相对应。

9.6.5 疲劳分析应采用应力集中系数计算管节点相交部位的热点应力，应力集中系数可采用现行行业标准《海上钢结构疲劳强度分析推荐方法》SY/T 10049或有限元方法确定。

9.6.6 当施工方法和施工工艺对结构的疲劳寿命有影响时，结构总体疲劳寿命分析应计入基础结构施工期疲劳损伤。

10 一体化设计流程

10.1 一般规定

10.1.1 当海上风电全部机位水深差别大于10m，或频率差别大于5%时，宜进行分片区设计。

10.1.2 支撑结构频率应处于在风力发电机组叶轮旋转频率1P和3P范围之外，同时应确保支撑结构的频率不会对机组其他部件的安全性造成影响。

10.1.3 当塔架未采用刚性构型时，不可单方面要求基础设计提高刚度来满足频率要求。

10.1.4 塔架设计宜进行定制化设计，不宜使用塔架直径固定的标准化产品。

10.1.5 若针对现有设计方案进行一体化设计，应根据现有塔架、基础设计报告以判断是否还有优化空间。

10.1.6 在进行支撑结构一体化优化时，紧约束包含极限、屈曲、疲劳、变形量、频率等指标，整体结构至少需有2个以上紧约束，塔架与基础主体的每个筒段都需达到至少1个紧约束。

10.1.7 对于导管架基础，进入门洞可开在过渡段上以降低轮毂中心高度。

10.2 一体化设计流程

10.2.1 一体化设计流程应按照图5进行。

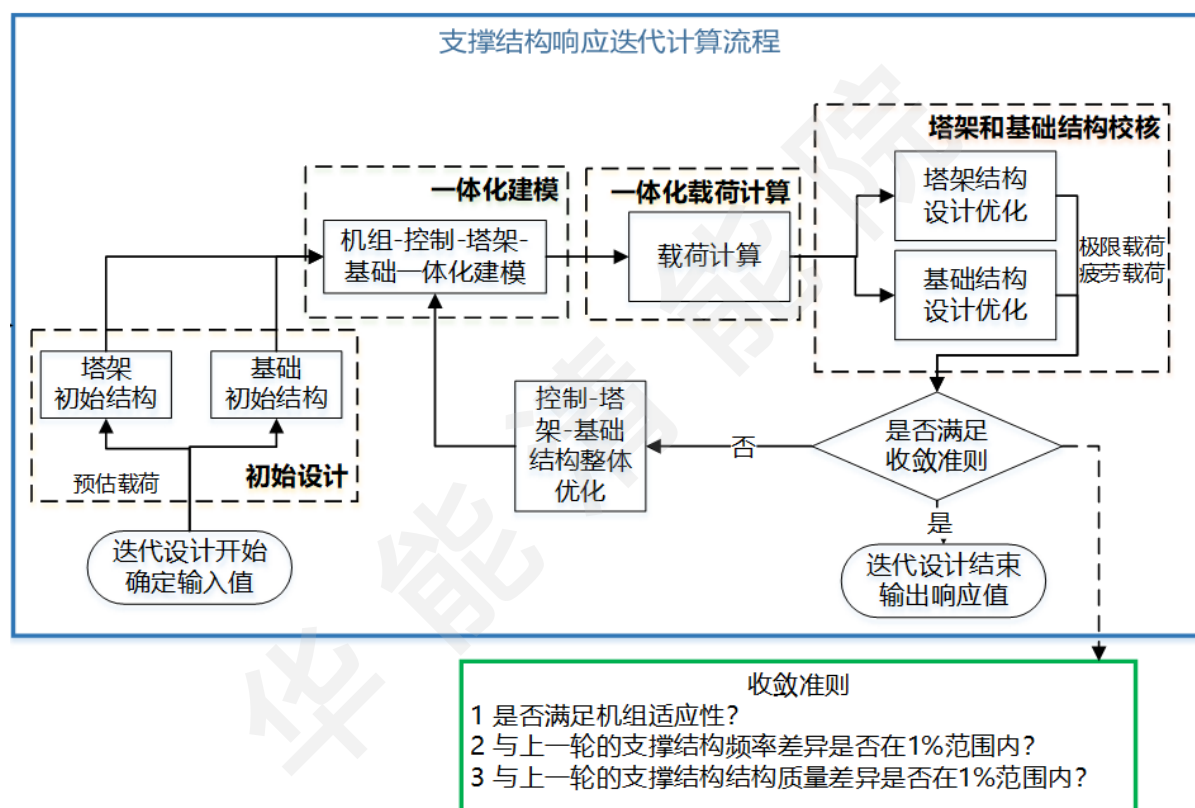


图 5 一体化设计流程图

附 录 A
(规范性)
波浪凝聚方法

当对波浪散布图数据进行聚合处理时，需要充分考虑风况和海况的相关性、波浪和结构的动力响应关系，波浪数据可按照如下所述方法进行聚合。

基于材料破坏与等效应力、S-N曲线反斜率相关，且等效应力与结构载荷成正比的假设，结构载荷与有义波高成正比，关系式如下：

$$Damage \propto f \propto \frac{1}{T_p} \quad (A-1)$$

$$H_s = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H_{si}^m \right)^{\frac{1}{m}} \quad (A-2)$$

式中：Damage 为构件结构损伤；

S 为等效应力；

H_s 为波浪凝聚后的有义波高；

m 为wolher系数；

N 为波浪个数；

H_{si} 为波浪散布表中各个波浪的有义波高。

基于材料破坏与波浪载荷的作用次数成正比，且波浪载荷的作用次数与波浪频率成正比的假设，波浪频率与波浪周期成反比，关系式如下：

$$Damage \propto f \propto \frac{1}{T_p} \quad (A-3)$$

$$T_p = \frac{1}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{1}{T_{pi}}} \quad (A-4)$$

式中：Damage 为构件结构损伤；

f 为波浪作用次数；

T_p 为波浪凝聚后的谱峰周期；

N 为波浪个数；

T_{pi} 为波浪散布表中各个波浪的谱峰周期。

对于单桩这种基础结构较柔、易受波浪载荷影响的基础，应充分考虑不同周期、不同波高的波浪对结构响应的影响。在进行波浪散点数据处理时，应采用对散点数据先分块再单独聚合的办法，以更准确的反应实际波浪条件对结构动力响应的影响，分块聚合应遵循以下原则：

- a) 在与结构频率相对应的波浪周期附近要加大分块的密度，以避免波浪能量集中而导致波浪载荷被高估。
- b) 应根据结构周期与波浪周期的重叠情况来决定分块的数量。

附录 B

(规范性)

支撑结构疲劳载荷后处理方法

为确保支撑结构的疲劳性能得到合理的评估，应充分考虑在风、浪、流等环境因素耦合作用下，海上风电机组支撑结构疲劳载荷在不同方向上的差异性。在对海上风力发电机组支撑结构疲劳载荷进行后处理时，应计算得到不同方向上的疲劳载荷，建议的做法如下：

a) 根据设定工况时给定的角度，使用如下公式 B-1 将支撑结构各截面每个角度上的载荷时序沿圆周投影到其他角度上，如图 B-1 所示；

$$M_{\alpha} = M_x * \cos\alpha + M_y * \sin\alpha \quad (\text{B-1})$$

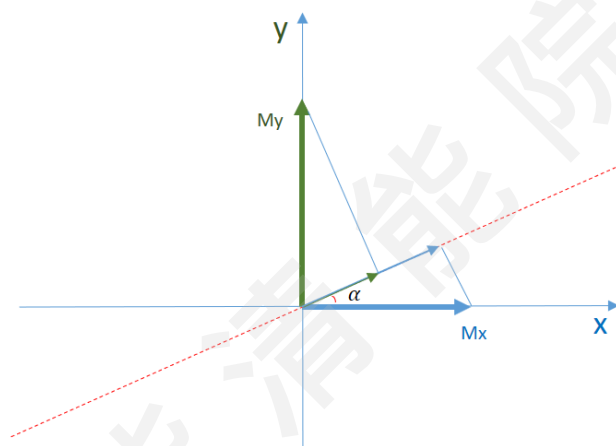


图 B-1 塔架各向载荷分解图

b) 把每个角度上得到的全部载荷时序分量进行叠加，；

c) 对每个角度上的合成载荷时序进行雨流统计，得到相应的疲劳载荷结果。以 15 度投影间隔为例，不同角度上塔架截面等效疲劳载荷典型输出格式见表 B.1。

表 B.1 塔架疲劳载荷输出表

Inverse s-n slope	M0	M15	M30			M315	M330	M345
3								
4								
5								
.....								
10								
11								
12								
注：Inverse s-n slope 表示 S/N 曲线的反斜率 m								
M0、M15、M30..... 表示不同方向上的合成力矩								

参考文献

- [1] Seidel, M.: zur Bemessung geschraubter Ringflanschverbindungen von Windenergieanlagen. Dissertation, Schriftenreihe Heft 20, Hannover, SHAKER Verlag, 2001[3]
- [2] DIBt: Richtlinie für Windkraftanlagen. Einwirkunge und Stadsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik, Reihen B, Heft 8: Berlin 2004
-

华能清洁能源院