ICS 27.180
CCS F11

中华人民共和国国家标准

GB/Z XXXXX—XXXX/IEC TS 61400-3-2:2019

漂浮式海上风力发电机组 设计要求

Floating offshore wind turbines—Design requirements

(IEC TS 61400-3-2:2019 Wind energy generation systems—Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines,IDT)

（征求意见稿）

XXXX－XX－XX 发布　　XXXX－XX－XX 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会　发布

目　　次

前　　言 III
引　　言 IV
1　范围 1
2　规范性引用文件 1
3　术语和定义 2
4　符号和缩略语 4
4.1　符号和单位 4
4.2　缩略语 4
5　基本要求 5
5.2　设计方法 5
5.6　支撑结构标识 6
6　外部条件——定义和评估 6
6.1　概述 6
6.1.2 风况 ..... **错误!未定义书签。**
7　结构设计 7
7.1　概述 7
7.3　载荷 7
7.4　设计状态和载荷工况 8
7.5　载荷和载荷效应计算 9
7.6　极限状态分析 12
8　控制和保护系统 13
9　机械系统 13
10　电气系统 14
11　桩基及其附属结构设计 14
12　组装、安装和吊装 14
12.1　概述 14
12.2　计划 14
12.13　漂浮式特定项目 14
13　调试、运行和维护 14
13.1 概述 14
13.3　调试说明书 14
13.4　运行人员指导手册 14
13.5　维护手册 15
14　锚定系统 15
15　浮态稳性 15
15.1　概述 15

15.2 完整静态稳性衡准 15
15.3 基于动态响应的完整稳性替代衡准 15
15.4 破舱稳性衡准 16
16 材料 16
17 海上支持系统 16
17.1 概述 16
17.2 舱底水处理系统 16
17.3 压载系统 16
附录 A（资料性） 漂浮式海上风力发电机组关键设计参数 37
附录 B（资料性） 浅水水动力学和破碎波 44
附录 C（资料性） 水动力载荷计算指南 45
附录 D（资料性） 漂浮式海上风力发电机组支撑结构冰载荷设计建议 46
附录 E（资料性） 漂浮式基础及水下结构设计 47
附录 F（资料性） 极限载荷的作业海洋气象参数统计外推法 48
附录 G（资料性） 防腐保护 49
附录 H（资料性） 热带气旋引起的极端波高预测 50
附录 I（资料性） 热带气旋地区安全等级调整的建议 51
附录 J（资料性） 地震 52
附录 K（资料性） 模型试验 53
附录 L（资料性） 海啸 56
附录 M（资料性） 非冗余定位系统 63
附录 N（资料性） 风电和海上标准中极限状态方法的不同 64
附录 O（资料性） 非标准持续极端操作阵风的应用 69
参 考 文 献 38

前　言

本文件按照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。

本文件使用翻译法等同采用IEC TS 61400 3-2:2019 《风能发电系统 第3-2部分：漂浮式海上风力发电机组设计要求》。

本文件应和IEC 61400-1: 2019《风力发电机组 第1部分：设计要求》、IEC 61400-3-1:2019《风力发电机组 第3-1部分：固定式海上风力发电机组设计要求》一起使用。

本文件保留了IEC TS 61400-3-2:2019的前言、引言，同时增加了本文件的“前言”。

本文件由中国机械工业联合会提出。

本文件由全国风力发电标准化技术委员会（SAC/TC 50）归口。

本文件起草单位：XX、XX。

本文件主要起草人：

引　言

IEC 61400的部分概述了漂浮式海上风力发电机组（FOWT）的最低设计要求，不能作为完整的设计规范或指导手册。

海上风力发电机的设计、制造、装配、安装、调试、运行和维护的各个方面可能由多个不同的团队承担，但应满足本文件的要求。各方之间的责任划分是合同约定的内容，不在本标准的要求范围内。

如果可以证明系统的安全性没有受到影响，则本标准的任何要求都可以调整。遵守本标准并不能免除任何人、组织或公司需要遵守其他适用法规的责任。

漂浮式海上风力发电机组 设计要求

1 范围

本文件规定了漂浮式海上风力发电机组（FOWT）场址外部条件评估的附加要求，以及确保FOWT工程完整性的基本设计要求。其目的是在机组预期寿命周期期间，提供适当等级的防护，以防止各种风险对机组造成的破坏。

本文件侧重于FOWT结构构件的工程完整性，但也涉及控制和保护系统的机械装置、内部电气系统和机械系统等子系统。

如果某风力发电机组的漂浮式基础受到水动力载荷作用，并且通过浮力和锚定系统支撑，则该风力发电机组应被视为漂浮式海上风力发电机组(FOWT)。FOWT包含五个主要子系统：风轮机舱组件(RNA)、塔架、漂浮式基础、锚定系统以及不属于RNA的配套机械、设备和系统。

本文件中明确考虑了以下类型的漂浮式基础：

a) 船型和驳船型结构；

b) 半潜型（Semi）；

c) 单立柱型（Spar）；

d) 张力腿平台/浮筒（TLP / TLB）。

除了上述列出的结构类型之外，本技术规范一般还包括用于支撑风力发电机组的其他漂浮式平台。这些平台结构在几何形状和结构型式上可能具有很大的差异，因此只能部分满足本文件的要求。 在其他情况下，本文件中规定的具体要求可能不适用于这类结构的全部或部分设计。 在所有上述情况下，与本文件的一致性，则要求设计所遵循的基础原则达到或高于本文件所要求的安全水平。

本文件适用于具有单个水平轴风力发电机组的无人值守的漂浮式结构，对于多风力发电机组、垂直轴风力发电机组或风/波浪能组合发电系统，可能需要额外的设计考虑。

本文件应与第2章中引用的相应IEC和ISO标准同步使用。本文件完全符合IEC 61400-1和IEC61400-3-1的要求。根据本文件设计的FOWT的安全等级应达到或超过IEC 61400-1和本文件中规定的水平。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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。

IEC 61400-1:2019 风力发电机组 第1部分：设计要求（Wind energy generation systems—Part 1:Design requirements）

注：GB/T 18451.1-2022 风力发电机组 设计要求（IEC 61400-1:2019，IDT）

IEC 61400-3-1:2019 风能发电系统 第3-1部分：固定式海上风力发电机组设计要求

注：GB/T 31517.1-2022 固定式海上风力发电机组 设计要求（IEC 61400-3-1:2019，IDT）

GB/T 35989.1-2018 石油天然气工业 海上浮式结构 第1部分：单体船、半潜式平台和深吃水立柱式平台（ISO 19904-1:2006,IDT）

ISO 19901-1:2015 石油和天然气工业 海上结构物的特殊要求 第1部分：海洋气象设计和运行条件（Petroleum and natural gas industries - Specific requirements, for offshore structures

- Part 1: Metocean design and operating conditions）

ISO 19901-4:2016 石油和天然气工业 海上结构的特殊要求 第4部分：岩土工程和基础设计考虑（Petroleum and natural gas industries - Specific requirernents for offshore structures - Part 4: Geotechnical and foundation design considerations）

ISO 19901-6:2009 石油和天然气工业 海上结构物的特殊要求 第6部分：海上作业（Petroleum and natural gas industries - Specific requirements for offshore structures - Part 6: Marine operations）

ISO 19901-7:2013 石油和天然气工业 海上结构物的特殊要求 第7部分：浮式海上结构和移动式海上设施的系泊系统（Petroleum and natural gas industries - Specific requirements structures - Part 7: Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units）

ISO 19906:2010 石油和天然气工业 北极海上结构（Petroleum and natural gas industries - Arctic offshore structures）

IMO第 MSC.267（85）号决议 国际完整稳性规范 2008年（2008 IS CODE）（International Code on Intact Stability）

API RP 2FPS:2011 漂浮式生产系统规划、设计和建造的推荐方法（Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems）

API RP 2T(R2015):2010 张力腿平台规划、设计和建造的推荐方法（Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Tension Leg Platform）

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。用于增补或替代GB/T 18451.1和本文件中相应部分。

ISO和IEC在如下几个网址上维护着标准化的术语数据库：

IEC Electropedia的网址: http://www.electropedia.org/

ISO在线浏览平台网址: http://www.iso.org/obp

3.54

飞溅区 splash zone

由于波浪、潮汐变化和浮体结构的运动而经常被浸湿的支撑结构的外部区域。

飞溅区的上限和下限，应根据漂浮式基础结构特定的型式，在叠加下列参数后确定：

重现期为1年的最高静水位，加上重现期为1年的有义波高的波峰高度；

重现期为1年的最低静水位，减去重现期为1年的有义波高的波谷深度；

吃水变化，以及

漂浮式基础结构的垂向运动（垂荡、横摇、纵摇），如适用。

虽然本文件未明确提及飞溅区，但本文件中对飞溅区的定义取代了IEC 61400-3中的定义，从而影响了IEC 61400-3对FOWT的解释。

3.58

支撑结构 support structure

由塔架、漂浮式基础结构和锚定系统组成的部分。

参见图1。

3.79

锚 Anchor

系在系泊缆或张力腱末端并部分或全部埋入海底的装置，以限制系泊缆或张力腱的移动并将载荷传递至海底。

可用于锚定漂浮式结构的选择包括拖曳锚、桩锚（打桩式，喷射桩，吸力桩（负压桩），鱼雷式/重力埋置式、钻孔和灌浆），以及其他锚类型，如重力锚和板锚。

3.80

悬链式系泊 catenary mooring

由系泊缆上的分布重量提供恢复作用力的系泊系统。

3.81

漂浮式基础结构 floating sub-structure

漂浮式海上风力发电机组支撑结构的组成部分，浮于海底之上，与塔架和锚定系统连接，由用于承受运行载荷的漂浮式基础组成的。

注：漂浮式基础也可被认为是一个船体结构。图1显示了不同的漂浮式基础结构概念以及海上风力发电机组的其他部分。

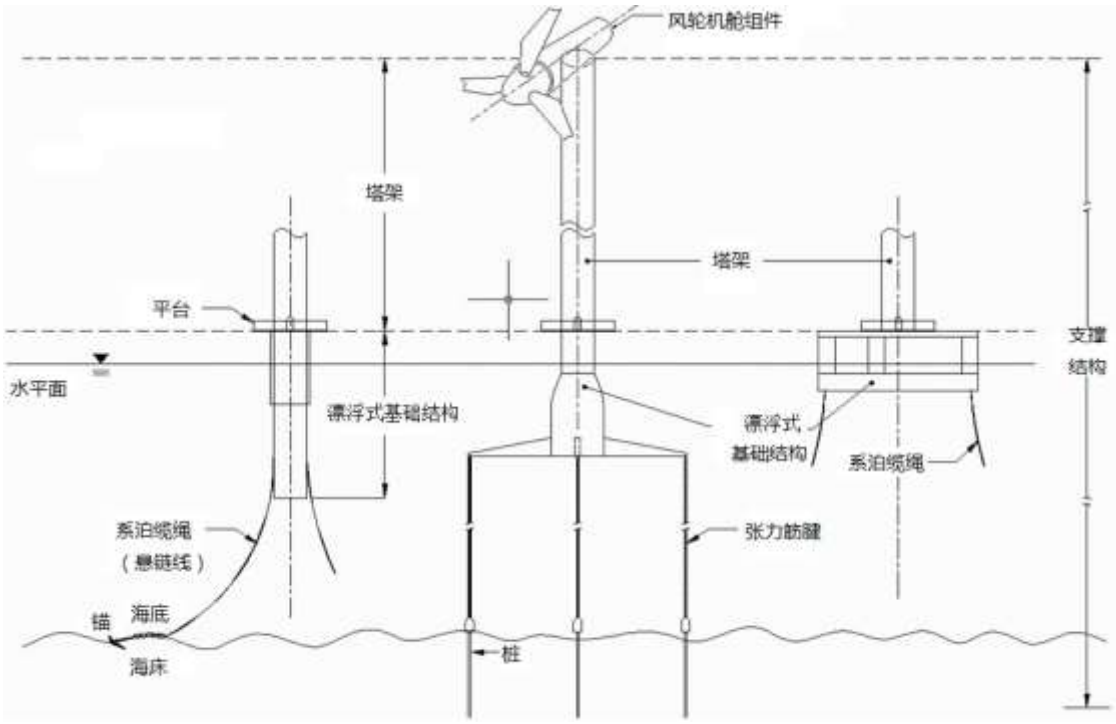


图1 漂浮式海上风力发电机组部件结构

3.82

系泊系统 mooring system

一种被动的锚定系统，通常包括系泊缆、锚、连接器和配套设备，还可能包括浮筒、配重、转塔、解脱系统等其他部件。

3.83

公认船级社 recognized classification society

国际船级社协会(IACS)成员，对漂浮式基础具有公认的相关能力和经验。

3.84

冗余检查 redundancy check

在一条系泊缆或张力腱破断后，FOWT到达新位置的设计状态，并由剩余系泊缆或张力腱保持在适当位置。

3.85

结构尺寸 Scantling

浮式基础结构的板、梁和加强筋的尺寸。

3.86

锚定系统 stationkeeping system

能够将漂浮式海上风力发电机组的偏移和/或加速度限制在规定的范围内，并保持预期方向的系统。

注：在使用主动推进器、张力键等作用情况下，锚定系统可能与系泊系统有所不同。

3.87

张紧式系泊 taut-line mooring

由系泊缆弹性变形提供回复力的系泊系统。

3.88

张力腱 Tendon

在TLP型漂浮式基础结构与海底基础之间形成垂直连接的锚定系统部件的集合，目的是为漂浮式海上风力发电机组提供锚定和浮动稳定性。

4 符号和缩略语

4.1 符号和单位

下列符号适用于本文件。

$f_{low\ frequency}$	低频范围的上限（Hz）；
L_k	速度分量积分尺度参数；
S.F.	安全系数；
$\sigma_{allowable}$	许用应力（N/mm²或MPa）；
$\sigma_{buckling}$	许用屈曲应力（N/mm²或MPa）；
σ_{cr}	临界压缩屈曲应力或临界剪切屈曲应力（N/mm²或MPa）；
σ_{y}	额定最小屈服强度（N/mm²或MPa）。

4.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

FOWT	漂浮式海上风力发电机组（Floating Offshore Wind Turbine）
IACS	国际船级社协会(International Association of Classification societies)
IMO	国际海事组织（International maritime organization）
RCS	公认的船级社（Recognized Classification Society）

TLB	张力腿浮筒（Tension-leg Buoy）
TLP	张力腿平台（Tension-leg Platform）
WSD	工作应力设计（Working StressDesign）

5 基本要求

5.2 设计方法

本文件5.2中总结的设计方法基本上可以应用于漂浮式海上风力发电机组，但需进行以下修改，如图2所示。

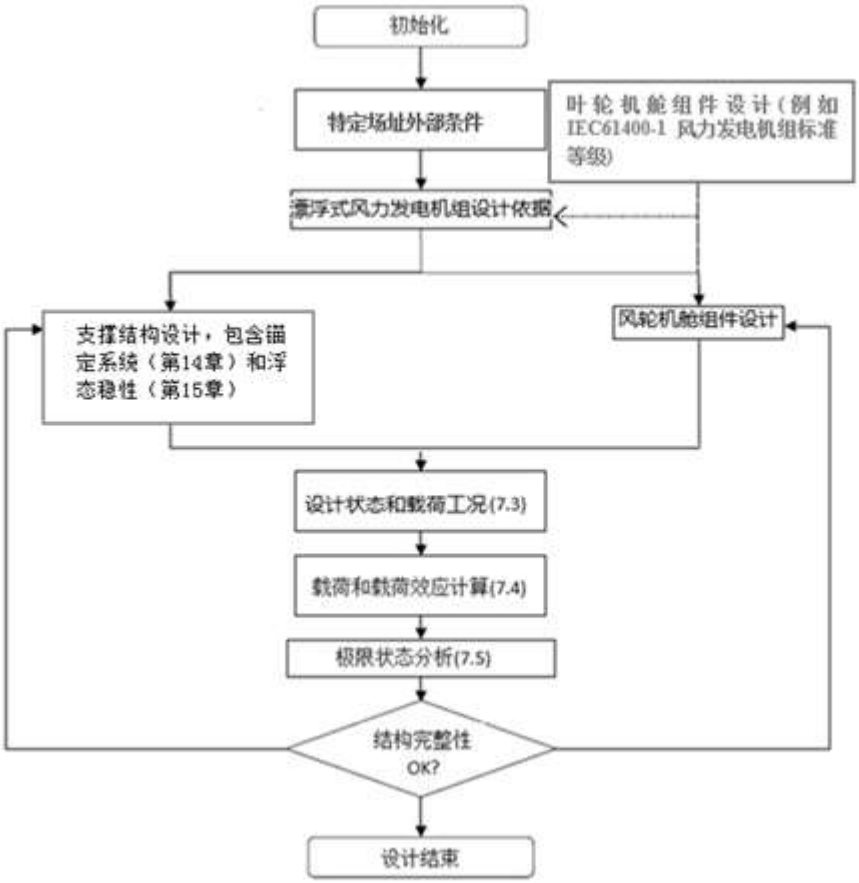


图2 漂浮式海上风力发电机组（FOWT）的设计流程

漂浮式海上风力发电机组支撑结构的设计应包括第14章中锚定系统的设计，并考虑第15章中的浮体稳性。

相对于固定式海上风力发电机组，漂浮式海上风力发电机组因其锚定系统额外的柔性和动态响应变化（包括与风轮机舱组件之间的耦合），按照IEC 61400-1第6.2条中最初定义的标准风力发电机组类别不再适用于漂浮式海上风力发电机组风轮机舱组件的设计。

有必要论证漂浮式海上风力发电机组支撑结构和特定场址的海上环境条件不会损害风轮机舱组件结构的完整性。论证应包括对漂浮式海上风力发电机组支撑结构和特定场址条件计算的载荷和挠度，与初始风轮机舱组件设计的载荷和扰度计算的对比。

相对于固定式海上风力发电机组，对漂浮式海上风力发电机组的控制和保护系统（见第8章）、机械系统（见第9章）和塔架进行设计时，应考虑潜在增加的动态响应的影响。

用于代替本文件中所述的试验，模型缩尺试验的数据可用于增加预测设计值的可信度，并验证结构动力学模型和设计状态（见附录K）。

5.6 支撑结构标识

至少以下信息应显著、清晰、永久地标记在漂浮式海上风力发电机组支撑结构（包括漂浮式基础）的铭牌上：

- 型号和序列号；
- 生产年份；
- 排水量；
- 吃水标记（海上作业的组合载重线标记）；
- 公司和注册所有人身份；
- 制造商和国家；
- 业主。

6 外部条件——定义和评估

6.1 概述

除了规范本文件的要求外，本节所述的外部条件应在漂浮式海上风力发电机组的设计中予以考虑。本文件第6章中定义的外部条件基本可以使用，但由于漂浮式海上风力发电机组支撑结构是一个浮式系统，因此必须考虑与风、浪和其它外部条件相关的一些附加条件。

6.1.1 除了规范本文件的要求外，本条所述的外部条件应在漂浮式海上风电机组的设计中予以考虑。基本可使用IEC 61400-3-1:2019第6章中定义的外部条件，但由于漂浮式海上风力发电机组支撑结构是一个浮式系统，因此必须考虑与风、浪和其它外部条件相关的一些附加条件。

6.1.2 风况

应确保风况在低频范围内具有足够代表性。这包括但不限于能足够代表功率谱密度的低频范围内的典型风，以及能够代表阵风事件的风模型。

这会影响到本文件中6.3.2.2中极端运行阵风（EOG）的定义。

低频范围的上限频率（单位：Hz）表示为：

$$f_{lowfrequency} = \frac{V_{hub}}{6L_k} \quad (23)$$

式中：

V_{hub} ——轮毂高度处10分钟平均风速（m/s）；

L_k ——速度分量积分尺度参数（m）；

定义参见IEC 61400-1：2019附录B：ISO 19901-1:2015中A.7.4条描述的一种通常适用于低频的湍流模型。

IEC 61400-1:2019（GB/T 18451.1-2022）中6.3.2条定义的EOG、EDC、ECD 中的阵风持续时间对漂浮式海上风力发电机组的设计可能并不充足，因为漂浮式海上风力发电机组的运动固有频率远低于固定式海上风力发电机组。如果阵风持续时间的定义与运动固有频率相关，则应进行相应的评估。针对较长EOG周期的处理方法见附录O。

6.3.3 海况

漂浮式基础的载荷和响应通常受波浪的影响大于受风的影响；应谨慎的确定载荷模拟的风和波浪组合，以免忽略重要的海况[1]。

[1]对于固定式海上风力发电机组，波浪的选取往往依赖于风速的取值，这种做法对漂浮式海上风力发电机组的设计可能不够充分。

涌浪对漂浮式海上风力发电机组的低频响应有重要影响。对于漂浮式海上风力发电机组，导致双向波浪载荷的风浪异向情况可能需要特别注意并应予以考虑。这对导致塔基疲劳的载荷工况尤其重要。

6.3.4 其它环境条件

对于TLP/TLB型漂浮式基础，地震分析需要特别关注（见附录J）。

7 结构设计

7.1 概述

漂浮式海上风力发电机组应按照本章要求进行设计，漂浮式基础设计相关的附加要求应遵循ISO 19904-1（GB/T 35989.1）。

锚定系统应按照第14章进行设计。

7.3 载荷

7.3.2 重力和惯性载荷

GB/T 35989.1-2018中第7.3.2的规定是普遍适用的。由于漂浮式海上风力发电机组潜在的附加顺应性以及气动力和水动力载荷引起的动态响应增加，故惯性载荷，包括回转载荷，对漂浮式海上风力发电机组尤为重要。

7.3.3 空气动力载荷

本文件中7.3.3的规定是普遍适用的。由于附加柔性与动态响应的增加，气流与漂浮式海上风力发电机组之间的气动干扰就尤为重要。漂浮式基础潜在的大平动和转动运动与风轮机舱组件以及塔架的气动载荷之间的相互影响应予考虑，这包括气弹效应以及相关的全局和局部动态效应、非定常气动效应（例如动态入流、倾斜入流、倾斜尾流、包括动态失速的非定常翼型空气动力学、叶片-涡流的相互作用）。如若相关，还应考虑漂浮式基础的风载荷。

7.3.5 水动力载荷

气隙的最小值为1.5 m。气隙应通过合适的模型试验和/或通过详细的总体性能分析（考虑漂浮式基础与波浪之间的相对运动）进行计算确定。在评估气隙要求时，应考虑波浪爬升和漂浮式基础运动的影响。波浪爬升主要受结构几何形状、波高和波陡的影响，通常通过模型试验确定。依据API RP 2FPS，还应适当考虑局部波峰高程。至少应依据50年一遇的极端风暴设计载荷工况进行气隙取值校核。

此外，按照本文件的要求，应根据GB/T 35989.1评估波浪冲击载荷（包括砰击、晃荡和上浪）的强度。

7.3.6 海/湖冰载荷

本文件的附录D不再适用于漂浮式海上风力发电机组。见本文件附录D。

7.3.7 其它载荷

应考虑发电过程中邻近漂浮式海上风力发电机组的尾流效应。对海上风电场中漂浮式海上风力发电机组的适应性评估应考虑到上风向单个或多个风力发电机组的尾流相关的确定性和湍流特征，包括风力发电机组之间的间距对与发电相关的周围风速和风向的影响。

风机尾流会在自由流中引入附加湍流，从而会导致风速的降低。当受到一个或多个上风向风机尾流的部分影响时，下游风力发电机组的风轮将产生较大的非对称载荷（包括偏航载荷）。上述载荷及其所产生动态响应对由定位系统布局造成的偏航约束较弱的漂浮式海上风力发电机组尤为重要。当采用IEC 61400-1中所建议的尾流模型时，应考虑漂浮式基础的运动响应。

应依据第14章考虑系泊、张力腱和电力电缆载荷的重要影响。

在适当情况下，应考虑由内外部静压力以及由此产生的浮力作用于漂浮式基础的水动力载荷，包括由于结构偏离其平均位置的垂荡、横摇和纵摇引起的静水压力随时间变化的部分。

关于地震载荷对浮式结构的影响，见附录J。

对于容易发生海啸的地点，通常应将海啸视为水面高度和水平海流的变化；见附录L。如果有合适的海啸预警系统来关停风力发电机组，则可以在分析海啸状况时不考虑运行中的额外载荷。

7.4 设计状态和载荷工况

采用本文件中7.4条中适用于漂浮式海上风力发电机组系统的设计状态和载荷工况。 此外，漂浮式海上风力发电机组特定需求也应考虑。

相对于固定式海上风力发电机况，如果风、浪、涌浪和海流之间异向会导致漂浮式海上风力发电机组的载荷增大，则除了需要考虑IEC61400-3-1：2019第7.4条中指定的同向情况，还需要考虑这些异向的情况。

对于漂浮式海上风力发电机组，需要采用更长的工况模拟时长对极端运行阵风工况（DLC 2.3，3.2和4.2中的EOG）进行额外的分析计算（见附录O）。

如果漂浮式海上风力发电机组支撑结构配备了主动控制系统（例如主动压载系统或带主动推进器的锚定系统），故障工况（DLC 2.1至 DLC 2.6 以及 DLC 7.1至DLC 7.2）应考虑上述控制系统的故障。

除本文件规定的设计载荷工况外，还应考虑表2中适用于漂浮式海上风力发电机组的特定载荷工况。

表 1　漂浮式海上风力发电机组特殊设计载荷工况

设计状态	设计工况	风况	波浪	风浪方向	海流	水位	其它	分析类型	局部安全系数
2）发电兼有故障	2.6	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	SSS	MIS, MUL	NCM	NWLR	海况限位保护系统故障	U	A
4）正常停机	4.3	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	SSS 或触发控制及保护系统的安全限值的最严峻的工况	MIS, MUL	NCM	MSL	最大工作海况限值	U	A
9）发电	9.1	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	NSS	MIS, MUL	NCM	MSL	完整和冗余检查条件之间的瞬态条件	U	A
	9.2	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	NSS	MIS, MUL	NCM	MSL	冗余检查条件	U	A
	9.3	NTM	NSS	MIS,	NCM	MSL	泄露	U	A

设计状态	设计工况	风况	波浪	风浪方向	海流	水位	其它	分析类型	局部安全系数
		$V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		MUL			（破舱稳性）		
10）停机（静止或空转）	10.1	EWM $V_{hub}<V_{ref}$	ESS	MIS, MUL	ECM	EWLR	完整和冗余检查条件之间的瞬态条件	U	A
	10.2	EWM $V_{hub}<V_{ref}$	ESS	MIS, MUL	ECM	EWLR	冗余检查条件	U	A
	10.3	EWM $V_{hub}<V_{ref}$	ESS	MIS, MUL	ECM	EWLR	泄露（破舱稳性）	U	A

允许设计方通过控制和保护系统等特定的功能来限制风力发电机组在极端条件下运行。控制和保护系统的功能应根据第8章的要求进行描述，运行限值可由海况或其它测量信号确定。控制和保护系统可能不允许漂浮式海上风力发电机组在DLC 1.6中描述的条件下运行。当证实这一点时，DLC 1.6的运行条件应为控制和保护系统所允许的最恶劣条件。

如3.84章节所述，DLC 9.1和10.1对应完整状态（所有系泊缆或张力腱均完整）和系泊缆或张力腱损失后冗余状态之间的过渡情况。DLC 9.2和10.2是指在一条系泊缆或张力腱断裂，结构到达新的平均位置后的状态。

对于具备多个舱室的漂浮式海上风力发电机组，应依据DLC9.3和10.3进行所有相关舱室的进水分析。依据浮式结构破舱稳性的要求确定不同舱室的进水情况。

除了风况和海况以外，DLC 10.1至DLC 10.3的定义与DLC 9.1至DLC 9.3的定义相同。在第一组（DLC 9.1至DLC 9.3）中，NTM风模型应与正常海况（NSS）共同使用，而在第二组（DLC 10.1至10.3）中，极端风模型（EWM）应与极端海况（ESS）共同使用。对于后者，仅需考虑Hs,50。

对于DLC 9.1 – 10.3的模拟，应考虑漂浮式海上风力发电机组可能会出现的严重的结构运动和风机偏航偏差（例如，对于偏航运动，在最坏情况下，转系系统的来流可能会从上风向变为下风向）。

对于非冗余的定位系统，可以忽略DLC 9.1、9.2、10.1和10.2，但在这种情况下需要额外的安全系数（见第14章）。

如有必要，所有设计载荷工况需要考虑锚定系统安装期间锚可能偏离设计位置的情况。

7.5 载荷和载荷效应计算

7.5.1 概述

频域法常用于分析海上浮式结构物，而时域法通常用于分析风力发电机组，以计算空气动力学、结构动力学和控制系统中的非线性问题。如果采用频域法分析漂浮式海上风力发电机组，对于每个采用频域法的设计载荷工况，计算的载荷应证明所获安全等级等于或大于可接受的时域法的安全等级。

7.5.2 水动力载荷的相关性

由于支撑结构的动力响应，作用在漂浮式基础上的水动力载荷和锚定系统产生的载荷能够直接影响塔架、风轮机舱组件，一般来说这些载荷不可忽视且很重要。

7.5.3 水动力载荷的计算

一般可依据本文件中7.5.3进行水动力计算。然而，相对于固定式海上风力发电机组，漂浮式海上

风力发电机组的基础可能具有大体积和运动大幅度的特征，这会对水动力载荷计算产生影响。应考虑对这些影响进行适当的处理。

大体积结构将显著地改变波形，而由此所产生的绕射波会对结构产生重要影响。在这种情况下，水动力载荷计算时就不能再忽略结构对流场的影响。因此，不能采用本文件推荐的约束波计算方法，即将非线性规则波嵌入一系列不规则线性波中，再利用Morison方程进行水动力载荷计算。对于波浪绕射明显的情况，波和水动力载荷的随机性和非线性特性可以用二阶（或更高阶）势流-波-体相互作用理论来模拟，包括平均漂移、慢漂（差频）以及和频效应。TLPs/TLBs的弹振和鸣振对张紧系泊和张力腱的设计尤为重要。

由于大型结构大幅运动所产生的自由表面波，此时的辐射载荷（包括记忆效应）对于结构运动具有显著影响。在这种情况下，载荷与结构的振荡速度和加速度成比例，并取决于其以往运动。此时相关水动力载荷，包括与频率相关的附加质量和阻尼，可通过势流理论下适当的波体相互作用理论来计算。

应用势流理论下的波体相互作用理论时，通常假设漂浮式基础为刚体。但是，在适当的情况下，应考虑漂浮式基础的顺应性，包括水弹性效应。

基于势流理论下波体相互作用理论计算的水动力载荷应该与流动分离产生的载荷相加，包括粘性拖曳力。粘性效应对于垂荡板的阻尼特别重要。

如果基于Morison方程进行波浪作用下浮式平台水动力载荷计算（一般适用于细长结构，如Spar），则还需考虑未扰动波场作用于倾斜面部分和结构底面上的垂直力（弗汝德-科氏力）和可能的绕射力。

漂浮式基础的水动力载荷计算可参考附录C。

7.5.4 海/湖冰载荷计算

本文件附录D不适用于漂浮式海上风力发电机组，而应根据ISO 19906进行海冰载荷计算。冰载荷的计算应考虑由冰、风、波或海流引起的漂浮式海上风力发电机组的运动及定位系统的柔性。

如果部分定位系统和电缆暴露在冰载荷下，则应考虑作用于其上的冰载荷。

冰处理系统可用于减少作用于结构的冰载荷。漂浮式海上风力发电机组的设计需要考虑该系统对其运动响应的影响。

7.5.6 仿真要求

根据本文件中7.5.6的规定，给出以下针对漂浮式海上风力发电机组在特定工况的仿真要求：

- 对于DLC 2.6，可以采用与DLC 1.6相同的要求进行仿真。
- 对于DLC 4.3,9.1,9.2,9.3,10.1,10.2和10.3，对于每个给定风速和海况的组合工况，至少需要进行6组10分钟的仿真。同时，仿真还应该满足本规定中其他相匹配的要求。

通常情况下，本文件7.5.6的规定都可应用于漂浮式海上风力发电机组。然而，与固定式海上风力发电机组不同，漂浮式海上风力发电机组独特的设计特点和动力特性使得其在进行仿真时，还需满足更多的要求。在合适的情况下，漂浮式海上风力发电机组的仿真应考虑以下内容。

对于漂浮式海上风力发电机组，其支撑结构的运动更为剧烈，再加上两侧气动力阻尼不足，将会导致该方向下风、浪、流产生显著的极限载荷和疲劳载荷的影响。因此，风和浪/流的异向是浮式风机支撑结构需特别关注的问题，应当连同本文件7.4指定的风浪流同向的情况一起考虑到每个设计载荷工况。

为确保得到准确的环境载荷统计数据，理想情况下应考虑风速、风向，波高、波周期和波向，流速和流向以及潮汐变化等所有可能的组合。对上述环境条件参数相互结合，并进行合理的工况分组是进行精确载荷计算的关键。将每个环境参数可能的范围离散成合理的区间块，是兼顾计算精度和计算时间的前提。为了减少区间块的数量，可以增大风浪流的方向以及波浪周期的区间块大小。

对于每个区间块，应进行恰当数量、足够时长的载荷模拟分析，以确保计算的结构载荷的统计可靠性。应依据每个漂浮式海上风力发电机组支撑结构的设计工况和场址条件来确定仿真模拟的数量和时

长，并且保证不能少于本文件7.5.6所给出的建议值。本文件建议对于大部分设计工况仿真时长为10分钟；对于每一组环境条件，应至少需要选取6组随机风、浪的种子，并保证总计60分钟的随机风、浪的输入。仿真时长取值为10分钟主要是基于风谱中湍流和日峰值之间的谱隙来考虑的。在这个频段内，10分钟的湍流风近似地被认为是稳定的。类似的，在海洋油气工程中，对浮式系统通常会采用1至6小时的时长来进行仿真模拟以考虑波浪的低频成分，漂浮式基础的低阶固有频率以及二阶慢漂水动力效应之间的谱隙。

简单地进行较长时长的风机仿真可能得不到理想的结果。湍流风在仿真时通常被假定为定常风况，故当仿真时长远超过1小时，上述假定显然是不合理的。同时，对于大多数计算机来说，生成和存储具有足够空间范围、足够空间和时间精度以及时长远超1小时的湍流风数据将带来显著的计算成本。此外，增加模拟时长会引入额外的随机信息(以及更大的极值)，而这些随机信息本身将导致更大的与海上因素不相关的结构极限载荷。

为了避免上述可能出现的问题，如果漂浮式海上风电机组需要使用远远超过10分钟的时长进行仿真模拟，通常还是建议使用重复的周期性的风数据。通过傅里叶变换生成具有周期性的湍流风数据，周期等于数据集的时长(通常为10分钟)。基于该湍流风数据，并联合波浪数据可重复用于进行远超10分钟的风浪联合作用下仿真计算，所允许的计算时长可达6小时。不过应确保所使用的湍流风不会激发漂浮式海上风电机组的低频响应。

对于极端海况，由现场评估得到的给定周期下的平均风速和有义波高应根据仿真时长进行修正。

对于可忽略慢漂移效应的漂浮式海上风力发电机组极限载荷计算，在保证单次仿真时长满足10分钟要求的前提下，只需选取足够的仿真次数以保证所得结构载荷的统计可靠性。即只要通过改变仿真次数来保证随机风浪中的随机信息总量不变，就可以使用不同时长的仿真来得到相同的极限载荷。需要比较不同仿真时长之间的极限载荷来对仿真时长进行评估。平均值方法对于进行不同仿真时长所得极限载荷对比具有重要影响。应比较相同总仿真时长下的极限载荷，或将较长的仿真划分为最短仿真时长，并比较平均最大值。

与仿真时长相比，漂浮式海上风力发电机组的疲劳载荷可能对非闭合循环载荷的计数方法更为敏感，详见7.6.3。

确定性的风况通常会导致系统构件在短时间内(以秒为单位)承受极限载荷。因此，短期极端载荷与漂浮式基础潜在的低频、高幅值运动之间的相位可能会很重要。

漂浮式海上风力发电机组支撑结构频率的范围远低于固定式基础。因此，有必要增加漂浮式海上风力发电机组的开机、停机的仿真时长，以得到可靠的极端载荷和足够的疲劳循环作用次数。

由于动态仿真所使用的初始条件在仿真开始时会对响应统计量产生影响，因此在所有分析中都应剔除适当时长的初始数据。这种处理方法对于漂浮式海上风力发电机组尤为重要，因为漂浮式基础通常具有较长的固有周期和较低的阻尼。应选择适当的初始反应时长，使得初始数值瞬态效应得到充分地衰减，保证漂浮式基础运动达到准静态位置。为了减少每次仿真所需剔除的初始时间，建议依据特定的风、浪和作业条件进行数值模型的初始化（尤其是叶片桨距角，转子转速，浮式平台纵荡和横倾）。

7.5.7 其他要求

除了在本文件中7.5.7所列举的要求之外，以下要求需要根据相关情况进行考虑：

- 风力发电机组和漂浮式基础的控制和保护系统的运行状况；
- 漂浮式基础和定位系统的涡激振动和运动（见附录C）；
- 定位系统的非线性和动力特性，包括悬链线式、半张紧式和张紧式定位系统的阻尼所带来的影响（见ISO 19901-7，或对于张力腱则参考API RP 2T）；
- 系泊缆索和锚与海床之间的非线性相互作用；
- 由砰击产生的浮体的动态激励（颤振）和振动（弹振）（见附录C）；

- 液舱晃荡。

7.6 极限状态分析

7.6.1 概述

通过添加/替换相关准则后，本文件中7.6可适用于漂浮式海上风力发电机组。一些漂浮式基础设计的额外要求可以遵循GB/T 35989.1，其中采用了与IEC 61400-3-1:2019不同的极限状态分析方法，附录N对两者之间的差异及解决方法进行了说明。

需要采用合适的方法评估设计工况中漂浮式基础的结构极限状态，从而对RCS规范中结构尺寸计算公式得到的结构尺寸的充分性进行验证（其定义参考GB/T 35989.1）。

应根据本文件中7.6规定的局部系数法，或工作应力法(见7.6.6)进行漂浮式海上风力发电机组的结构设计。如GB/T 35989.1所述局部系数法和工作应力法为两套并行使用的方法。当依据本文件进行漂浮式海上风力发电机组支撑结构的疲劳设计时，所有局部系数取值为1，此时分项系数法和工作应力法等效。

此外，正常使用极限状态分析也应作为极端极限状态分析的一部分，见7.6.7的规定。

7.6.3 疲劳失效

非闭合循环对于漂浮式海上风力发电机组疲劳分析具有重要影响，特别是对于模拟时长较短的疲劳计算。非闭合循环也称为半循环或部分循环，是由于在雨流计数法中疲劳载荷波峰值无法匹配与之等效的波谷幅值所产生的。在时域仿真的开始和结束阶段以及对于较大幅值循环中，会存在非闭循环。在计算最终疲劳损伤时，将给定非闭合循环一个介于0和1之间的权重因子。如果使用的权重因子为1，则将每个非闭循环视为一个完整的循环；如果使用的权重因子是0，则忽略非闭循环，即对疲劳计算无影响。通常建议选取权重因子0.5作为折中。与仿真时长相比，疲劳载荷将显著受到非闭循环作用次数计数方法的影响。为了降低非闭循环对于疲劳载荷的影响，疲劳计数算法可以将各工况仿真结果整合为统一数据库进行集中计数，而不是单独处理计数。

7.6.6 工作应力设计法

采用工作应力法进行漂浮式海上风力发电机组的支撑结构设计校核时，表4所列分项系数均被设置为1，选取设计值作为代表值；并且在设计校核中设置相应的整体结构安全系数或者利用率因子。

当基于工作应力法进行强度设计时，设计许可标准将以许用应力的形式来表达。在工作应力法中，基于与设计条件和应力形式的安全系数S.F、最小屈服强度允许值σy，并依据公式（24）来确定许用应力$\sigma_{allowable}$。

$$\sigma_{allowable} = \frac{\sigma_{cr}}{S.F} \quad (24)$$

对于梁柱和管状构件，单个应力分量不得超过许用应力。对于多轴加载条件下的板结构，应力应以冯-米塞斯应力(或等效应力)表示，且不应超过许用应力。

通常，屈服安全系数按表4进行选取。当通过测量或通过测量确定的分析得出的载荷值高于正常的置信度时,可以使用较低的屈服应力安全系数。所有使用的屈服应力安全系数的值应在设计文件中说明。

表 4　　屈服应力安全系数

应力类别	正常	非正常	运输和安装
轴向应力	1.5	1.25	1.67
弯曲应力	1.5	1.25	1.67

剪切应力	2.26	1.89	2.52
冯米塞斯应力	1.33	1.11	1.48

除了上述内容以外，由于受压、弯曲或剪切产生的构件上的应力，不得超过由临界压缩屈曲应力或剪切屈曲应力σcr除以安全系数S.F后得到的许用屈曲应力σbuckling，见公式（25）。

$$\sigma_{buckling} = \frac{\sigma_{cr}}{S.F} \quad (25)$$

通常，屈曲安全系数的取值，正常（N）工况为1.5，非正常（A）工况为1.25，运输和安装（T）工况为1.67。然而，如果通过测量或通过测量确定的载荷值高于正常置信度，则安全系数的取值，正常(N)工况为1.25，非正常(A) 工况为1.04，运输和安装(T) 工况为1.39。

有关受压、弯矩及两者组合作用下梁柱和管节点许用应力的计算及校核应符合公认的海洋工程领域相关技术规范。

7.6.7 正常使用极限状态分析

漂浮式海上风力发电机组的设计应满足预期使用寿命内安全运行的要求。当漂浮式海上风力发电机组的运动超出极限值时，这些运动可能导致海底电缆或邻近设施的破坏，风轮叶片的变形，塔架的倾斜等。上述运动虽不影响仿真载荷计算，但在现实中会破坏漂浮式海上风力发电机组的安全运行，因此必须予以避免。设计人员应提出适当的极限值，以确保漂浮式海上风力发电机组和相应的基础设施的完整性和服役能力，并应验证7.4中所提及的载荷工况均不超过这些极值。在正常使用极限状态分析中，对于局部系数法，载荷局部系数和结构抗力系数取值为1。在工作应力法中，结构安全系数取值应为1。

8 控制和保护系统

除GB/T 18451.1和本文件中规定的要求外，漂浮式海上风力发电机组支撑结构的控制和保护系统应满足公认且可适用的海洋工程设计规范的要求。

由于漂浮式海上风力发电机组支撑结构可能存在附加系统，在设计时应考虑多个控制和保护系统之间的相互作用。

应避免控制系统作用所引起的共振和运动的动态增大效应。[1)]

除GB/T 18451.1-2022中第8章中定义的保护系统功能外，至少还应在下列危险事件中激活保护系统:

- 漂浮式海上风力发电机组支撑结构控制功能失效；
- 漂浮式基础的运动和加速度超过运行极限值；
- 塔架倾角超过运行极限值。

9 机械系统

某些类型的漂浮式海上风力发电机组将比陆上机组和固定式海上风力发电机组显现出更剧烈的运动，其中由纵摇和横摇运动产生的漂浮式基础的倾角尤为重要。对GB/T 18451.1和本文件中描述的风轮

1) 常规的风力发电机组变桨控制的结果是，随着高于额定风速的风速值增加，平均转子推力减小。如果机型适用，设计人员需考虑该情况，并保证在所有正常运行工况下，降低漂浮式海上风力发电机组系统前后方向的负阻尼，包括塔架弯曲、漂浮式基础纵荡和纵摇产生的运动。

机舱组件，以及漂浮式基础特有的系统和设备，设计人员应确保在机械系统的设计、磨损和润滑过程中充分考虑动态运动和平均静态倾角。

10 电气系统

海上漂浮式风力发电机组支撑结构的电气系统应满足IEC或RCS的相关规范要求。

11 桩基及其附属结构设计

ISO 19901-4和ISO 19901-7中列出了锚定系统中锚设计、锚点位与锚固位置岩土特性的相关要求。附录E中进一步列出了与漂浮式海上风力发电机组锚固地基设计相关的规范。

12 组装、安装和吊装

12.1 概述

本文件中第12章未涉及的适用条款见ISO 19901-6。

应特别关注运输作业和中间组装环节。

漂浮式海上风力发电机组在组装、运输和安装过程中的稳性和结构完整性，应在设计阶段根据IEC61400-3-1:2019中12.5规定中的最不利环境条件进行校核。

对于拖航工况，被拖航物的设计，包括运输物布置以及绑扎布置等，应承受IEC61400-3-1:2019中12.5中定义的最不利环境条件所产生的载荷。

12.2 计划

除本文件规定的内容之外，计划内容还应包括锚定系统、电缆和漂浮式基础的安装流程。

12.13 漂浮式特定项目

漂浮式基础所涉及的特有内容，如湿拖、压载、系泊连接等，可参考ISO 19901-6。

13 调试、运行和维护

13.1 概述

更多有关漂浮式基础特有的调试、运行和维护的相关指南，见ISO 19901-6。

13.3 调试说明书

浮体上不属于风轮机舱组件的机械、设备和系统（如压载系统、泵、压缩机、发电机、电气和控制系统、消防设备等）的调试，应当按照批准的流程进行功能试验和能力试验。对于浮体上没有冗余设计的机械、设备和系统，运行前的调试应足以保证其在使用条件下的可靠性。

13.4 指导手册

13.4.1 概述

GB/T 35989.1规定了适用于漂浮式海上风力发电机组支撑结构海上作业的附加要求，并作为海上操作手册的一部分。

13.4.6 应急程序计划

在准备漂浮式海上风力发电机组的应急程序计划时，需考虑下列可能增加结构损坏风险的情况：

- 泊缆或张力腱破断；
- 漂浮式海上风力发电机组的基础结构的控制功能失效。

13.5 维护手册

除本文件规定的内容之外，该手册还应包括漂浮式海上风力发电机组各子系统及其操作的说明。

14 锚定系统

悬链线式、半张紧式或张紧式定位系统的设计应基本符合ISO 19901-7的要求，对于张力腱，则应满足API RP 2T的要求。设计状态和载荷工况应根据7.4条的规定进行定义。对于非冗余的定位系统，需要增大安全系数使其达到与冗余的定位系统相同水平的安全等级（见附录M）。漂浮式海上风力发电机组的载荷分析仿真（见第7章）需要考虑风轮-机舱组件，塔架，漂浮式基础，定位系统以及电缆（如有必要）的相互作用。

与ISO 10091-7的其它差异如下：

- 环境条件的重现周期至少是50年一遇。
- 如果由于其他因素，系泊缆的承载能力相比于最小要求破断强度有所增加，则漂浮式基础上的止链器、导缆孔及其基座（结构加强）等的设计需要根据系泊缆可能受到的最大张力结合适当的安全系数进行考虑，而不是根据系泊缆的强度。

张力腱系统，包括腱体、连接件和基座等未在ISO 19901-7中涉及的，一般应按照API RP 2T的规定进行设计。此外还应考虑以下内容:

- 用于鲁棒性检查的环境条件重现周期的定义应至少达到与漂浮式海上风力发电机组相同的安全级别。
- 对于使用非钢质管状腱体的张力腱系统，腱体和连接器的设计准则是保证其张力腱系统至少能够达到与漂浮式海上风力发电机组相同的安全等级。

15 浮态稳性

15.1 概述

在临时和运行状态下，浮态均需满足所有工况下的稳性要求，包括完整状态和破舱状态。

15.2 完整静态稳性衡准

稳性(恢复稳性)要求应符合IMO完整稳性规则MSC.267(85)决议或其他公认的规范标准。稳性分析需考虑各种运行条件下风轮机舱组件的准静态效应（第7章所建议的任意正常运行或极端设计工况下所产生的等效倾覆力矩）。

此外，除非地方当局给予豁免，否则还应满足地方当局对稳性衡准的要求。

15.3 基于动态响应的完整稳性替代衡准

作为一种替代方案，将设计工况下（参见第7章）结构运动响应特征值引入稳性准则，基于动态响应的漂浮式海上风力发电机组稳性判定准则为漂浮式基础抗倾覆及破舱提供一个合理的安全余量。

稳性(恢复稳性)要求应符合IMO完整稳性标准、Resolution MSC.267(85)或其他公认的规范标准。

15.4 破舱稳性衡准

对于无人值守的漂浮式海上风力发电机组的破舱情况，当下列两种情况均满足的条件下，可以不考虑破舱稳性：

- 人员安全不受影响，不会对海洋环境造成不合理的损害威胁，亦不会与其他海上风电场内的漂浮式海上风力发电机组及邻近设施发生碰撞；
- 失稳及其造成结构性能丧失的联合概率不超过用于评估结构完整性的安全等级所对应的失效概率。

在考虑破舱稳性时，需要将表2中所列DLC 9.3和DLC 10.3作为设计状况和载荷工况。

基于结构整体性能丧失联合概率的破舱稳性评估需要考虑下列单个水密舱在任意运行状态下的破舱情况。这些水密舱部分或者全部位于最终水线面以下，且忽略破舱位置和进水来源。

- 装有压载水泵的舱室；
- 装有海水冷却系统等机械的舱室；
- 紧靠海水的舱室。

16 材料

如适用，定位系统和漂浮式基础的材料要求应符合ISO 19901-7和GB/T 35989.1的相关规定。

结构布置应充分考虑防腐要求。应基于漂浮式海上风力发电机组各系统预期位置和用途，采取相应的防腐措施。防腐措施及其具体设计方法可参考GB/T 35989.1。

17 海上支持系统

17.1 概述

漂浮式海上风力发电机组的海上支持系统的设计通常应满足ISO 19901-4或其他受认可的规范以及本章下述规定。

17.2 舱底水处理系统

除永久充水的舱室外，所有舱室和空舱都应布置抽水或排水设备。如若采用便携式动力泵代替永久性舱底抽水系统，则应至少布置两台，并在保证易于获取和使用的前提下将其存放于漂浮式海上风力发电机组甲板或由维护船只携带。

17.3 压载系统

压载系统需具备对所有非永久性压载的压载舱进行压载和排载的能力。所有的泵和阀门都应具备远程操作的功能。压载系统的正常或紧急操作，不能因水密边界上的舱口、人孔等的开启而带来更大的进水风险。更多的指导内容请参考IMO完整稳性规则MSC.267(85)决议。

如果相关，设计应考虑压载水潜在的结冰可能性。

附 录 A
（资料性）
漂浮式海上风力发电机组关键设计参数

A.1 漂浮式海上风力发电机组标识符

A.1.1 概述

对于漂浮式海上风力发电机组，设计文件中的摘要应给出以下信息：

- 风力发电机组的名称和类型（描述）；
- 位置坐标。

A.1.2 风轮机舱组件参数

应给出以下参数：

- 额定功率 [kW]
- 风轮直径 [m]
- 转速范围 [rpm]
- 功率调节（失速型/变桨型）
- 轮毂高度（高于平均海平面） [m]
- 轮毂高度处的运行风速范围V_{in}～ V_{out} [m/s]
- 设计寿命 [年]
- 运行重量（最小，最大） [kg]
- 风轮机舱组件的防腐保护（描述）
- 运行时最大倾角 [度]
- 待机时最大倾角 [度]
- 运行时最大加速度 [m/s/s]
- 待机时最大加速度 [m/s/s]

A.1.3 支撑结构参数

应给出以下参数：

- 漂浮式基础的描述，包括尺寸及最大吃水
- 锚定系统说明
- 电缆说明
- 设计水深 [m]
- 风力发电机组周围的水深测量
- 风力发电机组位置的土壤条件（描述，见本文件6.4.7）
- 支撑结构的共振频率（最小，最大）
  - 正常运行工况下
  - 极端运行工况下
- 漂浮式基础的纵荡，横荡，垂荡，横摇，纵摇以及艏摇响应幅值算子，不包括风载荷
- 腐蚀裕量 [mm]
- 防腐保护（描述）
- 通行平台高度（高于平均海平面） [m]
- 主动压载或舱底水系统说明

A.1.4 风况（基于10分钟参考周期并包括相关风场的尾流效应影响）

应给出以下信息：

- 用于NTM（正常湍流模型）和ETM（极端湍流模型）的作为平均风速函数的湍流强度
- 年平均风速（轮毂高度处） [m/s]
- 气流平均入流角 [°]
- 风速分布（威布尔分布，瑞利分布，测量值和其他分布）
- 正常风切变模型和参数
- 湍流模型和参数
- 轮毂高度处的一年一遇极端风速 .和五十年一遇极端风速 [m/s]
- 重现周期为1年和50年的极端阵风模型和参数
- 评估漂浮式平台响应的极端阵风模型和参数
- 重现周期为1年和50年的极端风向变化模型和参数
- 极端相干阵风模型和参数
- 方向变化的极端相干阵风模型和参数
- 极端风切变模型和参数
- 风向分布（风向玫瑰图）

A.1.5 海况（基于3小时的参考周期）

应给出以下信息：

- 潮差和/或风暴潮（重现周期为50年） [m]
- 最高天文潮 [m]
- 最低天文潮 [m]
- 最高静水位 [m]
- 最低静水位 [m]
- 重现周期为1年和50年的有义波高 [m]
- 重现周期为1年和50年的谱峰周期范围 [s]
- 重现周期为1年和50年的极端波高 [m]
- 重现周期为1年和50年的波浪周期范围 [s]
- 重现周期为50年的极端波峰高度 [m]
- 重现周期为1年和50年的极端海平面流速 [m/s]
- 各方向的风浪联合分布（*Hs, Tp, V*）
- 波浪谱和参数
- 波浪传播分布和参数
- 确定性波浪模型和参数
- 破碎波模型和参数
- 海冰条件（描述，见7.3.6）
- 局部和全局冲刷或两者之和（最大允许值） [m]
- 海底高度变化（最大允许值） [m]
- 海生物轮廓和厚度 [mm]

A.1.6 电网条件

应给出以下信息：

- 正常供电电压和范围 [V]

- 正常供电频率和范围 [Hz]
- 不平衡电压 [V]
- 电网供电中断最长持续时间 [天]
- 电网供电年断电发生次数 [1/年]
- 整个生命周期电网供电中断时间 [h]
- 自动重合闸周期(说明)
- 对称和非对称外部故障时的行为(描述)

A.2 其他环境条件

应给出以下信息：

- 正常和极端气温范围 [° C]
- 正常和极端海水温度范围 [° C]
- 空气密度 [kg/m^3]
- 海水密度 [kg/m^3]
- 太阳辐射 [W/m^3]
- 湿度 [%]
- 雨、冰雹、雪和结冰
- 化学活性物质
- 机械活性粒子
- 闪电防护系统说明
- 地震模型和参数（说明）
- 海啸模型和参数（说明）
- 盐度 [g/m^3]
- 为DLC 6.4设定的持续时间和环境条件
- 为DLC 7.2设定的持续时间和环境条件
- 为DLC 8.3设定的持续时间和环境条件

A.3 运输、安装和维护的限制条件

应给出以下信息：

- 最大风速 [m/s]
- 最大有义波高 [m]
- 最大水位变化 [m]
- 允许气温 [° C]
- 维护的最大风速 [m/s]
- 运输船排水量 [公吨]
- 运输和安装时最大和最小压载状况

附 录 B
（资料性）
浅水水动力学和破碎波

有关漂浮式海上风力发电机组波浪运动学的具体指南见ISO 19901-1。

附 录 C
（资料性）
水动力载荷计算指南

有关漂浮式海上风力发电机组水动力载荷计算，包括静水力，辐射，衍射和粘性效应，具体指南见GB/T 35989.1以及以下公认船级社的规范：

ABS 漂浮式海上风力发电机组安装建造和入级指南（ABS Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbine Installations）

BV，NI572，漂浮式海上风力发电机组入级与认证（BV，NI572，Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbine）

DNV, DNV-OS-J103 漂浮式海上风力发电机组结构设计（DNV, DNV-OS-J103, Design of Floating Wind Turbine Structures）

Nippon Kaiji Kyokai(日本船级社),漂浮式海上风力发电机组结构设计指南（Nippon Kaiji Kyokai(ClassNK), Guidelines for Offshore Floating Wind Turbine Structures）

附 录 D
（资料性）
考虑冰载荷的漂浮式海上风力发电机组支撑结构设计建议

本文件中附录D不再适用于漂浮式海上风力发电机组的设计。关于漂浮式基础冰载荷设计请参考ISO 19906。

附 录 E
（资料性）
漂浮式海上风力发电机组锚基及其附属结构设计

本文件中附录E不再适用于漂浮式海上风力发电机组的设计。

关于漂浮式海上风力发电机组锚固基础设计具体指南，参考如下规范：

ABS 漂浮式海上风力发电机组安装建造和入级指南（ABS Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbine Installations）

DNV, DNV-OS-J103 漂浮式海上风力发电机组结构设计（DNV, DNV-OS-J103, Design of floating wind turbine structures）

附 录 F
（资料性）
极限强度分析的作业海洋气象参数统计外推法

本文件中附录F适用于漂浮式海上风力发电机组的设计。

附 录 G
（资料性）
防腐保护

关于漂浮式海上风力发电机组防腐保护系统指南以及在设计中如何考虑防腐，请参考GB/T 35989.1和ISO 12944-9。

附 录 H
（资料性）
热带气旋期间极端波高的预测

本文件中附录H适用于漂浮式海上风力发电机组的设计。

附 录 I
（资料性）
热带气旋地区安全水平校准的建议

本文件中附录I适用于漂浮式海上风力发电机组的设计。

附 录 J
（资料性）
地震

对于地震活跃地区，在结构设计中应考虑地震的影响（另见GB/T 23511）。然而，对于漂浮式基础的设计通常不考虑地震因素（另见GB/T 35989.1和ISO 19901-2）。

由于悬链式系泊系统刚度小，地震对漂浮式基础结构不会产生影响，但是会引起动态系泊缆的拉伸载荷。刚度较大的张力腱或张紧式锚定系统，惯性力会传递到漂浮式基础结构上。地震引起的动态系泊张力会导致漂浮式基础的垂荡运动（以及张紧式锚定系统潜在的的纵荡和横荡运动）。对于具有一根以上张力腱或张紧式系泊的漂浮式基础，应重点考虑单个锚点处引起横摇和纵摇运动的受力状态。锚定系统的设计，可参考第14章所述的相关ISO标准。

锚固系统的岩土条件需要校核，以确定土壤动态特性和液化趋势（另见ISO 19901-4：2016中6.3.2和6.4.2）。

附 录 K
（资料性）
模型试验

模型试验的目的包括以下两种情况。

- 数值模拟的验证，包括模拟参数的校准（调整）
- 获取设计值，如设计载荷

在停机或空转等风机影响可以忽略不计的情况下，基本上采用常规海上结构物的试验方法。在发电情况下，除采用常规海上结构物的试验方法外，还必须采用合理的风力发电机模型。在风/浪水池模拟试验中，其中波浪水池需增加造风设备，或通过其他方式模拟风载荷。

在波浪水池试验中，对于造风设备的设计，应注意尽量减少涡流以及非预期的风激波。在风/浪组合水池试验中，应加载适当比例的风载荷代替风速。模型上各个方向的风载荷都应正确。造风设备应能够产生稳定的风载荷以及准确的风湍流。

虽然基于弗汝德的缩放方法通常是可靠的，但由于空气动力载荷依赖于雷诺数，因此应针对风轮进行修正。如果风力发电机组和漂浮式基础的试验模型的缩放比不同，则应验证空气动力和水动力比值与真实比例相近。建议在弗汝德缩放环境下进行风/浪耦合风机试验时，采用专为低雷诺数环境设计的叶片几何结构。可以通过增加翼弦和使用适合低雷诺数流动的翼型来实现，这通常在风洞试验中进行。虽然在这种情况下，叶片几何结构可能无法代表全尺寸结构，但叶片的设计应与全尺寸功率和推力系数曲线相匹配，这将确保结构上的整体平均力保持在弗汝德缩放环境中。数值模拟应采用与模型缩放试验相同的雷诺数。如果气动弹性行为对所研究的漂浮式海上风力发电机组至关重要（例如，由于耦合效应而在模拟中出现的不稳定性），也需要适当的气动弹性缩放，例如，锁定数缩放与弗汝德或雷诺缩放相结合。

除了造风设备，波浪水池试验也可以通过其他方式模拟风载荷，例如，通过代替风轮的控制风扇或可预先计算或实时（硬件在环路，HIL）计算风载荷的控制器。采用这些方法时，应验证空气动力和水动力比值与真实比例相近。

如有必要，建议模拟叶片变桨控制的影响。

对于外力频率（$f$in）与结构振动固有频率（fn）之间的关系，需考虑以下因素。

i） $f\text{in} \ll f\text{n}$

结构可以假定为刚性体。[2)]

ii） $-f\text{in} \fallingdotseq f\text{n}$

由于可能会发生共振，有必要正确处理结构的柔性。

iii） $f\text{in} \gg f\text{n}$

结构为柔性结构，由于弹性对结构整体响应的影响很大，因此有必要对结构的柔性进行合理分析。

建议模型试验中加入锚定系统。

应确保仪器设备包括传感器及其电缆为轻量级，以免影响模型的动态响应。尽可能使用无线传感器，以避免传感器电缆影响模型的动态响应。在传感器测量塔架载荷时，应注意避免在塔架中产生额外的载荷。

建议根据GB/T 35989.1中8.12、13.2.1以及ISO 19901-7：2013中14.6对漂浮式海上风力发电机组进行模型试验。更多信息见ITTC:2017。

独立于漂浮式海上风力发电机组支撑结构对于验证风力发电机组模型的性能是有利的。虽然可以通过将浮式平台固定在水池中来实现，但最好先对风机进行风洞试验。在配有6自由度联动结构的风洞

2）通常，漂浮式基础（不包括塔架）在该领域可假定为刚性。但当漂浮式基础的尺寸相对较大时，这样的假设将不适用。

中进行试验，预先计算或实时（HIL）计算平台的运动，将有助于分析风轮空气动力同时验证控制系统。

附 录 L
（资料性）
海啸

L.1 概述

ISO 19901-1强调了以下几点：

- 尽管海啸的数据有限，但要考虑海啸波传播方向上可能遭受海啸的地点以及可能的地震源引起的海流。
- 对于大多数海上结构物，环境作用主要来源于极端风产生的波浪。海啸波周期很长，对系泊漂浮式物产生较大载荷
- 由于浅滩和折射效应，海啸高度会急剧增加，因此应特别注意具有复杂水深或诸如海湾之类的半封闭区域附近的浅水区域。

通常，海啸是由地震引起的海底抬升所导致的。尽管海啸是波浪形式的一种，但由于漂浮式海上风力发电机组都安装深海中，所以漂浮式海上风力发电机组遭遇海啸的外部载荷可以用水平面高度和水平流的变化来表示。

当定位系统的固有周期接近海啸波周期时，应评估定位系统的共振响应。在震中附近区域，典型的海啸波周期在5到60分钟之间[1]4；在震中以外区域，典型的海啸波周期在几个小时到20-30小时之间[2]。

L.2 海啸数值模型

海啸可以用长波理论来表示，长波理论是一种适用于相对深度小（水深与波长之比）的近似理论。在这种情况下,和重力加速度相比,水分子的垂向加速度可以忽略不计,并且水分子的轨迹曲率非常小。因此，可以假定水分子的垂向运动不影响压力分布，从而将压力视为静力，并将水分子的水平速度视为垂向均匀分布。以下方程描述了长波理论。

$$\frac{\partial \eta}{\partial t}+\frac{\partial M}{\partial x}+\frac{\partial N}{\partial y}=0 \quad \text{(L.1)}$$

$$\frac{\partial M}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{M^2}{h}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{MN}{h}\right]+gh\frac{\partial \eta}{\partial X}+\frac{gn^2}{h^{7/3}}M\sqrt{M^2+N^2}=0 \quad \text{(L.2)}$$

$$\frac{\partial N}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{MN}{h}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{N^2}{h}\right]+gh\frac{\partial \eta}{\partial y}+\frac{gn^2}{h^{7/3}}N\sqrt{M^2+N^2}=0 \quad \text{(L.3)}$$

式中：

η ——表示水平面高度；

M ——表示水平面x方向的流量；

N ——表示水平面y方向的流量；

h ——表示水深；

n ——表示曼宁糙率；以及

g ——表示重力加速度。

如果水深足够深，即Ursell数（Ur）<<1，可以采用小振幅波理论的假设，并且海底摩擦的影响忽略不计。表示长波非线性的Ursell数定义为：

$$U_r=\frac{H}{h}\left(\frac{\lambda}{h}\right)^2=\frac{H\lambda^2}{h^3} \quad \text{(L.4)}$$

式中：

U_r ——表示Ursell数；

H ——表示波高；

λ ——表示波长；以及

h ——表示水深。

基于这些假设，线性长波方程如下，

$$\frac{\partial \eta}{\partial t}+\frac{\partial M}{\partial x}+\frac{\partial N}{\partial y}=0 \quad \text{(L.5)}$$

$$\frac{\partial M}{\partial x}+gh\frac{\partial \eta}{\partial x}=0 \quad \text{(L.6)}$$

$$\frac{\partial N}{\partial x}+gh\frac{\partial \eta}{\partial y}=0 \quad \text{(L.7)}$$

线性长波理论适用于评估水平面高度和水平流速的变化。式（L.8）中给出了一个近似公式[1]，用于获得水深与非线性项与线性项之比之间的关系。基于日本北本州岛东侧（即h0 = 500 m，A = 1 m，m = 1/50）海域的参数计算（L.8）算式的示例结果如图L.1所示 [1]。在本研究中，假设该地区的典型海啸周期超过15分钟。从图L.1的结果可以看出，由于q值小于10%，线性长波理论适用于水深大于50 m的区域。

根据上述结果，由于海上风场水深大多在50米以上，基本上可采用线性长波理论来评估海啸对漂浮式风力发电机组的影响。本研究中，以水平面高度和水平流的变化表示的海啸效应通过线性长波理论来评估。

$$\frac{h}{h_0}=\left[\frac{6\pi A}{\sqrt{gh_0}mT}\frac{100}{q}\right]^{\frac{4}{3}} \quad \text{(L.8)}$$

式中：

h ——表示任一点的水深；

h_0 ——表示边界点水深；

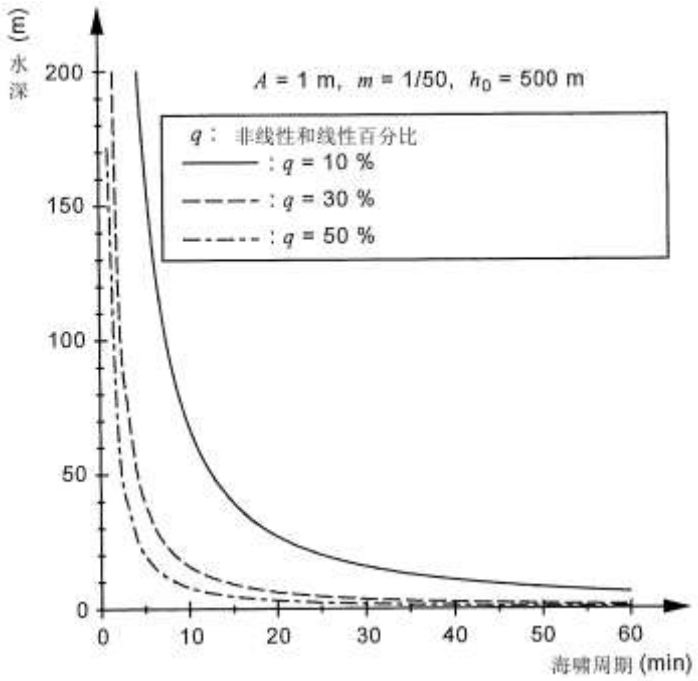
A ——表示边界点波幅；

m ——表示海底坡度；

T ——表示波浪周期；

q ——表示非线性项对线性项的百分比；以及

g ——表示重力加速度。



图L.1 公式（L.8）的计算结果

L.3 水平面与流速变化的评估[5]

根据格林定律得到现场水平面高程变化，如式（L.9）所示。

$$\eta h_0^{1/4} = \eta_1 h_1^{1/4} = const \quad \text{(L.9)}$$

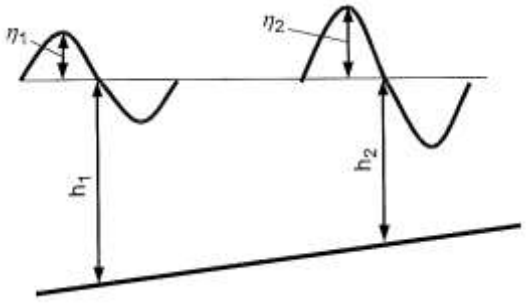
式中：

η_0 ——表示边界点处水平面变化；

η_1 ——表示现场水平面变化；

h_0 ——表示边界点处水深；以及

h_1——表示现场水深。



基于线性长波理论的流速计算参考公式（L.10）。

$$u = \eta \sqrt{\frac{g}{h}} \quad \text{(L.10)}$$

式中：

u ——表示流速；

η ——表示水平面高程；

h ——表示水深；以及

g 表示重力加速度。

L.4 参考文献

[1] [1] Goto, C.和Sato, K.: Sanriku海啸数值模拟系统的开发，PARI报告，第32卷，第2期，第3-44页，1993年6月。

[2] http://www.bousai.go.jp/jishin/tsunami/hinan/1/pdf/sub.pdf (在日本) [见2017-10-05]。

[3] Imamura, F., Yalciner, A.C. and Ozyurt, G.: 2006年海啸建模手册。

[4] IUGG/IOC 时间项目，IOC手册和指南，第35号，教科文组织，1997年。

[5] Kokubun, Kentaroh, Taniguchi, Tomoki and Inoue, Shunji: 地震和海啸对漂浮式海上风力发电机组的影响，2013年海洋和海上可再生能源国际研讨会论文集。

附 录 M
（资料性）
非冗余锚定系统

根据第7.4节中规定的单根锚缆或张力腱破断工况下，漂浮式海上风力发电机组不能维持其运行位置或不能满足第14节中对冗余定位系统规定的强度标准，则认为漂浮式海上风力发电机组的定位系统是非冗余的。由于缺乏冗余度，设计中应增加安全系数。有关非冗余定位系统的设计指南，请参阅以下RCS规范：

ABS，漂浮式海上风力发电机组安装建造及入级指南（ABS, Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbine Installations）

BV,NI572,漂浮式海上风力发电机组的入级与认证(BV,NI572,Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbine）

DNV，DNV-OS-J103，漂浮式海上风力发电机组结构设计（DNV, DNV-OS-J103, Design of Floating Wind Turbine Structures）

附 录 N
（资料性）
风电和海洋标准中极限状态方法的不同

引用本文件和GB/T 35989.1作为漂浮式基础设计的参考标准，但是这两个标准中对极限状态分析方法的描述是不同的。虽然定义方式不同，但是建立设计要求的目的是相同的。本文件中的方法来源于ISO 2394:2015，结构可靠性的一般原则。GB/T 35989.1通过GB/T 23511引用了ISO 2394，所以原则上来说设计方法是一致的。但是，不同的加载方案的分类和描述方式有很大的不同；本附录清晰的描述了两个系统之间的差异。

两种方法之间最显著的区别在于，GB/T 35989.1将设计方案划分为不同的极限状态，而本文件定义了不同的载荷工况，并解释了需要对其进行极限或疲劳计算，以及相应工况的载荷部分安全系数的选取。第二个区别是，在本文件和ISO 2394中，疲劳分析不定义为一种不同的极限状态，而是作为极限状态分析的一部分。第三个区别是，非正常和极限状态在本文件中没有单独定义，而是定义为不同类别的极限载荷工况。此外，本文件中正常使用极限状态的等效值不通过独立的载荷工况进行评估，而要对所有极限载荷工况进行评估；此外，在叶片偏转的情况下，通过部分载荷和安全系数来确保叶片和塔架之间的间隙。这些差异并不意味着这些方法是不兼容的；尽管解释不同，但是计算方法是相似的。表N.1对比了ISO 19904-1的极限状态与本文的载荷工况。

海上结构物的疲劳分析通常采用谱分析法，而风力发电机组结构物为考虑非线性的影响，疲劳分析需要进行时域模拟。在GB/T 35989.1中有相关描述，因此不再详细说明。

表N.1 GB/T 35989.1 表 4 中极限状态和载荷工况与本文件中载荷工况对比

GB/T 35989.1	本文件 ’载荷工况	说明
ULS-a	无	目前，IEC 61400-3-2（GB/T XXXXX-XXXX）中并未提及对附加重力载荷的设计检查。
ULS-b	极 限 (1.1, 1.3-1.6, 2.1, 3.2, 3.3, 4.2, 5.1, 6.1, 6.3, 8.1[a])	与ISO 19904-1（GB/T 35989.1）中的1.30相比，IEC安全系数为1.35。ISO环境重现周期为100年，而IEC重现周期为50年
FLS	疲 劳 (1.2, 2.4, 3.1, 4.1, 6.4, 7.2, 8.3, 8.4)	ISO 19904-1:2006（GB/T 35989.1）第10.3条的描述的基本分析过程与IEC 61400-1（GB/T 18451.1）和IEC 61400-3-1（GB/T XXXXX-XXXX）中的描述基本一致。仅在ISO中的f）和g）点存在差异，用于生成响应幅值算子，以及将每个疲劳设计海况与建模配置相关联的谱疲劳分析过程，被IEC标准中模拟运行、非运行、启动和关机工况的时域分析所取代。在疲劳分析中，两个标准据采用“1”作为局部载荷安全系数。疲劳损伤设计安全系数可根据ISO标准、RCS规则或IEC 61400-1（GB/T 18451.1）仅适用于塔筒。
SLS	评估所有载荷工况	IEC中的临界挠度分析采用了载荷和材料安全系数，而ISO 19904-1（GB/T 35989.1）中的SLS没有安全系数。
Pre-ALS	非正常 (2.2, 2.3, 2.5, 2.6, 9.1, 10.1)	非正常载荷工况下的安全系数一般为1.1（ALS为1.0），地震载荷工况除外，其安全系数为1.0，重现周期为475年（ISO 19904-1（GB/T 35989.1）中的重现周期为10 000年）。
Post-ALS	非正常 (6.2, 7.1, 8.2, 9.2, 9.3, 10.2, 10.3)	非正常载荷工况的安全系数一般为1.1（ALS为1.0）。
[a] 由于人员的存在，DLC8.1的安全系数（1.5）高于正常值。		

附 录 0
（资料性）
非标准持续极端运行阵风的应用

考虑到阵风与漂浮式海上风力发电机组可能发生共振和相互作用，建议定义持续时间较长的阵风工况，这些阵风工况在重现期内不可能发生。应根据浮式平台运动的固有周期定义若干不同的时间段进行EOG工况的校核。阵风的周期（s）可采用以下方式计算（最多7种不同情况）：

$$T = \begin{cases} 10{,}5seconds \\ 1{,}5T_{FOWT} \end{cases} \quad \cdots\cdots (0.1)$$

式中，T_{FOWT}是漂浮式海上风力发电机组纵荡，横荡，垂荡，横摇，纵摇和艏摇的固有周期，单位为秒。如果固有周期小于7秒，则无需校核此工况。具有相同周期时不需要视为单独工况。

EOG的振幅在不同的周期不能假定为恒定。当现场数据难以计算可靠值的情况下，可以采用本文中简化保守的计算EOG等级的方法。GB/T 18451.1-2022中计算轮毂高度阵风等级Vgust的公式（18）可替换为以下公式：

EOG的幅值在不同的周期不能假定为恒定。当现场数据难以获得来计算可靠值的情况下，可以采用本文中简化保守的计算EOG等级的方法。GB/T 18451.1-2022中计算轮毂高度阵风等级Vgust的公式（18）可替换为以下公式：

$$V_{gust} = Min\{1{,}35(V_{e1} - V_{hub}); (0{,}9LN(T) + 1{,}18)[\frac{\sigma_1}{1+0{,}1(\frac{D}{\Lambda_1})}]\} \quad \cdots\cdots (0.2)$$

式中：

D ——表示风轮直径；

T ——表示阵风时间周期；

V_{e1} ——表示1年重现周期内的极端风速；

V_{hub} ——表示平均10分钟以上轮毂高度处风速；

σ_1 ——GB/T 18451.1-2022，公式（11）中给出；以及

Λ_1 ——表示湍流比例参数，根据IEC 61400-1:2019（GB/T 18451.1: 2012）中公式（5）得出。

对于EDC和ECD工况，除GB/T 18451.1中规定的工况外，还应考虑与漂浮式基础偏航固有频率相近的时间周期。此外，漂浮式海上风力发电机组在较大偏航误差下运行时一定的时间，应考虑与风力发电机组运动固有频率相近的大风向变化工况。

参 考 文 献

下面的文献关于漂浮式海上风力发电机组设计：

ISO 19900:2013, 石油和天然气工业 – 海洋结构物的一般要求

ISO 19901-2:2004, 石油和天然气工业 – 海洋结构物的特殊要求 – 第二部分：地震设计程序与标准

ISO 2394:19982015, 结构可靠性一般规则

ISO 12944-9:2018 涂层与油漆 – 钢结构防腐蚀的防护油漆涂层系统 – 第9部分：海上及相关结构的防护油漆涂层系统和实验室性能试验方法

VTTC:2017, 指南7.5-02-07-3.8 – 海上风力发电机组模型试验

ABS，漂浮式海上风力发电机组安装建造及分级指南

ABS，漂浮式海上风力发电机组安装整体性能分析指南

DNV, DNV-OS-J103，漂浮式海上风力发电机组结构设计

GL，漂浮式海上风力发电机组认证指南，第2012版

Nippon Kaiji Kyokai (日本船级社)，漂浮式海上风力发电机组结构指南

BV，NI572，漂浮式海上风力发电机组的入级与认证