ICS 27.180
CCS F 11

中华人民共和国国家标准

GB/T 18451.1—2022/IEC 61400-1:2019
代替 GB/T 18451.1—2012

风力发电机组　设计要求

Wind energy generation systems—Design requirements

（IEC 61400-1:2019，Wind energy generation systems—
Part 1：Design requirements，IDT）

2022-10-12 发布　　2022-10-12 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 …… Ⅴ
引言 …… Ⅵ
1　范围 …… 1
2　规范性引用文件 …… 1
3　术语和定义 …… 3
4　符号和缩略语 …… 11
4.1　符号 …… 11
4.2　缩略语 …… 14
5　基本要求 …… 14
5.1　概述 …… 14
5.2　设计方法 …… 14
5.3　安全等级 …… 15
5.4　质量保证 …… 15
5.5　风力发电机组铭牌 …… 15
6　外部条件 …… 15
6.1　概述 …… 15
6.2　风力发电机组等级 …… 16
6.3　风况 …… 17
6.4　其他环境条件 …… 23
6.5　电网条件 …… 25
7　结构设计 …… 25
7.1　概述 …… 25
7.2　设计方法 …… 25
7.3　载荷 …… 25
7.4　设计状态和载荷工况 …… 26
7.5　载荷计算 …… 32
7.6　极限状态分析 …… 33
8　控制系统 …… 39
8.1　概述 …… 39
8.2　控制功能 …… 39
8.3　保护功能 …… 39
8.4　控制系统失效分析 …… 40
8.5　手动操作 …… 40
8.6　紧急停机按钮功能 …… 41
8.7　手动、自动和远程重启 …… 41
8.8　制动系统 …… 41

9 机械系统 …… 42
9.1 概述 …… 42
9.2 装配错误 …… 42
9.3 液压或气动系统 …… 42
9.4 主齿轮箱 …… 42
9.5 偏航系统 …… 43
9.6 变桨系统 …… 43
9.7 机械制动器的保护功能 …… 43
9.8 滚动轴承 …… 43
10 电气系统 …… 44
10.1 概述 …… 44
10.2 电气系统的通用要求 …… 44
10.3 内部环境条件 …… 44
10.4 保护装置 …… 45
10.5 断电装置 …… 45
10.6 接地系统 …… 46
10.7 雷电防护 …… 46
10.8 电缆 …… 46
10.9 自激励 …… 46
10.10 雷电电磁脉冲防护 …… 46
10.11 电能质量 …… 47
10.12 电磁兼容性 …… 47
10.13 电力电子变换系统和设备 …… 47
10.14 扭缆/垂环 …… 47
10.15 滑环 …… 47
10.16 垂直输电导体和部件 …… 47
10.17 电机驱动器和变频器 …… 48
10.18 电气机械 …… 48
10.19 电力变压器 …… 48
10.20 低压开关装置和控制装置 …… 48
10.21 高压开关设备 …… 48
10.22 轮毂 …… 49
11 特定场址条件下风力发电机组评估 …… 49
11.1 概述 …… 49
11.2 场址地形复杂性评估及其对湍流的影响 …… 49
11.3 评估所需的风况条件 …… 53
11.4 邻近风力发电机组尾流影响评估 …… 54
11.5 其他环境条件评估 …… 55
11.6 地震条件评估 …… 55
11.7 电网条件评估 …… 55
11.8 地质条件评估 …… 56
11.9 根据风况数据评估结构完整性 …… 56

11.10 根据特定场址条件载荷计算的结构完整性评估 …… 58
12 组装、安装和吊装 …… 58
12.1 概述 …… 58
12.2 计划 …… 59
12.3 安装条件 …… 59
12.4 现场道路 …… 59
12.5 环境条件 …… 59
12.6 文件 …… 59
12.7 接收、装卸和存放 …… 59
12.8 基础/地锚系统 …… 60
12.9 风力发电机组组装 …… 60
12.10 风力发电机组吊装 …… 60
12.11 紧固件和附件 …… 60
12.12 吊车、起重机和提升设备 …… 60
13 调试、运行和维护 …… 60
13.1 概述 …… 60
13.2 安全运行、检查和维护的设计要求 …… 60
13.3 调试说明 …… 61
13.4 运行人员指导手册 …… 62
13.5 维护手册 …… 63
14 寒冷气候 …… 64
14.1 概述 …… 64
14.2 低温和结冰气候 …… 64
14.3 寒冷气候的外部条件 …… 64
14.4 结构设计 …… 64
14.5 设计状态和载荷工况 …… 64
14.6 控制系统 …… 65
14.7 机械系统 …… 65
14.8 电气系统 …… 66
附录 A（规范性） 外部条件设计参数 …… 67
附录 B（资料性） S级风力发电机组的设计载荷工况或场地适应性评估 …… 70
附录 C（资料性） 湍流模型 …… 74
附录 D（资料性） 地震载荷评估 …… 78
附录 E（资料性） 尾流及风电场湍流 …… 82
附录 F（资料性） 基于测量-相关-预测（MCP）方法的风力发电机组场址风分布预测 …… 88
附录 G（资料性） 用于极限强度分析的载荷统计外推法 …… 90
附件 H（资料性） 基于 Miner 准则和载荷外推法的疲劳分析 …… 97
附录 I（资料性） 同期载荷 …… 100
附录 J（资料性） 用蒙特卡洛仿真法预测热带气旋的极端风速 …… 102
附录 K（资料性） 结构材料安全系数的校准及试验辅助结构设计 …… 106
附录 L（资料性） 寒冷气候：结冰气候的影响与评估 …… 117

附录 M（资料性） 中型风力发电机组 …… 122
附录 NA（资料性） 与 IEC 60034(所有部分)有一致性对应关系的我国文件 …… 125
参考文献…… 127

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。

本文件是GB/T 18451《风力发电机组》的第1部分。GB/T 18451已经发布了以下部分:

——GB/T 18451.1　风力发电机组　设计要求;

——GB/T 18451.2　风力发电机组　功率特性测试。

本文件代替GB/T 18451.1—2012《风力发电机组　设计要求》,与GB/T 18451.1—2012相比,除结构调整和编辑性改动外,主要技术变化如下:

——增加了部分术语和定义(见3.9、3.29、3.36、3.39、3.45、3.49、3.50、3.52);

——删除了部分术语和定义(见2012年版的3.27、3.36、3.65);

——更改了风力发电机组等级定义的风速表示方法、I_{ref}定义(见6.2,2012年版的6.2);

——增加了$V_{ref,T}$、A+风力发电机组等级(见6.2);

——增加了湍流风模型应满足Kaimal模型要求(见6.3.1);

——增加了湍流标准差的威布尔分布计算方式(见6.3.2.3);

——更改了设计载荷工况(见7.4,2012年版的7.4);

——更改了分项安全系数(见7.6,2012年版的7.6);

——更改了控制系统(见第8章,2012年版的第8章);

——更改了主齿轮箱(见9.4,2012年版的9.4);

——更改了电气系统(见第10章,2012年版的第10章);

——更改了特定场址条件下风力发电机组评估(见第11章,2012年版的第11章);

——增加了寒冷气候(见第14章)。

本文件等同采用IEC 61400-1:2019《风力发电机组　第1部分:设计要求》。

本文件做了下列最小限度的编辑性改动:

——为与现有标准协调,将标准名称改为《风力发电机组　设计要求》;

——增加了资料性附录NA“与IEC 60034(所有部分)有一致性对应关系的我国文件”。

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。

本文件主要起草单位:北京鉴衡认证中心有限公司、中国农业机械化科学研究院呼和浩特分院有限公司、新疆金风科技股份有限公司、国电联合动力技术有限公司、明阳智慧能源集团股份公司、远景能源有限公司、国华能源投资有限公司、浙江运达风电股份有限公司、中车株洲电力机车研究所有限公司、中国船舶重工集团海装风电股份有限公司、东方电气风电股份有限公司、哈电风能有限公司、上海电气风电集团股份有限公司、中国电力科学研究院有限公司、株洲时代新材料科技股份有限公司、中材科技风电叶片股份有限公司。

本文件主要起草人:王丹丹、王建平、任君、俞黎萍、褚景春、邹荔兵、朱宏栋、高辉、蔡继峰、罗勇水、巫发明、宫伟、尹景勋、宋晓萍、徐诗婧、杨洪源、蒋红武、付德义、冯学斌、丁崧。

本文件及其所代替文件的历次版本发布情况为:

——2001年首次发布为GB 18451.1—2001;

——2012年第一次修订,本次为第二次修订。

引　言

本文件概述了风力发电机组的最低设计要求，但不是完整的设计规范或指导手册。

经过适当论证后，如果变更本文件某条款的要求不会危及风力发电机组安全，那么就可以变更此条款。但该规定不适用于第6章中外部条件的分类和相关定义。符合本文件的要求，并不能解除任何个人、组织或团体遵守其他适用标准或法规的责任。本文件没有给出海上风力发电机组的要求，特别是支撑结构。对于海上风电设施，可参考IEC 61400-3系列标准。GB/T 18451确立了风力发电机组的最低设计要求及结构设计，涉及控制和保护功能、内部电气系统、机械系统和支撑结构等，由设计要求和功率特性测试两个部分组成。

——GB/T 18451.1　风力发电机组　设计要求。目的在于提供统一的设计要求，以保证风力发电机组设计的规范性，防止各种危险对风力发电机组造成损坏。

——GB/T 18451.2　风力发电机组　功率特性测试。目的在于明确风力发电机组功率特性测试要求和方法，以验证按照第1部分进行设计的风力发电机组的发电性能。

风力发电机组　设计要求

1　范围

本文件规定了确保风力发电机组结构完整性的必要设计要求。其目的是在风力发电机组的预期寿命期间，提供适当的防护等级，以防止各种危险对风力发电机组造成损坏。

本文件涉及风力发电机组的各子系统，如控制和保护功能、内部电气系统、机械系统和支撑结构。

本文件适用于所有容量的风力发电机组。对于小型风力发电机组可参考 IEC 61400-2。IEC 61400-3-1 对海上风力发电机组的设施提出了额外的要求。

本文件可与第 2 章提到的 IEC、ISO 标准一起使用。

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。

ISO 76　滚动轴承　额定静载荷（Rolling bearings—Static load ratings）

注：GB/T 4662—2012　滚动轴承　额定静载荷（ISO 76:2006，IDT）

ISO 281　滚动轴承　额定动载荷和额定寿命（Rolling bearings—Dynamic load ratings and rating life）

注：GB/T 6391—2010　滚动轴承　额定动载荷和额定寿命（ISO 281:2007，IDT）

ISO 2394　结构可靠性的基本原则（General principles on reliability for structures）

ISO 2533　标准大气（Standard atmosphere）

ISO 4354　风对建筑物的作用（Wind actions on structures）

ISO 6336-2　直齿轮和斜齿轮承载能力计算　第 2 部分：齿面接触强度（点蚀）计算［Calculation of load capacity of spur and helical gears—Part 2：Calculation of surface durability（pitting）］

注：GB/T 3480.2—2021　直齿轮和斜齿轮承载能力计算　第 2 部分：齿面接触强度（点蚀）计算（ISO 6336-2：2019，IDT）

ISO 6336-3:2006　直齿轮和斜齿轮承载能力计算　第 3 部分：轮齿弯曲强度计算（Calculation of load capacity of spur and helical gears—Part 3：Calculation of tooth bending strength）

注：GB/T 3480.3—2021　直齿轮和斜齿轮承载能力计算　第 3 部分：轮齿弯曲强度计算（ISO 6336-3:2019，IDT）

ISO 12494　建筑物的大气结冰（Atmospheric icing on structures）

ISO 13850　机械安全　急停功能　设计原则（Safety of machinery—Emergency stop function—Principles for design）

注：GB/T 16754—2021　机械安全　急停功能　设计原则（ISO 13850:2015，IDT）

ISO/TS 16281　滚动轴承　一般载荷条件下轴承修正参考额定寿命计算方法（Rolling bearings—Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings）

注：GB/T 36517—2018　滚动轴承　一般载荷条件下轴承修正参考额定寿命计算方法（ISO/TS 16281:2008，IDT）

IEC 60034（所有部分）　旋转电机（Rotating electrical machines）

注：与 IEC 60034（所有部分）有一致性对应关系的我国文件见附录 NA。

IEC 60038　标准电压（Standard voltages）

注：GB/T 156—2017 标准电压(IEC 60038:2009,MOD)

IEC 60071-1 绝缘配合 第1部分：定义、原则和规则(Insulation co-ordination—Part 1: Definitions,principles and rules)

注：GB/T 311.1—2012 绝缘配合 第1部分：定义、原则和规则(IEC 60071-1:2006,MOD)

IEC 60071-2 绝缘配合 第2部分：使用导则(Insulation co-ordination—Part 2: Application guidelines)

注：GB/T 311.2—2013 绝缘配合 第2部分：使用导则(IEC 60071-2:1996,MOD)

IEC 60076(所有部分) 电力变压器(Power transformers)

注：GB/T 1094(所有部分) 电力变压器[IEC 60076(所有部分)]

IEC 60204-1 机械电气安全 机械电气设备 第1部分：通用技术条件(Safety of machinery—Electricalequipment of machines—Part 1:General requirements)

注：GB/T 5226.1—2019 机械电气安全 机械电气设备 第1部分：通用技术条件(IEC 60204-1:2016,IDT)

IEC 60204-11:2000 机械安全 机械电气设备 第11部分：电压高于1 000 V a.c.或1 500 V d.c.但不超过36 kV的高压设备的技术条件(Safety of machinery—Eletrical equipment of machines—Part 11:Requirements for HV equipment for voltages above 1 000 Va.c.or 1 500 Vd.c.and not exceeding 36 kV)

注：GB 5226.3—2005 机械安全 机械电气设备 第11部分：电压高于1 000 V a.c.或1 500 V d.c.但不超过36 kV的高压设备的技术条件(IEC 60204-11:2000,IDT)

IEC 60364(所有部分) 低压电气装置(Low voltage electrical installations)

注：GB/T 16895(所有部分) 低压电气装置(建筑物电气装置)[IEC 60364(所有部分)]

IEC 60529 外壳防护等级(IP代码)[Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)]

注：GB /T 4208—2017 外壳防护等级(IP代码)(IEC 60529:2013,IDT)

IEC 60664-1 低压系统内设备的绝缘配合 第1部分：原理、要求和试验(Insulation coordination for equipment within low-voltage systems—Part 1: Principles, requirements and tests)

注：GB/T 16935.1—2008 低压系统内设备的绝缘配合 第1部分：原理、要求和试验(IEC 60664-1:2007,IDT)

IEC 60664-3 低压系统内设备的绝缘配合 第3部分：利用涂层、罐封和模压进行防污保护(Insulation coordination for equipment within low-voltage systems—Part 3: Use of coating, potting or moulding for protection against pollution)

注：GB/T 16935.3—2016 低压系统内设备的绝缘配合 第3部分：利用涂层、罐封和模压进行防污保护(IEC 60664-3:2010,IDT)

IEC 60721(所有部分) 环境条件等级(Classification of environmental conditions)

注1：GB/T 4796.1—2017 环境条件分类 第1部分：环境参数及其严酷程度(IEC 60721-1:2002,IDT)

注2：GB/T 4797(所有部分) 环境条件分类 自然环境条件[IEC 60721-2(所有部分)]

注3：GB/T 4798(所有部分) 环境条件分类 环境参数组分类及其严酷程度分级[IEC 60721-3(所有部分)]

IEC 61000-6-2 电磁兼容 通用标准 工业环境中的抗扰度试验(Electromagnetic compatibility—Generic standards—Immunity for industrial environments)

注：GB/T 17799.2—2003 电磁兼容 通用标准 工业环境中的抗扰度试验(IEC 61000-6-2:1999,IDT)

IEC 61400-3 海上风力发电机组 设计要求 (Design requirements for offshore wind turbines)

注：GB/T 31517—2015 海上风力发电机组 设计要求 (IEC 61400-3:2009,IDT)

IEC 61400-4 风力发电机组 齿轮箱设计要求(Wind turbine—Design requirements for gearbox)

注：GB/T 19073—2018 风力发电机组 齿轮箱设计要求 (IEC 61400-4:2012,IDT)

IEC 61400-24 风力发电机组 雷电保护(Wind turbine generator systems—Lightning protection)

注：GB/T 33629—2017 风力发电机组 雷电保护(IEC 61400-24:2010,IDT)

IEC 61800-4 调速电气传动系统 第4部分：一般要求 交流电压1 000 V以上但不超过35 kV

的交流调速电气传动系统额定值的规定(Adjustable speed electrical power drive systems—Part 4: General requirements—Rating specifications for AC power drive systems above 1 000 V AC and not exceeding 35 kV)

注:GB/T 12668.4—2006 调速电气传动系统 第4部分:一般要求 交流电压1 000 V以上但不超过35 kV的交流调速电气传动系统额定值的规定(IEC 61800-4:2002,IDT)

IEC 61800-5-1 调速电气传动系统 第5-1部分:安全要求 电气、热和能量(Adjustable speed electrical power drive systems—Part 5-1:Safety requirements—Electrical,thermal and energy)

注:GB/T 12668.501—2013 调速电气传动系统 第5-1部分:安全要求 电气、热和能量(IEC 61800-5-1:2007,IDT)

IEC 62271-200 3.6 kV～40.5 kV交流金属封闭开关设备和控制设备(Alternating-current metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 3.6 kV and up to and including 40.5 kV)

注:GB/T 3906—2020 3.6 kV～40.5 kV交流金属封闭开关设备和控制设备(IEC 62271-200:2011,MOD)

IEC 61439(所有部分) 低压开关和控制装置(Low-voltage switchgear and controlgear assemblies)

注:GB/T 7251(所有部分) 低压成套开关设备和控制设备[IEC 61439(所有部分)]

IEC 62305-3 雷电防护 第3部分:建筑物的物理损坏和生命危险(Protection against lightning—Part 3:Physical damage to structures and life hazard)

注:GB/T 21714.3—2015 雷电防护 第3部分:建筑物的物理损坏和生命危险(IEC 62305-3:2010,IDT)

IEC 62305-4 雷电防护 第4部分:建筑物内电气和电子系统(Protection against lightning—Part 4: Electrical and electronic systems within structures)

注:GB/T 21714.4—2015 雷电防护 第4部分:建筑物内电气和电子系统(IEC 62305-4:2010,IDT)

IEC 62477-1:2012 电力电子变换器系统和设备的安全要求 第1部分:通则(Safety requirements for power electronic converter systems and equipment—Part 1: General)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

ISO和IEC标准化的术语数据库,网址如下:

- IEC电工百科:http://www.electropedia.org/
- ISO在线浏览平台:http://www.iso.org/obp

3.1

年平均 annual average

数量足够多、持续时间足够长的一组测量数据的平均值,用于估计量值的期望值。

注:平均的时间间隔宜是多个完整年(如:10年),以均化不稳定因素的影响(如季节性变化)。

3.2

年平均风速 annual average wind speed

V_{ave}

按照年平均的定义确定的平均风速。

3.3

自动重合周期 auto-reclosing cycle

电网发生故障后断路器断开到自动重合且线路重新接入电网的周期,大约为0.01s到数秒。

3.4

锁定 blocking

<风力发电机组>使用可靠的锁定销或其他机械装置(通常的机械制动器除外)防止风轮主轴或偏

航机构等的运动。

3.5

制动器 brake

＜风力发电机组＞能降低风轮转速或使其停止旋转的装置。

注：制动器可以利用气动、机械或电气原理进行工作。

3.6

特征值 characteristic value

不超过规定概率(即小于或等于规定值的超越概率)的数值。

3.7

复杂地形 complex terrain

风电场场址周围地形显著变化的地带和可能引起气流畸变的障碍物地带。

3.8

控制功能 control functions

＜风力发电机组＞根据风力发电机组状态和/或环境的信息，控制和保护系统调节风力发电机组使其保持在设计运行要求范围内的功能。

3.9

控制系统 control system

＜风力发电机组＞执行风力发电机组控制功能的系统，包括：传感器、逻辑元件、执行器、通信网络和电源。

注：控制系统的目的是通过主动和被动的方式来控制风力发电机组的运行，并将运行参数保持在结构设计的限制范围内。控制系统一般包括用于正常运行的控制回路以及警报和关机机制，以确保风力发电机组不超过运行限制。

3.10

切入风速 cut-in wind speed

V_{in}

10 min 无湍流稳态风况下，风力发电机组开始发电时轮毂高度处 10 min 平均最小风速。

3.11

切出风速 cut-out wind speed

V_{out}

无湍流稳态风况下，风力发电机组处于设计发电状态下，轮毂高度处 10 min 平均最大风速。

3.12

设计极限 design limits

设计中采用的最大值或最小值。

3.13

潜在故障 dormant failure

正常运行中未被发现的系统或部件的故障。

3.14

下风向 downwind

与风矢量主方向一致的方向。

3.15

电网 electrical power network

用于输电和配电的专用设备、变电站、电线电缆。

注：电网各组成部分之间的界限由适当的判别标准(如地理位置、所有权归属、电压级别)来确定。

3.16

紧急停机　emergency stop

＜风力发电机组＞由人工干预触发的风力发电机组快速关机。

3.17

环境条件　environmental conditions

可能影响风力发电机组性能的环境特征(如风况、海拔高度、温度、湿度等)。

3.18

外部条件　external conditions

＜风力发电机组＞影响风力发电机组运行的因素,包括环境条件(温度、雪、冰等)和电网条件。

3.19

极大风速　extreme wind speed

t 秒平均风速的最大值,其概率为 N 年一遇(重现周期:N 年)。

注:本文件采用的重现周期为 $N=50$ 年和 $N=1$ 年,时间间隔为 $t=3$ s 和 $t=10$ min。极大风速即为俗称的"生存风速"。在风力发电机组设计中以极大风速来定义设计载荷工况。

3.20

失效安全　fail-safe

避免由失效引发产品严重损坏的设计特性。

3.21

阵风　gust

短暂的风速突变。

注:阵风可用其上升时间、幅值和持续时间来表述。

3.22

水平轴风力发电机组　horizontal axis wind turbine

风轮轴基本为水平状态的风力发电机组。

3.23

轮毂　hub

＜风力发电机组＞将叶片或叶片组件连接到风轮轴上的固定部件。

3.24

轮毂高度　hub height

z_{hub}

＜风力发电机组＞由地面到风轮扫掠面积(3.57)中心的高度。

3.25

空转　idling

＜风力发电机组＞风力发电机组缓慢旋转而不发电的状态。

3.26

惯性副区　inertial sub-range

风速湍流谱的频率区间,此区间内涡流经逐步破碎达到均匀化,能量损失忽略不计。

注:在典型的 10 m/s 风速,惯性副区的频率范围大致是 0.2 Hz～1 kHz。

3.27

极限状态　limit state

结构及其承载的状态,如果载荷超过这一状态,则结构不再满足设计要求。

注:设计计算(即极限状态的设计要求)的目的是使结构达到极限状态的概率小于结构规定值(见 ISO 2394)。

3.28

平均风速　mean wind speed

给定时间周期内风速瞬时值的统计均值，给定时间周期可以从几秒到数年不等。

3.29

中型风力发电机组　medium wind turbine

风轮扫掠面积大于 200 m^2 且小于或等于 1 000 m^2 的风力发电机组，对于有集流管或导风罩的风力发电机组(见附录 M)，取其入口和出口面积中的较大者。

3.30

机舱　nacelle

在水平轴风力发电机组塔架顶部，包含传动系统和其他装置的整个箱体。

3.31

电网连接点　network connection point

＜风力发电机组＞对单台风力发电机组是输出电缆终端，对风电场是电网与风电场电力汇集系统母线的连接点。

3.32

电网掉电　network loss

超过风力发电机组控制系统所允许穿越时间的失去电网连接的事件。

3.33

正常关机　normal shutdown

＜风力发电机组＞全过程都在控制系统控制下所进行的关机。

3.34

运行极限　operating limits

由风力发电机组设计者规定的一系列支配控制功能动作的条件。

3.35

风力发电机组停机　parked wind turbine

根据风力发电机组的设计，停机是指风力发电机组静止或空转状态。

3.36

性能等级　performance level；PL

用于规定控制系统安全相关部件在预期条件下执行安全功能的离散等级。

3.37

电力汇集系统　power collection system

＜风力发电机组＞汇集一台或多台风力发电机组功率的电力系统。

注：它包括风力发电机组终端与电网连接点之间的所有电气设备。

3.38

功率输出　power output

为特定目的，设备以特定形式所发出的功率。

注：对风力发电机组而言，电功率由风力发电机组发出。

3.39

主层保护功能　primary layer protection function

保护系统中，具有两个或两个以上独立层级保护系统的保护功能(3.40)，该保护系统作为风力发电机组控制系统的一部分，且区分于具有相似目的的辅助层保护功能(3.52)。

3.40

保护功能　protection functions

＜风力发电机组＞确保风力发电机组运行在设计范围内的控制系统的功能。

3.41

额定功率　rated power

通常由制造商为部件、装置或设备在特定运行状态下设定的功率值。

注：在正常运行和外部条件下，风力发电机组设计要达到的最大连续电功率输出。

3.42

额定风速　rated wind speed

V_r

风力发电机组达到额定功率时轮毂高度处的稳态无湍流最小风速。

3.43

瑞利分布　Rayleigh distribution

P_R

概率分布函数。

注：见 3.68。

3.44

参考风速　reference wind speed

V_{ref}

用于确定风力发电机组等级的风速基本参数。

注 1：其他与设计相关的气候参数可从参考风速和其他风力发电机组等级基本参数中推导得到(见第 6 章)。

注 2：风力发电机组设计所依据的风力发电机组等级中的参考风速 V_{ref}，即该风力发电机组所能承受的在轮毂高度处 50 年一遇 10 min 平均最大风速小于或等于 V_{ref}。

3.45

抗力局部安全系数　resistance partial safety factor

γ_M

考虑材料强度参数和抗力模型(包括抗力模型的偏差)可能存在的不利偏差或不确定的系数。

3.46

旋转采样矢量风速　rotationally sampled wind velocity

旋转的风力发电机组风轮上某一固定点所经历的矢量风速。

注：旋转采样矢量风速湍流谱与正常湍流谱有明显的不同。风轮旋转时，叶片切入在空间上变化的气流，最终合成的湍流谱由很多旋转频率的基波及其谐波组成。

3.47

风轮转速　rotor speed

＜风力发电机组＞风力发电机组风轮绕其轴的旋转速度。

3.48

粗糙长度　roughness length

z_0

在假定垂直风廓线随离地面高度按对数关系变化的情况下，平均风速变为 0 时推算出的高度。

3.49

安全寿命　safe-life

关键系统的设计特性，该系统很难修复或可能对生命财产造成严重损害。

注：这类系统被设计成在整个设计寿命内，不需要任何检查或修复。

3.50

安全完整性等级 safety integrity level;SIL

一种离散的等级(四个可能的等级之一),对应控制功能安全完整性量值的范围,4 和 1 分别代表最高和最低等级。

注:四个安全完整性等级对应的目标失效量在 IEC 61508-1:2010 表 2 和表 3 中定义。这些等级可以用于规定分配给系统安全功能的安全完整性要求。SIL 并不是系统、子系统、部件或元件的属性。如 IEC 61508-1 中定义的,"SIL n 安全相关系统"($n=1,2,3,4$)表示系统具有支持安全功能的安全完整性等级达到 n 的潜在能力。

3.51

计划维护 scheduled maintenance

按已制定的时间表进行的预防性维护。

3.52

辅助层保护功能 secondary layer protection function

使用监控和逻辑层运行的专有保护功能,与具有类似用途的主层保护功能(3.39)区分开。

3.53

场址数据 site data

风力发电机组场址的环境、地震、土壤和电网数据。

注:在没有其他规定的情况下,风数据为 10 min 样本的统计数据。

3.54

静止 standstill

风力发电机组停止不动的状态。

3.55

支撑结构 support structure

<风力发电机组>风力发电机组的塔架和基础部分。

3.56

生存风速 survival wind speed

结构设计能承受的最大风速。

注:这是一种通俗的说法,本文件不采用这一术语,设计条件采用极大风速(3.19)。

3.57

扫掠面积 swept area

风轮旋转一周所生成的圆在垂直于风向平面上的投影面积。

3.58

湍流强度 turbulence intensity

I

风速标准偏差与平均风速的比值,需用同一组风速测量数据样本和规定的时间周期进行计算。

3.59

湍流尺度参数 turbulence scale parameter

Λ_1

无量纲的纵向功率谱密度等于 0.05 的波长。

注:波长定义为:$\Lambda_1 = V_{hub}/f_0$,式中 $f_0 S_1(f_0)/\sigma_1^2 = 0.05$。

3.60

湍流标准偏差 turbulence standard deviation

σ_1

轮毂高度处湍流矢量风速的纵向分量的标准偏差。

3.61

最大极限状态　ultimate limit state

承受最大载荷所对应的极限状态。

3.62

非计划维护　unscheduled maintenance

不是根据已制定的时间表，而是根据某项状态的迹象而确定的临时性维护。

3.63

上风向　upwind

与风矢量主方向相反的方向。

3.64

垂直轴风力发电机组　vertical axis wind turbine

风轮轴竖直的风力发电机组。

3.65

威布尔分布　Weibull distribution

P_W

一种概率分布函数。

注：见 3.68。

3.66

风力发电站　wind power station

风电场　wind farm

一台或多台风力发电机组。

3.67

风廓线　wind profile

风切变律　wind shear law

假设风速随离地面高度变化的数学表达式，见公式(1)和公式(2)。

注：通常应用对数廓线[公式(1)]和幂律廓线[公式(2)]。

$$V(z)=V(z_r)\cdot\frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad \cdots\cdots(1)$$

$$V(z)=V(z_r)\cdot\left(\frac{z}{z_r}\right)^{\alpha} \quad \cdots\cdots(2)$$

式中：

$V(z)$——高度 z 处的风速；

z　——距离地面高度；

z_r　——用于拟合风廓线的距离地面的参考高度；

z_0　——粗糙长度；

α　——风切变(或幂)指数。

3.68

风速分布　wind speed distribution

用于描述连续时限内风速概率分布的函数，见公式(3)和公式(4)。

注：通常应用的函数是 Rayleigh 分布函数 $P_R(V_0)$和 Weibull 分布函数 $P_W(V_0)$。

$$\begin{aligned}P_R(V_0)&=1-\exp[-\pi(V_0/2V_{ave})^2]\\P_W(V_0)&=1-\exp[-(V_0/C)^k]\end{aligned} \quad \cdots\cdots(3)$$

$$且\ V_{ave}=\left\{\begin{array}{c} C\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) \\ C\sqrt{\pi}/2(当\ k=2\ 时) \end{array}\right\} \quad \cdots\cdots(4)$$

式中：

$P(V_0)$——累积概率函数，也即 $V<V_0$ 的概率；

V_0 ——风速（上限）；

V_{ave} ——风速 V 的平均值；

C ——Weibull 分布函数的尺度参数；

k ——Weibull 分布函数的形状参数；

Γ ——伽马函数。

C 和 k 值均可由实测数据推算出来。当 $k=2$ 时，即 C 和 V_{ave} 满足公式(4)中 $k=2$ 的条件，则 Rayleigh 分布函数与 Weibull 分布函数相同。

分布函数所表达的是风速小于 V_0 的累积概率，如果估算 V_1 到 V_2 之间的分布概率，则式[$P(V_1)-P(V_2)$]给出了 V_1 和 V_2 之间风速对时间的分布概率函数。对分布概率函数求导就能得出相应的概率密度函数。

3.69

风切变 wind shear

风速在垂直于风向平面内的变化。

3.70

风速 wind speed

V

指定点周围气体微团的移动速度。

注：风速即当地矢量风速(3.73)的幅值。

3.71

风力发电机组 wind turbine generator system；WTGS

<风力发电机组>将风的动能转换为电能的系统。

3.72

风力发电机组场址 wind turbine site

独立的或在风电场中的单台风力发电机组的位置。

3.73

矢量风速 wind velocity

在被研究的某点周围气体微团运动方向、幅值等于“气体微团”运动速度（即该点风速）的矢量。

注：空间任意点的矢量风速，是“气体微团”通过该点的位置矢量的时间导数。

3.74

风力发电机组电气系统 wind turbine electrical system

所有风力发电机组内部电气设备，以及风力发电机组的终端、接地、连接、通信设备。

注：包括风力发电机组中组成接地终端网络的导体。

3.75

风力发电机组终端 wind turbine terminals

由风力发电机组供货厂家确定的，可将风力发电机组接到电力汇集系统上的一点或多点。

注：包括为输送电能和通信的连接。

3.76

偏航 yawing

风轮轴绕垂直轴的旋转。

注：仅适用于水平轴风力发电机组。

3.77

偏航误差　yaw misalignment

风轮轴线与风向在水平面上的偏差。

4　符号和缩略语

4.1　符号

下列符号适用于本文件。

C	Weibull 分布函数的尺度参数	[m/s]
C_{CT}	湍流结构修正参数	[—]
C_T	推力系数	[—]
C_{oh}	相干函数	[—]
D	风轮直径	[m]
$D_{TV,i}$	地形变化 Δz 在第 i 个 30°扇区的标准差	[m]
$D_{TV,360}$	地形变化 Δz 在 360°扇区内的标准差	[m]
f	频率	[s^{-1}]
f_d	材料强度设计值	[—]
f_k	材料强度特征值	[—]
F_d	载荷设计值	[—]
F_k	载荷特征值	[—]
I_{ref}	15 m/s 风速 70%分位数处的湍流强度参考值	[—]
I_{eff}	有效湍流强度	[—]
k	Weibull 分布函数的形状参数	[—]
k_1	TSI360 的经验调整因子，$k_1 = 5/3$	[—]
k_2	TVI360 的经验调整因子，$k_2 = 3$	[—]
K	修正的 Bessel 函数	[—]
L	均匀湍流整体尺度参数	[m]
L_e	相干尺度参数	[m]
L_k	速度分量的整体尺度参数	[m]
m	Wöhler 曲线指数	[—]
n_i	载荷区间(bin)i 中疲劳循环次数	[—]
$N(.)$	由自变量确定的应力或应变函数(即 S-N 曲线)的失效循环次数	[—]
N	极限状况的重现周期	[年]
p	气压	[N/m^2]
$P(V_0)$	概率分布，即 $V<V_0$ 的概率	[—]

$P_R(V_0)$	Rayleigh 概率分布，即 $V<V_0$ 的概率	[—]
P_S	生存概率	[—]
$P_W(V_0)$	Weibull 概率分布	[—]
r	分离矢量投影幅值	[m]
R	圆弧半径	[m]
R_0	气体常数	[J/(kg·K)]
S	载荷函数	[—]
s_i	区间(bin)i 内对应某一循环次数的应力(或应变)水平	[—]
$S_1(f)$	矢量风速纵向分量的功率谱密度函数	[m^2/s]
$S_{F,min}$	断齿安全系数最小值	[—]
$S_{H,min}$	点蚀安全系数最小值	[—]
$S_k(f)$	k 矢量风速分量的单向功率谱密度函数： $k=1$ 纵向 $k=2$ 横向 $k=3$ 竖向	[m^2/s]
T	阵风特征时间	[s]
t	时间	[s]
V	风速	[m/s]
$V(z)$	z 高度处的风速	[m/s]
V_{ave}	轮毂高度处年平均风速	[m/s]
V_{cg}	风轮扫掠面上极大相干阵风幅值	[m/s]
V_{eN}	N 年一遇极大风速(3 s 平均)期望值，V_{e1} 和 V_{e50} 分别表示 1 年一遇和 50 年一遇	[m/s]
V_{gust}	50 年一遇最大阵风期望值	[m/s]
V_{hub}	轮毂高度处的风速	[m/s]
V_{in}	切入风速	[m/s]
V_0	风速分布模型中上限风速	[m/s]
V_{50}	50 年一遇最大风速(10 min 平均)	[m/s]
V_{100}	100 年一遇最大风速(10 min 平均)	[m/s]
V_{out}	切出风速	[m/s]
V_r	额定风速	[m/s]
V_{ref}	参考风速	[m/s]
$V_{ref,T}$	台风参考风速	[m/s]
$V(y,z,t)$	用于描述瞬时水平风切变的矢量风速纵向分量	[m/s]
$V(z,t)$	用于描述极端阵风和风切变瞬时变化的矢量风速纵向分量	[m/s]

x，y，z	用于描述风场的坐标系，分别为沿着风方向（纵向）、水平面内垂直于风方向（横向）和高度方向（竖向）	[m]
Z_{NT}	参考测试条件下接触应力的寿命因子	[—]
z_{hub}	风力发电机组轮毂高度	[m]
z_r	距离地面参考高度	[m]
z_0	对数风廓线的粗糙长度	[m]
α	风切变幂律指数	[—]
β	极端风向变化模型参数	[—]
δ	变异系数	[—]
Γ	伽马函数	[—]
γ_f	载荷局部安全系数	[—]
γ_M	抗力局部安全系数	[—]
γ_n	失效后果局部安全系数	[—]
$\theta(t)$	风向瞬时变化值	[°]
θ_{cg}	阵风条件下与平均风速方向之间的最大偏离角度	[°]
θ_{eN}	N 年一遇极端风向变化值	[°]
θ_i	第 i 个 30°扇区拟合平面的斜率	[°]
θ_{360}	360°拟合平面的斜率	[°]
$\theta_{1\ year,\ min}$	按小时平均预计的最低环境温度	[K]
$\theta_{min,operation}$	机组运行时最低允许环境温度	[K]
Λ_1	由波长定义的湍流尺度参数，无量纲，纵向功率谱密度 $fS_1(f)/\sigma_1^2$ 等于 0.05	[m]
ρ	空气密度	[kg/m^3]
$\hat{\sigma}$	风速标准偏差估计值	[m/s]
$\hat{\sigma}_c$	环境湍流度标准偏差代表值	[m/s]
$\hat{\sigma}_{eff}$	有效风速标准偏差估计值	[m/s]
σ_{wake}	尾流风速标准偏差	[m/s]
$\hat{\sigma}_T$	最大中心尾流风速标准偏差	[m/s]
$\hat{\sigma}_\sigma$	估计的风速标准偏差 $\hat{\sigma}$ 的标准偏差	[m/s]
$\hat{\sigma}_{1,ETM}$	环境湍流标准偏差极大值	[m/s]
σ_1	轮毂高度处矢量风速纵向分量标准偏差	[m/s]
σ_2	轮毂高度处矢量风速横向分量标准偏差	[m/s]
σ_3	轮毂高度处矢量风速竖向分量标准偏差	[m/s]
Φ	标准化正态概率函数	[—]
$E[\ ]$	括弧内参数的期望值	[—]
Var[ ]	括弧内参数的方差	[—]

4.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

A:非正常(用于确定分项安全系数)[Abnormal (for partial safety factors)]
AC:交流电(Alternation Current)
DC:直流电(Direct Current)
CC:寒冷气候(Cold Climate)
COV:变异系数(Coefficient of Variation)
DLC:设计载荷工况(Design Load Case)
DWM:动态尾流模型(Dynamic Wake Meandering)
ECD:方向变化的极端相干阵风(Extreme Coherent Gust with Direction Change)
EDC:极端风向变化(Extreme Wind Direction Change)
EOG:极端运行阵风(Extreme Operation Gust)
ETM:极端湍流模型(Extreme Turbulence Model)
EWM:极端风速模型(Extreme Wind Speed Model)
EWS:极端风切变(Extreme Wind Shear)
F:疲劳(Fatigue)
FMEA:失效模式及影响分析(Failure Mode and Effect Analysis)
HV:高电压(High Voltage)
IAC:内电弧分类(Internal Arc Classification)
IC:结冰气候(Icing Climate)
LTC:低温气候(Low Temperature Climate)
LVRT:低电压穿越(Low Voltage Ride Through)
N:正常和极端(用于确定分项安全系数)[Normal and Extreme (for partial safety factors)]
NWP:正常风廓线模型(Normal Wind Profile Model)
NTM:正常湍流模型(Normal Turbulence Model)
S:特殊的 IEC 风力发电机组等级(Special IEC Wind Turbine Class)
T:运输和安装(用于确定分项安全系数)[Transport and Erection (for partial safety factors)]
TSI:地形坡度指数(Terrain Slope Index)
TVI:地形变异(起伏)指数(Terrain Variation Index)
U:极限(Ultimate)
ULS:承载能力极限状态(Ultimate Limit State)

5 基本要求

5.1 概述

为了保证风力发电机组结构、机械系统、电气系统和控制系统的安全,给出下列工程和技术要求。这些技术要求适用于风力发电机组的设计、制造、安装和运行维护手册以及相关的质量管理过程。此外,还应考虑现有的风力发电机组安装、运行和维护要求中的各种安全规程。

5.2 设计方法

本文件要求采用气动弹性动力学模型,应用第 6 章定义的湍流条件和其他风况条件以及第 7 章定义的设计状态来预测设计载荷。此模型可用来确定风力发电机组在一定风速范围内的载荷。应对外部

条件和设计状态的所有相关组合进行分析，本文件定义了最少的相关组合作为设计载荷工况。

风力发电机组的全尺寸试验数据应用来提高预测设计值的可信度，并验证 7.2 中规定的结构动力学模型和设计状态。

应通过计算和/或试验来验证设计的合理性。如果用试验结果验证，则试验时的外部条件应符合本文件规定的特征值和设计状态。试验条件（包括试验载荷）的选择应考虑相关的安全系数。

5.3 安全等级

风力发电机组应按下面两种安全等级中的一种进行设计：

——一般安全等级，当失效的结果可能导致人身伤害，或造成经济损失和产生社会影响时，采用这一等级；

——特殊安全等级，当安全要求取决于地方性法规和/或由制造商与用户双方之间协商决定时，采用这一等级。

7.6 详细描述了风力发电机组一般安全等级的局部安全系数。

风力发电机组特殊安全等级的局部安全系数应由制造商与用户协商确定。根据特殊安全等级设计的风力发电机组，即为 6.2 定义的 S 级风力发电机组。

5.4 质量保证

质量保证是风力发电机组及其零部件设计、采购、制造、安装、运行和维护的组成部分。

建议质量管理体系符合 ISO 9001 的要求。

5.5 风力发电机组铭牌

至少下列信息应显著地标示在永久性的产品铭牌上：

——风力发电机组的制造商和国家；

——型号和产品编号；

——生产日期；

——额定功率；

——参考风速（V_{ref}）；

——轮毂高度工作风速范围，V_{in}～V_{out}；

——工作环境的温度范围；

——IEC 风力发电机组等级（见表 1）；

——风力发电机组输出端额定电压；

——风力发电机组输出端频率或标称变化大于 2%时的频率范围。

6 外部条件

6.1 概述

在风力发电机组的设计中，应考虑本章描述的外部条件。

风力发电机组受限于可能影响其载荷、使用寿命、运行的环境和电气条件。为保证安全性和可靠性达到一定的水平，在设计中应考虑环境、电气和土壤参数，并应在设计文件中予以明确规定。

环境条件可进一步划分为风况和其他环境条件。电气条件是指电网条件。土壤特性与风力发电机组的基础设计有关。

外部条件可再细分为正常外部条件和极端外部条件。正常外部条件通常涉及重复出现的结构载荷条件，而极端外部条件代表罕见的外部设计条件。设计载荷工况应包括这些外部条件在不同风力发电

机组运行模式下和其他设计状态潜在的临界组合。

风况是影响结构完整性的主要外部条件。其他环境条件也会影响设计特性，如控制系统功能、耐久性、腐蚀。

根据风力发电机组等级，设计中所考虑的正常和极端条件，在6.2～6.4中予以说明。

6.2 风力发电机组等级

设计中考虑的外部条件取决于风力发电机组拟安装位置或安装位置的类型。风力发电机组等级是根据风速(机组Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ等级)和湍流参数(湍流等级A+、A、B、C等级)来划分的，划分等级的目的是为了涵盖更多的使用区域。风速和湍流参数拟代表许多不同的场址条件，不确定代表某一特定的位置，见11.3。风力发电机组等级由风速和湍流参数明确定义了一个宽泛的范围。为了让风力发电机组能够应用到风况良好但是极限风速很高的地区，引入T类参考风速。此类情况一般发生在热带气旋影响的地区。该参考风速可以与Ⅰ～Ⅲ级的平均风速以及A+～C[1)]的湍流类型一起使用。表1规定了风力发电机组等级的基本参数。

表1 风力发电机组等级的基本参数

风力发电机组等级		Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	S
V_{ave}/(m/s)		10	8.5	7.5	由设计者确定参数
V_{ref}/(m/s)		50	42.5	37.5	
气旋$V_{ref,T}$/(m/s)		57	57	57	
A+	I_{ref}(—)	0.18			
A	I_{ref}(—)	0.16			
B	I_{ref}(—)	0.14			
C	I_{ref}(—)	0.12			

以下各参数值应用于轮毂高度处：

V_{ave} 年平均风速；

V_{ref} 10 min平均参考风速；

$V_{ref,T}$ 适用于热带气旋地区的10 min平均参考风速；

A+ 表示很高湍流特性等级；

A 表示较高湍流特性等级；

B 表示中等湍流特性等级；

C 表示较低湍流特性等级；

I_{ref} 湍流强度的参考值(见6.3.2.3)。

T级假定所有风速模型参数一致，且$V_{ref,T}$可以和所有湍流等级进行组合。T级并不能涵盖所有容易出现热带气旋的地区。需要根据11章，进行特定场址评估，V_{50}小于T级($V_{ref,T}$)的V_{ref}是最低要求。

在第14章中定义了在寒冷地区可选的CC等级风力发电机组。该等级在第6章的基础上规定了附加要求和参数。

如果设计者和/或客户需要使用特定的条件，如特定风况和其他外部条件或特定安全等级(见5.3)，则可定义一个S级风力发电机组。S级风力发电机组的设计值应由设计人员选择，并在设计文件中予以说明。对于这样的特定设计，选取的设计值所反应的环境条件应至少与预期的风力发电机组使

1) 某年平均风速为Ⅱ类，湍流等级为B类且T类参考风速的风力发电机组等级是ⅡB,T。

用环境同等恶劣。

针对特定场址或极端环境条件的风力发电机组，可设计S级的风力发电机组。

为了全面说明风力发电机组设计中所采用的外部条件，除了表1的基本参数之外，还需要其他几个重要参数。后面称之为风力发电机组标准等级的$\mathrm{I}_{\mathrm{A+}}$～$\mathrm{III}_{\mathrm{C}}$中，增加的这些参数在6.3、6.4和6.5中加以说明。

Ⅰ～Ⅲ等级风力发电机组的设计寿命应为20年。

对于S级风力发电机组，制造商应在设计文件中说明所采用的模型及主要设计参数值。如采用第6章的模型，应对其参数值作充分的说明。S级风力发电机组的设计文件应包含附录A所列的内容。附录B中给出了S级风力发电机组的设计载荷工况指南。

6.3.2.2～6.3.3.7中，章节子标题后括号里的缩写用来描述7.4中定义的设计载荷工况中的风况条件。

6.3 风况

6.3.1 概述

风力发电机组应设计成能安全承受由其等级定义的风况。

风况的设计值应在设计文件中明确规定。

从载荷和安全角度出发，风况可分为风力发电机组正常运行期间频繁出现的正常风况和1年或50年一遇的极端风况。

在很多情况下，风况包括稳定的平均气流与变化的可确定的阵风廓线或与湍流的组合。在所有的情况下应考虑平均气流与水平面夹角达到8°时的影响，假定此气流倾斜角不随高度变化。

湍流是指矢量风速相对于10 min平均值的随机变化。湍流模型在使用时应考虑风速、风切变和风向的变化的影响，并允许通过变化的风切变旋转采样。湍流矢量风速的三个分量定义为：

——纵向，与矢量风速主方向一致；

——横向，水平方向并垂直于纵向；

——竖向，同时垂直于横向和纵向，即与竖直方向的夹角为平均气流倾斜角。

对于标准的风力发电机组等级，湍流模型中的随机矢量风速场宜满足Kaimal模型和附录C所述的相干模型。该模型满足以下要求。

a) 假定下面章节给出的湍流标准偏差σ_1不随高度的变化而变化，垂直于主风向的分量具备以下的最小标准偏差[2)]：

——横向分量：$\sigma_2 \geqslant 0.7\sigma_1$；

——竖向分量：$\sigma_3 \geqslant 0.5\sigma_1$。

b) 在轮毂高度处，纵向湍流尺度参数Λ_1的值见公式(5)：

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0.7z & (z < 60\ \mathrm{m}) \\ 42\ \mathrm{m} & (z \geqslant 60\ \mathrm{m}) \end{cases} \quad \cdots\cdots(5)$$

三个正交的功率谱密度$S_1(f)$、$S_2(f)$和$S_3(f)$，随着惯性副区内频率的增加，逼近于公式(6)和公式(7)：

$$S_1(f) = 0.05\sigma_1^2(\Lambda_1/V_{\mathrm{hub}})^{-\frac{2}{3}} f^{-\frac{5}{3}} \quad \cdots\cdots(6)$$

$$S_2(f) = S_3(f) = \frac{4}{3}S_1(f) \quad \cdots\cdots(7)$$

c) 应采用公认的相干模型，该模型定义为联合谱的幅值除以垂直于纵向的平面内、空间离散点上矢量风速纵向分量的自谱。

2) 实际值可能取决于湍流模型的选择和b)的要求。

附录C描述的Mann模型是一个可用的备选。

也可以使用其他的模型，但是，对于标准风力发电机组等级（Ⅰ～Ⅲ级），其湍流模型需要满足a)～c)的要求，并且疲劳载荷的结果应大于或等于附录C中湍流模型的疲劳载荷结果。对于S级，可以使用经过验证的湍流模型。

6.3.2 正常风况

6.3.2.1 风速分布

风速分布对风力发电机组的设计至关重要，因为它决定了正常设计状态下每种载荷情况发生的频率。应假定轮毂高度10 min风速平均值符合Rayleigh分布，见公式(8)：

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2] \quad \cdots\cdots(8)$$

式中，对于标准风力发电机组等级，V_{ave}需要依据表1进行选取。

6.3.2.2 正常风廓线模型（NWP）

风廓线$V(z)$表示的是平均风速随距离地面高度z变化的函数。对于标准风力发电机组等级，正常风廓线应按幂律给出的公式(9)：

$$V(z) = V_{hub}(z/z_{hub})^{\alpha} \quad \cdots\cdots(9)$$

假定幂律指数(α)应为0.2。

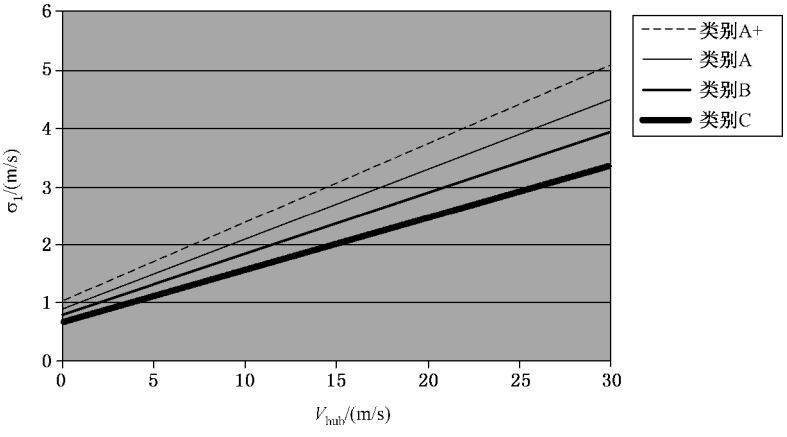
假定的风廓线用于确定穿过风轮扫掠面的平均垂直风切变。

6.3.2.3 正常湍流模型（NTM）

对于正常湍流模型，给定轮毂高度处风速的湍流标准偏差的代表值(σ_1)应由该风速下湍流标准偏差分布的90%分位数确定。对于标准风力发电机组等级，这个值由公式(10)给出：

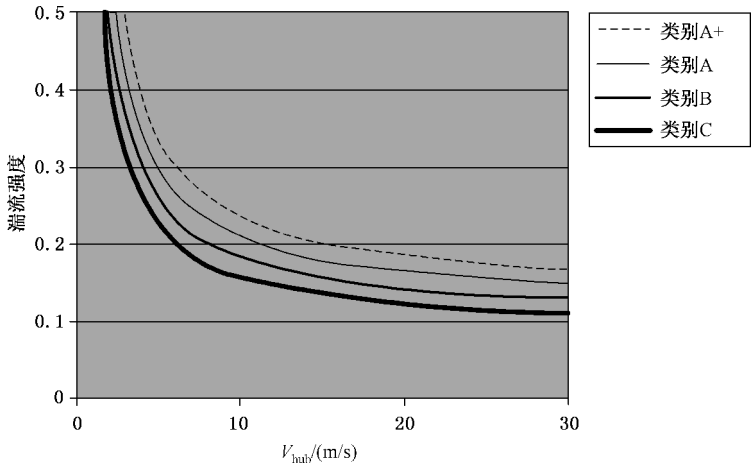
$$\sigma_1 = I_{ref}(0.75V_{hub} + b)$$
$$b = 5.6\ \text{m/s} \quad \cdots\cdots(10)$$

湍流标准偏差值(σ_1)与湍流强度(σ_1/V_{hub})如图1a)和图1b)所示。



a) 正常湍流模型（NTM）的湍流标准偏差

图1 正常湍流模型（NTM）



b) 正常湍流模型(NTM)的湍流强度

图 1 正常湍流模型(NTM)(续)

I_{ref}的值由表 1 给出。

公式(10)应使用具有形状和尺度参数的威布尔分布 σ_1 来确定公式(11)和公式(12):

$$P_W(\sigma_1 < \sigma_0) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{\sigma_0}{C}\right)^k\right] \quad \cdots\cdots(11)$$

式中:

$$k = 0.27\,V_{hub} + 1.4$$

$$C = I_{ref}(0.75V_{hub} + 3.3) \quad \cdots\cdots(12)$$

6.3.3 极端风况

6.3.3.1 概述

极端风况包括风切变以及由于暴风和风速及风向快速变化引起的风速峰值。

6.3.3.2 极端风速模型(EWM)

极端风速模型(EWM)应是稳态风速模型或湍流风速模型。该风速模型应基于参考风速(V_{ref})与恒定的湍流标准偏差(σ_1)。如果风力发电机组设计为 T 级参考风速,则极限风速模型中的 V_{ref}需要替换为 $V_{ref,T}$,其他参数不变。

对于稳态极端风速模型,以高度 z 为函数的 50 年一遇和 1 年一遇的极大风速(V_{e50} 和 V_{e1})由公式(13)和公式(14)给出:

$$V_{e50}(z) = 1.4V_{ref}\left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.11} \quad \cdots\cdots(13)$$

$$V_{e1}(z) = 0.8V_{e50}(z) \quad \cdots\cdots(14)$$

在稳态极端风速模型中,允许主风向短时间内与平均风向有一定的偏离,假定恒定的偏航误差在±15°范围内。

对于湍流极端风速模型,以高度 z 为函数的 50 年一遇和 1 年一遇的 10 min 平均风速,由公式(15)和公式(16)给出:

$$V_{50}(z) = V_{ref}\left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.11} \quad \cdots\cdots(15)$$

$$V_1(z) = 0.8V_{50}(z) \quad \cdots\cdots(16)$$

纵向湍流标准偏差[3]应为公式(17)：

$$\sigma_1 = 0.11\, V_{hub} \qquad \cdots\cdots(17)$$

6.3.3.3 极端运行阵风(EOG)

对于标准风力发电机组等级，轮毂高度处阵风幅值V_{gust}[4]由公式(18)给出：

$$V_{gust} = \min\left\{1.35(V_{e1} - V_{hub}),\quad 3.3\left(\frac{\sigma_1}{1+0.1\left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)}\right)\right\} \qquad \cdots\cdots(18)$$

式中：

σ_1 ——由公式(10)给出；

Λ_1——湍流尺寸参数，由公式(5)给出；

D ——风轮直径。

风速由公式(19)确定：

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) - 0.37V_{gust}\sin(3\pi t/T)[1-\cos(2\pi t/T)] & (0 \leqslant t \leqslant T) \\ V(z) & (\text{其他}) \end{cases} \qquad \cdots\cdots(19)$$

式中：

$V(z)$——由公式(9)确定；

$T = 10.5$ s。

一个极端运行阵风的例子($V_{hub} = 25$ m/s，等级 I_A，$D = 42$ m)如图 2 所示。

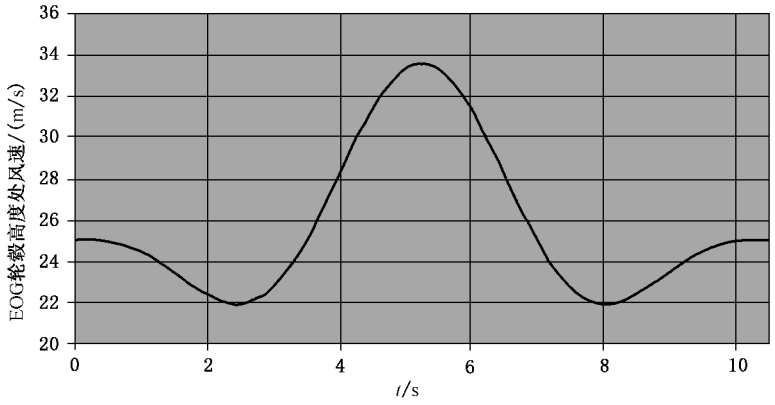


图 2 极端运行阵风示例

6.3.3.4 极端湍流模型(ETM)

极端湍流模型应由 6.3.2.2 中的正常风廓线模型(NWP)以及公式(20)给出的湍流纵向分量的标准偏差给出：

$$\sigma_1 = cI_{ref}\left[0.072\left(\frac{V_{ave}}{c}+3\right)\left(\frac{V_{hub}}{c}-4\right)+10\right]$$

$$c = 2 \text{ m/s} \qquad \cdots\cdots(20)$$

---

3) 湍流极端风速模型的湍流标准偏差与正常湍流模型(NTM)或极端湍流模型(ETM)不相关。稳态的极端风速模型和湍流极端风速模型通过近似为 3.5 的峰值系数相关。

4) 阵风幅值结合事件(如启动和关机)发生概率进行标定，以给出 50 年一遇的重现周期。

6.3.3.5 极端风向变化(EDC)

极端风向变化幅值(θ_e)由公式(21)给出:

$$\theta_e = \pm 4\arctan\left(\frac{\sigma_1}{V_{hub}\left[1+0.1\left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)\right]}\right) \quad \cdots\cdots(21)$$

式中:

σ_1 ——对于正常湍流模型(NTM),由公式(10)给出;

θ_e ——限定在±180°范围内;

Λ_1 ——湍流尺度参数,由公式(5)给出;

D ——风轮直径。

极端风向变化瞬时值[$\theta(t)$]由公式(22)给出:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & (t<0) \\ \pm 0.5\theta_e\left[1-\cos(\pi t/T)\right] & (0 \leqslant t \leqslant T) \\ \theta_o & (t>T) \end{cases} \quad \cdots\cdots(22)$$

式中,极端风向变化过程持续时间 $T=6$ s,并应考虑最恶劣瞬时载荷发生的情况。风向瞬时变化结束时,假定风向保持不变,风速应按 6.3.2.2 中的正常风廓线模型(NWP)。

湍流等级为 A,风轮直径 D 为 42 m,轮毂中心高(z_{hub})为 30 m 时的极端风向随 V_{hub} 的变化示例见图 3,$V_{hub}=25$ m/s 时所对应的极端风向变化见图 4。

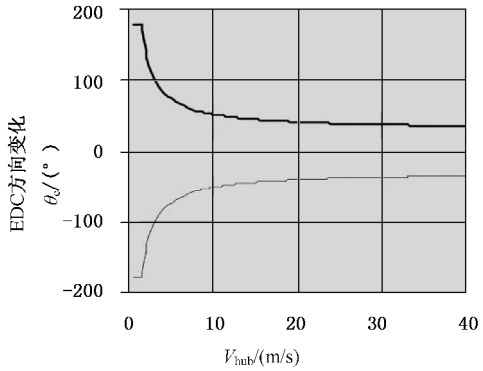


图 3 极端风向变化幅值示例

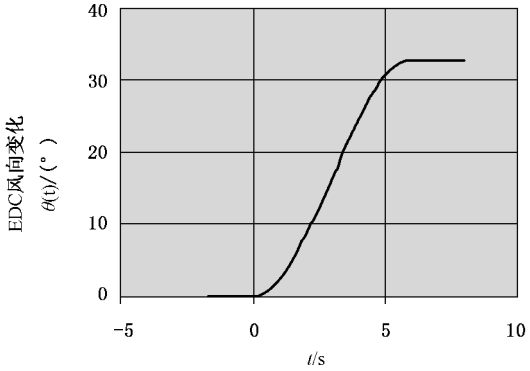


图 4 极端风向变化示例

6.3.3.6 方向变化的极端相干阵风(ECD)

方向变化的极端相干阵风的幅值见公式(23):

$$V_{cg} = 15 \text{ m/s} \quad \cdots\cdots(23)$$

风速由公式(24)给出:

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) & (t<0) \\ V(z)+0.5V_{cg}\left[1-\cos(\pi t/T)\right] & (0 \leqslant t \leqslant T) \\ V(z)+V_{cg} & (t>T) \end{cases} \quad \cdots\cdots(24)$$

式中,上升时间 $T=10$ s,风速[$V(z)$]由 6.3.2.2 中正常风廓线模型(NWP)给出。$V_{hub}=25$ m/s 时,极端相干阵风中风速上升情况如图 5 所示。

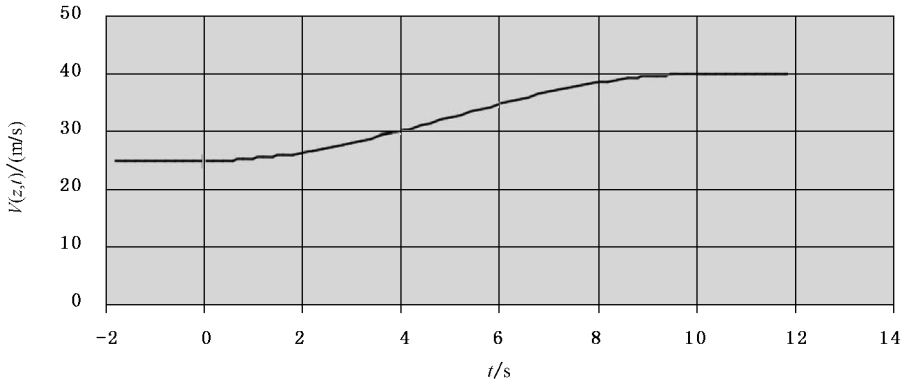


图 5　ECD 极端相干阵风幅值示例

假定风速的上升与风向从 0 到 θ_{cg}（含 θ_{cg}）的变化是同步进行的，其中 θ_{cg} 由公式(25)给出：

$$\theta_{cg}(V_{hub})=\begin{cases}180^\circ & (V_{hub}\leqslant 4\ \text{m/s})\\ \dfrac{720^\circ(\text{m/s})}{V_{hub}} & (4\ \text{m/s}<V_{hub}<V_{ref})\end{cases} \quad \cdots\cdots(25)$$

同步的风向变化由公式(26)给出：

$$\theta(t)=\begin{cases}0^\circ & (t<0)\\ \pm 0.5\theta_{cg}\left[1-\cos(\pi t/T)\right] & (0\leqslant t\leqslant T)\\ \pm\theta_{cg} & (t>T)\end{cases} \quad \cdots\cdots(26)$$

式中，上升时间 $T=10$ s。

风向变化幅度 θ_{cg} 随 V_{hub} 的变化，以及 $V_{hub}=25$ m/s 时风向变化 $\theta(t)$ 随时间的变化分别如图 6 和图 7所示。

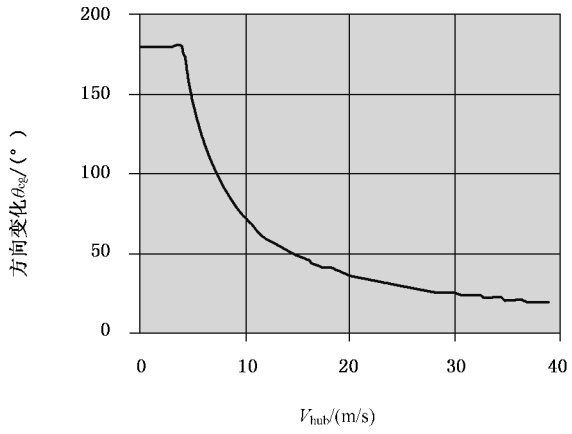


图 6　ECD 风向变化

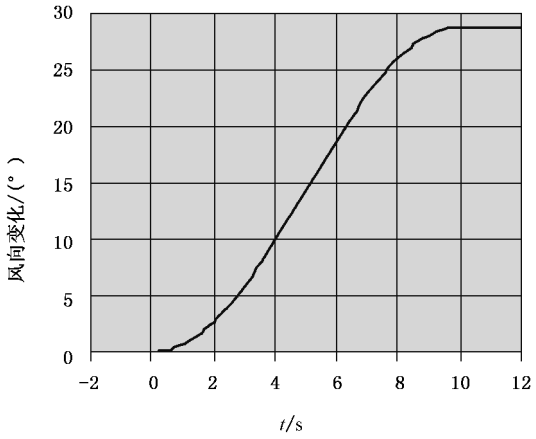


图 7　$V_{hub}=25$ m/s 时风向变化瞬时值示例

6.3.3.7　极端风切变(EWS)

极端风切变应由下列风速瞬态公式给出。

垂直瞬态(正向或逆向)风切变由公式(27)给出：

$$V(z,t)=\begin{cases}V_{\mathrm{hub}}\left(\dfrac{z}{z_{\mathrm{hub}}}\right)^{\alpha}\pm\left(\dfrac{z-z_{\mathrm{hub}}}{D}\right)\left[2.5+0.2\beta\sigma_1\left(\dfrac{D}{\Lambda_1}\right)^{\frac{1}{4}}\right]\left[1-\cos(2\pi t/T)\right] & (0\leqslant t\leqslant T)\\ V_{\mathrm{hub}}\left(\dfrac{z}{z_{\mathrm{hub}}}\right)^{\alpha} & (\text{其他})\end{cases}$$

……(27)

水平瞬态风切变由公式(28)给出：

$$V(y,z,t)=\begin{cases}V_{\mathrm{hub}}\left(\dfrac{z}{z_{\mathrm{hub}}}\right)^{\alpha}\pm\left(\dfrac{y}{D}\right)\left[2.5+0.2\beta\sigma_1\left(\dfrac{D}{\Lambda_1}\right)^{\frac{1}{4}}\right]\left[1-\cos(2\pi t/T)\right] & (0\leqslant t\leqslant T)\\ V_{\mathrm{hub}}\left(\dfrac{z}{z_{\mathrm{hub}}}\right)^{\alpha} & (\text{其他})\end{cases}$$

……(28)

对于垂直和水平风切变，式中：

$\alpha=0.2$，$\beta=6.4$，$T=12$ s；

σ_1——对于正常湍流模型(NTM)，由公式(10)给出；

Λ_1——湍流尺度参数，由公式(5)给出；

D——风轮直径。

应考虑最恶劣瞬时载荷发生的水平风切变情况。这两种极端风切变不能同时使用。

作为示例，图 8 中的极端正负垂直风切变给出了极端情况($t=0$ s)和最大切变($t=6$ s)时的风廓线。图 9 显示了风轮顶部和底部的风速变化，用来说明风切变随时间的变化。两图中均假定湍流等级为 A，$z_{\mathrm{hub}}=30$ m，$V_{\mathrm{hub}}=25$ m/s，风轮直径 $D=42$ m。

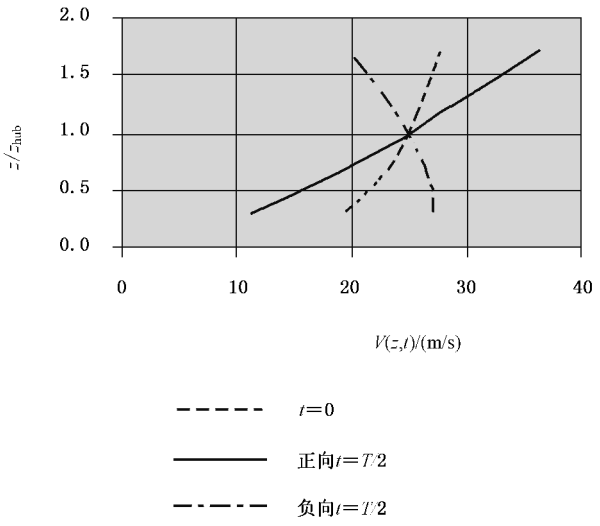


图 8　极端正负垂直风切变风廓线示例
开始($t=0$，虚线)和最大切变($t=6$ s，实线)

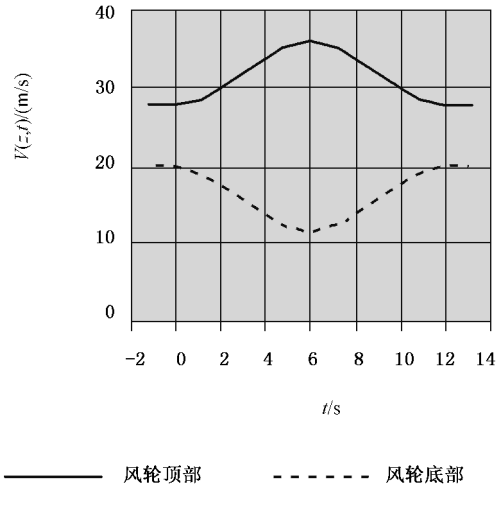


图 9　风轮顶部和底部的风速示例
(用以说明瞬时正风切变)

6.4　其他环境条件

6.4.1　概述

除了风况外，其他环境(气候)条件通过热、光化学、腐蚀、机械、电气或其他物理作用也会影响风力发电机组的完整性和安全性，而且多种气候因素同时发生会加剧这种影响。

至少应考虑下列环境条件，并将它们产生的作用在设计文件中说明：

——温度；
——湿度；
——空气密度；
——太阳辐射；
——雨、冰雹、雪、冰；
——化学作用物质；
——机械作用颗粒；
——盐雾；
——雷电；
——地震。

海上环境条件还需要根据 IEC 61400-3 额外考虑。

第 14 章给出了可选的寒冷气候等级。

所考虑的气候条件应根据其典型值或气候条件变化范围来确定。确定设计值时，诸多气候条件同时出现的概率也应予以考虑。

1 年一遇正常范围内的气候条件变化不应影响风力发电机组设计正常运行。

除非存在着相关性，否则 6.4.3 中的其他极端环境条件应与 6.3.2 中的正常风况结合起来考虑。7.4 简单阐述了如何将设计情况与外部条件相结合的方式。

6.4.2 其他正常环境条件

应考虑的其他正常环境条件如下：

——环境温度范围－10 ℃～＋40 ℃；
——最高相对湿度为 95%；
——大气成分相当于无污染的内陆大气(见 IEC 60721-2-1)；
——太阳辐射强度 1 000 W/m^2；
——空气密度 1.225 kg/m^3。

当由设计者指定附加外部条件时，这些参数值应在设计文件中说明，并应符合 IEC 60721-2-1 的要求。

6.4.3 其他极端环境条件

6.4.3.1 概述

风力发电机组设计中应考虑的其他极端环境条件包括温度、雷电、结冰和地震(地震条件评估见 11.6)。

6.4.3.2 温度

标准等级的风力发电机组极端温度范围至少应为－20 ℃～＋50 ℃。

6.4.3.3 雷电

10.7 中给出了标准等级风力发电机组的雷电防护措施。

6.4.3.4 结冰

标准等级的风力发电机组对结冰没有要求。对于寒冷气候，第 14 章和附录 L 给出了结冰的要求。

6.4.3.5 地震

标准等级的风力发电机组对抗震没有要求。地震条件及其影响的考虑见 11.6 和附录 D。

6.5 电网条件

下面列出需要考虑的风力发电机组终端的正常条件。

下列参数范围为正常电网条件：

——电压，标称值(根据 IEC 60038)±10%；

——频率，标称值±2%；

——电压不平衡，电压负序分量的比率不超过 2%；

——自动重合周期，可接受的自动重合周期第一次重合时间为 0.1 s～5 s，第二次重合时间为 10 s～90 s；

——断电，假定一年内断电 20 次，一次断电 6 h[5)]为正常条件，断电一周为极端条件。

7 结构设计

7.1 概述

应验证风力发电机组结构承载部件的完整性，并应确保其具有可接受的安全等级。结构部件的极限强度和疲劳强度应通过计算、测试或计算并测试来验证，以证明风力发电机组结构的完整性具有适当的安全水平。

结构分析应基于 ISO 2394 进行。

应采用适当的方法进行计算。设计文件中应提供计算方法的说明。说明应包括计算方法有效性证据或相应验证研究的参考文献。所有强度验证试验中的载荷水平应与 7.6 中适用于特征载荷的安全系数相对应。

塔架、风轮和传动链的共振特性分析应至少达到 2 倍叶片通过频率的激振范围。对于 DLC 1.2，应分析在 NTM 风况 C 类设计湍流的 30%湍流水平下发生共振的可能，参考 7.4.2。如果在低湍流度下发生高共振载荷，应采取措施避免共振或者将其考虑到设计载荷内。

7.2 设计方法

应验证风力发电机组的极限状态未超出设计范围。模型试验和样机试验也可以代替计算来验证结构设计的合理性，如 ISO 2394 的规定。

应基于经过验证的方法和通用规范进行设计计算。

设计方法假定用于特定设计计算的气动弹性仿真模型后续将通过测试来验证。测试应在动态响应和结构与设计机组相似，但细节(如不同的塔架设计)可能不同的风力发电机组上进行。载荷测试要求可参考 IEC 61400-13。

7.3 载荷

7.3.1 概述

设计计算应考虑 7.3.2～7.3.5 描述的载荷。

---

5) 假定的 6 h 为最严重暴风雨的持续时间。

7.3.2 重力和惯性力载荷

重力和惯性力载荷是由重力、振动、旋转以及地震作用所产生的静态和动态载荷。

塔架垂直度的允许公差应在设计文档中明确，并应包括初始状态和由于永久土壤沉降导致的长期影响。在塔架和基础结构分析中，应单独考虑塔架垂直度对重力载荷的影响。

7.3.3 空气动力载荷

空气动力载荷是由气流以及气流与风力发电机组静止和运动部件相互作用所引起的静态和动态载荷。

气流由穿过风轮平面的平均风速和湍流、风轮转速、空气密度、风力发电机组零部件的空气动力外形以及它们之间的相互作用(包括气动弹性作用)确定。

当塔架垂直度小于或等于3°时，空气动力载荷的计算不需要考虑几何公差的影响。

7.3.4 驱动载荷

驱动载荷由风力发电机组的运行和控制所产生，它可以分为几类：发电机、变流器或发电机和变流器的扭矩控制，偏航和变桨驱动载荷，以及机械制动载荷。在计算响应和载荷时，考虑驱动力、摩擦力的有效范围是非常重要的。尤其对于机械制动器，在任何制动情况下，计算载荷和响应时都应考虑温度和老化对摩擦力、弹力或压力范围的影响。

7.3.5 其他载荷

其他载荷，如尾流载荷、冲击载荷、冰载荷、涡激振动可能引起的塔架载荷等，均应在适当情况下予以考虑。与寒冷气候相关的其他载荷，参见第14章和附录L。

7.4 设计状态和载荷工况

7.4.1 概述

7.4描述了风力发电机组的设计载荷工况，并规定了设计中需考虑的最少载荷工况要求。

为了达到设计目的，风力发电机组的寿命可以通过一系列包含风力发电机组可能经历的最严重条件的设计工况来体现。

载荷工况应由风力发电机组的运行模式或其他设计状态(如特定的装配、吊装或维护条件)与外部条件的组合确定。应将具有合理发生概率的各相关载荷工况与控制系统动作结合在一起考虑。用于验证风力发电机组结构完整性的设计载荷工况应由下面的组合形式进行计算：

——正常设计状态和合适的正常或极端外部条件；

——设计状态和合适的外部条件；

——吊装和维护设计状态和合适的外部条件。

如果极端外部条件和故障状态之间存在相关性，应将它们组合在一起作为一种设计载荷工况考虑。

在每种设计状态中，应考虑多种设计载荷工况。表2列出了应考虑的最少设计载荷工况。表2中，每种设计状态都通过对风况、电气和其他外部条件的描述，规定了设计载荷工况。

如果在有确定性风况模型的设计载荷工况下，控制器能使风力发电机组在其达到最大偏航角和/或最大风速前关机，则应证明在湍流条件下，与上述确定性风况相当时，风力发电机组也能可靠地关机。

在特定的风力发电机组设计中，还应考虑其他与结构完整性相关的设计载荷工况。

表 2 中，对每种设计载荷工况用“F”和“U”注明相应的分析类型。“F”表示疲劳载荷分析，用于疲劳强度评估。“U”表示极限载荷分析，与材料强度、叶尖挠度和结构稳定性有关。

标有“U”的设计载荷工况，又分为正常(N)或非正常(A)两种类型。正常设计载荷工况频繁出现，且风力发电机组处于正常状态或仅出现轻微的故障或异常。非正常设计状态很少发生，通常对应于导致系统保护功能启动的严重故障设计状态。设计状态的类型 N 或 A 决定极限载荷所使用的分项安全系数 γ_f，这些系数在表 3 中给出。

表 2 设计载荷工况(DLC)

设计状态	DLC	风况	其他情况	分析类型	分项安全因素
1) 发电	1.1	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	极端事件外推	U	N
	1.2	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub}=V_r-2$ m/s，V_r，V_r+2 m/s		U	N
	1.5	EWS $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		U	N
2) 发电兼有故障	2.1	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	正常控制系统故障或电网掉电或主层控制功能故障(见 7.4.3)	U	N
	2.2	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	非正常控制系统故障或辅助层保护功能相关故障(见 7.4.3)	U	A
	2.3	EOG $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}	外部或内部电气故障，包括电网掉电	U	A
	2.4	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	控制系统故障、电气系统故障，或电网掉电	F	*
	2.5	NWP $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	低电压穿越	U	N
3) 启动	3.1	NWP $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub}=V_{in}$，$V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub}=V_{in}$，$V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
4) 正常关机	4.1	NWP $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
5) 紧急停机	5.1	NTM $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
6) 停机(静止或空转)	6.1	EWM 50 年一遇		U	N
	6.2	EWM 50 年一遇	失去电网连接	U	A
	6.3	EWM 1 年一遇	极端偏航误差	U	N
	6.4	NTM $V_{hub}<0.7V_{ref}$		F	*
7) 停机兼故障	7.1	EWM 1 年一遇		U	A

表 2（续）

设计状态	DLC	风况	其他情况	分析类型	分项安全因素
8）运输、吊装、维护和修理	8.1	NTM V_{maint} 由制造商设定		U	N
	8.2	EWM 1 年一遇		U	A

表中：

DLC	设计载荷工况。
ECD	方向变化的极端相干阵风（见 6.3.3.6）。
EDC	极端风向变化（见 6.3.3.5）。
EOG	极端运行阵风（见 6.3.3.3）。
EWM	极端风速模型（见 6.3.3.2）。
EWS	极端风切变（见 6.3.3.7）。
NTM	正常湍流模型（见 6.3.2.3）。
ETM	极端湍流模型（见 6.3.3.4）。
NWP	正常风廓线模型（见 6.3.2.2）。
$V_r \pm 2$ m/s	应分析此风速范围内所有风速的敏感性。
F	疲劳载荷分析（见 7.6.3）。
U	极限载荷分析（见 7.6.2）。
N	正常。
A	非正常。
*	疲劳分项安全系数（见 7.6.3）。

当风速范围如表 2 中所示时，应考虑对风力发电机组设计造成最不利条件的风速。风速范围可用一组离散数值表示，在这种情况下，为确保计算的准确度[6)]，该组数据应足够多。在定义设计载荷工况时，参考第 6 章所述的风况条件。

在 7.4.2～7.4.9 对于设计载荷工况的进一步描述中，某些设计载荷工况允许使用替代方案。当使用替代方案时，设计该文档的机构应决定在整个设计载荷工况的分析过程中使用哪种替代方案。

7.4.2 发电（DLC 1.1～DLC 1.5）

在这种设计状态下，风力发电机组处于运行状态并与电力负载连接。风力发电机组总体布局应考虑风轮不平衡的影响。在设计分析时，应考虑风轮制造商所规定的最大质量和气动不平衡（如叶片桨距角和扭角的偏差）。

此外，在分析运行载荷时，应考虑与理论最佳运行状态的偏差，如偏航误差、控制系统跟踪误差等。

设计载荷工况 DLC 1.1 和 DLC 1.2 规定了在风力发电机组设计寿命期内，正常运行条件下，由大气湍流所引起的载荷要求（NTM）。DLC 1.3 规定了极端湍流情况下的极限载荷要求。DLC 1.4 和 DLC 1.5 则规定了风力发电机组在设计寿命期内，可能出现危险事件的瞬态情况。

DLC 1.1 的仿真数据统计分析，见 7.6.2.2 及附录 G，至少应包括叶根面内和面外的弯矩以及叶尖挠度的极值计算。如果 DLC 1.3 的叶根弯矩极限设计值超出 DLC 1.1 的叶根弯矩极限设计值，不需要

6） 通常风速步长为 2 m/s 已经足够。但是在功率曲线迅速上升的风速范围内，2 m/s 的步长可能太大，无法保证精度。

对 DLC 1.1 进行进一步分析。

如果 DLC 1.3 的极限设计值没有超出 DLC 1.1 叶根弯矩的极限设计值，可以增加 DLC 1.3 所使用的极端湍流模型中参数 c[公式(20)]的值，直到由 DLC 1.3 计算出的叶根弯矩极限设计值等于或大于 DLC 1.1 中所推算出的叶根弯矩极限设计值。风力发电机组其他部件相关载荷的特征值可以基于增加 c 值的 DLC 1.3 来分析确定。作为该分析方法的一种替代方案，对于每个特定风力发电机组部件相关的所有载荷的特征值可以直接确定或由仿真外推确定。

7.4.3 发电兼有故障或失去电网连接(DLC 2.1～DLC 2.5)

7.4.3.1 概述

这种设计状态包括了在风力发电机组发电过程中由于故障或失去电网连接所触发的瞬时事件。任何对风力发电机组载荷有重要影响的控制和保护系统故障或电气系统内部故障(如发电机短路)都应考虑。这种设计状态与疲劳分析相关，见 DLC 2.4。

应开展失效模式及影响分析(FMEA)或等效的故障分析，以确定与风力发电机组载荷相关的故障事件。

故障发生时刻的风轮方位角可能对载荷水平有重大影响。故障时刻的风轮方位角宜是随机的。

如 7.4.3.2 中所述，DLC 2.1 及 DLC 2.2 中应考虑控制系统的故障。对于采用两套独立的功能(分别通过主层控制功能及辅助层保护功能)来保证风力发电机组的安全体系，可采用 7.4.3.3 所描述的方法。关于失效模式识别、失效模式重现周期评估、故障排除以及共因失效规避措施的指导，参见第 8 章。

7.4.3.2 控制系统失效(DLC 2.1 和 DLC 2.2) 定量方法

对于 DLC 2.1，以下事件应视为正常事件：

a) 失效模式重现周期期望值小于或等于 50 年的控制系统失效；

b) 无法明确重现周期期望值的控制系统失效；

c) 失去电网连接。

对于失效模式重现周期期望值在 10 年～50 年间的事件，所使用的载荷分项安全系数参照表 3 所示的失效模式重现周期计算公式。

对于 DLC 2.2，失效模式重现周期期望值大于 50 年的控制系统故障或内部电气和机械系统故障应被视为非正常事件。

重现周期大于 2000 年的故障事件及与风力发电机组载荷无关的故障事件可以被忽略。故障事件的重现周期基于事件发生概率的统计计算，即控制或内部电气系统部件处于或正在进入可能导致结构失效的故障状态。

7.4.3.3 控制系统失效(DLC 2.1 和 DLC 2.2) 双层级方法

此方法可用于由两个或者多个独立层级组成的控制系统体系。在这种方法中：

a) 主层控制和保护功能的目的是保持风力发电机组的运行参数在其正常运行限制和设计限制之内；

b) 辅助层保护功能的目的是保持风力发电机组的运行参数在设计限制之内，并且当主层控制功能失效，或发生内部或外部故障或危险事件时，辅助层保护系统功能应被激活。

对于 DLC 2.1，主层控制功能故障、主层保护系统激活或者失去电网连接应视为正常事件。超过限值并激活辅助层保护功能的控制功能故障应包含在 DLC 2.2 之中。

DLC 2.1 中考虑的主层控制功能故障，通常包含与风轮转速、偏航角度及叶片桨距角相关的故障。

对于 DLC 2.2,与风力发电机组载荷相关的罕遇事件应视为非正常事件,包括能够激活辅助层保护功能的故障。这些故障可能包括执行机构的错误动作、制动系统失效以及变桨系统的卡滞。该工况应至少包括:独立的超速保护、发电机过载/故障保护、叶片变桨失控保护(叶片变桨跑飞)、偏航失控保护以及过振动和冲击保护。

7.4.3.4 其他发电兼有故障或失去电网连接(DLC 2.3～DLC 2.5)

对于 DLC 2.3,潜在的大风事件,即在极端运行阵风(EOG)下,同时结合单相或多相失去电网连接的故障,该工况应视为非正常事件。这种情况下,两个事件发生时间的选择,应能得到最不利载荷。

作为上述及表 2 中规定的 DLC 2.3 工况的一种替代方案,可以将 DLC 2.3 视为一个正常事件(即载荷局部安全系数为 1.35),利用随机风(NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$)结合内部或外部的电气系统故障(包括失去电网连接)进行仿真分析。在这种情况下,对于每一个平均风速下,应进行 12 次响应仿真。对于每一个响应仿真,对电气故障发生后产生的极限响应进行采样。当初始条件的影响可以忽略时,才引入故障。对于每一个平均风速,标称极限响应等于 12 个采样极限响应的平均值加上该 12 个采样极限响应的 3 倍的标准差。DLC 2.3 的特征响应值为这些标称极限响应的极值。

如果发生故障或失去电网连接后没有立即关机,由此产生的载荷可导致显著的疲劳破坏,这种情况可能的持续时间和在正常湍流条件(NTM)下所造成的疲劳损伤应在 DLC 2.4 中进行评估。制造商应估计事件的预期频率/持续时间[7)]。

对于 DLC 2.5,低电压穿越(LVRT)[8)]事件被视为正常事件。设计低电压穿越事件应由电压跌落及持续时间规定。

7.4.4 启动(DLC 3.1～DLC 3.3)

这种设计状态包括风力发电机组从静止或空转状态到发电状态的瞬间产生载荷的所有事件。发生的次数应根据控制系统行为[9)]进行估算。

对于 DLC 3.2,每个风速至少考虑启动事件与 EOG 发生时刻的 4 个不同组合。第一个工况的 EOG 发生时刻为发电功率达到最大功率 50%时,最后一个工况的 EOG 发生时刻为发电功率达到最大功率 95%时,至少还应选择两个额外工况,EOG 发生时刻为最大功率达到 50%～95%之间均匀分布。

在每一个风速下,载荷的特征值等于在 4 个明确定义的时间点所计算的载荷极值的平均值。

作为 EOG 阵风的替代方案,DLC 3.2 在每一个平均风速下 ,可以使用至少 12 个 ETM 的随机风进行仿真,对于每一个平均风速,仿真极值的平均值计算得到一个标称极限响应。

---

7) 如果没有相关的数据/信息,下列频率/持续时间可应用于以下事件中:

- 每年 10 次由于超速事件引起的关机;
- 每年 24 h 的偏航偏差运行事件;
- 每年 24 h 的变桨偏差运行事件;
- 每年 20 次失去电网连接。

8) 低电压穿越状况通常由电力部门定义,如产生电网扰动或失效,风力发电机组应具备不关机处理的能力。考虑低电压穿越状况的原因是:如果风力发电机组(特别是风电场中)关机,会导致电网崩溃。

9) 如果类似的风力发电机组启动的历史数据不可用,那么可以假定 DLC 3.1 中事件的年频率:

- 在切入风速启动 1 000 次;
- 在额定风速启动 50 次;
- 在最大启动风速下启动 50 次。

7.4.5 正常关机(DLC 4.1～DLC 4.2)

这种设计状态包括风力发电机组从发电状态到静止或空转状态的瞬间产生载荷的所有事件。发生的次数应根据控制系统行为[10]进行估算。

DLC 4.2,阵风开始时刻及机组关机时间应进行选择,相对于机组关机时间,应使 EOG 阵风开始于不同时刻,从关机时间前 10 s 直到功率达到 50%初始功率的时刻,至少要选择 6 个均匀分布的 EOG 阵风开始时刻。

每一个不同的时间点,至少要考虑 4 个均匀分布的风轮方位角。每一个风速,载荷的特征值等于该风速下所有的时间点及风轮方位角下计算所得的极端载荷的平均值。

如果在 EOG 阵风期间由于安全和控制系统自动触发关机事件,那么该事件也应进行分析。

作为 EOG 阵风的替代方案,DLC 4.2 在每一个平均风速下,可以使用至少 12 个 ETM 随机风进行仿真,对于每一个平均风速,仿真极值的平均值计算得到一个标称极限响应。

7.4.6 紧急停机(DLC 5.1)

应考虑由紧急停机按钮触发引起的载荷。

故障发生时刻的风轮方位角可能对载荷水平有重大影响。故障时刻的风轮方位角应是随机的。

7.4.7 停机(静止或空转)(DLC 6.1～DLC 6.4)

在这种设计状态下,风轮处在静止或空转状态。在 DLC 6.1、DLC 6.2 和 DLC 6.3 中,应考虑极端风速模型(EWM)。在 DLC 6.4 中,应考虑正常湍流模型(NTM)。

对于风况由 EWM 确定的设计载荷工况,可采用稳态极端风速模型或极端湍流模型。如果采用极端湍流模型,应采用动态仿真或准稳态分析对响应结果进行评估,采用准稳态分析时应用 ISO 4354 中的公式对阵风和全动态进行适当的修正。如果采用稳态极端风速模型,共振响应的影响应采用上述的准稳态分析进行评估。如果共振与背景响应(R/B)之比小于 5%,可以采用稳态极端风速模型进行静态分析。如果在特征载荷下偏航系统出现滑动,最大可能的不利滑动应加到平均偏航误差中。如果风力发电机组中有偏航系统,并且在该系统中考虑了极端风况下的偏航运动(如自由偏航、被动偏航或半自由偏航),则应采用湍流风速模型,并且偏航误差取决于湍流风向的变化和风力发电机组偏航的动态响应。如果随着风速的增加,风力发电机组由正常运行到极端情况期间遭遇大幅度的偏航运动或平衡变化,这种情况也应纳入分析当中。

在 DLC 6.1 中,对于有主动偏航系统的风力发电机组,如果可确保偏航系统不产生滑动,那么采用稳态极端风速模型时允许最大偏航误差为±15°,或采用极端湍流风速模型时允许平均偏航误差为±8°。

在 DLC 6.2 中,应假定暴风早期阶段极端风况下电网掉电的情况。除非能为控制和偏航系统提供后备电源,并且具有至少 6 h 的偏航调节能力,否则应分析风向变化±180°所产生的影响。

表 3 中,DLC 6.1 及 DLC 6.2 的载荷分项安全系数假定年最大风速变异系数小于 15%;对于其他变异系数,参见 11.3.2 中的页下注 31)。

在 DLC 6.3 中,1 年一遇的极端风况应与极大偏航误差相结合。采用稳态极端风速模型时假定极端偏航误差为±30°,采用湍流风速模型时假定平均偏航误差为±20°。

---

10) 如果类似的风力发电机组关机的历史数据不可用,那么可以假定 DLC 4.1 中事件的年频率:

- 在切入风速关机 1 000 次;
- 在额定风速关机 50 次;
- 在切出风速下关机 50 次。

对于采用稳态极端风速模型工况 DLC 6.1、DLC 6.2、DLC 6.3，如果偏航误差采用离散值进行估计，在叶片最大升力的扇区中，偏航误差增量不应超过 10°。

在 DLC 6.4 工况中，在各种风速条件，对于任何可能出现显著疲劳损伤的部件（例如，来自空转叶片的重量），应考虑这些风速所对应的波动载荷下预期的不发电时间。

7.4.8 停机兼有故障（DLC 7.1）

对于由于电网或风力发电机组自身故障引起的停机中所出现的不正常现象，宜进行分析。至少应评估以下系统的故障：刹车系统、变桨系统和偏航系统。故障状态应与 1 年一遇的极端风速模型（EWM）结合，应带有湍流或具有阵风和动态响应修正的准稳态条件。

对于偏航系统故障，应考虑±180°的偏航误差。对于 DLC 7.1 偏航系统故障，如果偏航误差采用离散值进行估计，在叶片最大升力的扇区中，偏航误差增量不应超过 10°。对于其他故障，偏航误差应与 DLC 6.1 考虑的一致。

如果在 DLC 7.1 的特征载荷下，偏航系统可能发生滑动，则应考虑可能的最不利滑动。

7.4.9 运输、吊装、维护和修理（DLC 8.1～DLC 8.2）

在 DLC 8.1 中，制造商应明确风力发电机组在运输、现场吊装、维护和修理中假定的所有风况和设计工况状态。如果最大限定风况在风力发电机组上产生很大的载荷，那么在设计中应考虑最大限定风况。为了保证合适的安全水平，制造商要在限定风况和设计中所考虑的风况之间留有足够的余量。足够的余量可以通过在限定风况基础上增加 5 m/s 而得到。

此外，DLC 8.2 中还应包括所有持续时间可能超过一周的风力发电机组运输、吊装、维护和修理情况。相应地，还包括未吊装完的塔架，或塔架上没有安装机舱以及风力发电机组风轮上缺少一片或多片叶片的情况。对于未安装机舱的塔架，应采取适当的措施，以避免在临界风速下产生横向涡激振动，或者应增加适当的疲劳设计载荷情况[11)]。假定上述所有情况均未连网。应采取一些不需要连网的措施来减少其中任何一种状态下的载荷。

锁定装置应能承受由 DLC 8.1 中相关状态引起的载荷。非冗余的锁定装置应按三类零件进行设计。尤其应考虑最大设计驱动力的应用。如相关，建议使用包含安全系数/影响因素的吊装装置标准。除非永久安装，否则本文件不含吊装装置，但其应按照相关标准进行设计和测试。

7.5 载荷计算

每种设计载荷工况都要考虑 7.3.2～7.3.5 中所描述的载荷，相应的还要考虑下列情况：

——由风力发电机组自身引起的风场的扰动（尾流诱导速度、塔影效应等）；

——三维气流对叶片气动特性的影响（如三维失速和叶尖损失）；

——非定常空气动力影响；

——结构动力学及振动模态耦合；

——气动弹性效应；

——风力发电机组控制系统动作。

通常采用结构动力学模型的动态仿真来计算风力发电机组的载荷。某些特定的载荷工况有湍流风输入，在这些情况下，载荷数据的总周期应足够长以确保对特征载荷估算的统计可靠性。在仿真中，对于每个轮毂高度处的平均风速，至少需要 6 个 10 min 随机（或一个持续 60 min）风速。对于 DLC 2.1、DLC 2.2 和 DLC 5.1，给定风速下的每种情况则至少进行 12 次仿真。在仿真的初期，由于动态仿真的初始条件对载荷统计有影响，因此在任何涉及湍流风况输入的分析中，应剔除最初 5s（或必要时，剔除

11） 关于涡激振动产生的塔架载荷参考 IEC 61400-6。

更长时间)的数据。

应确保在对载荷时间序列进行循环计数时,每个时间序列的剩余部分按照半周期计入疲劳失效模式评估。此外,载荷范围的离散化应保证足够的分辨率。

当使用湍流风进行动态仿真时,宜注意空间[12]及时间的网格分辨率。

在许多情况下,所给风力发电机组的零部件关键位置的局部应变或应力取决于同时作用的多轴向载荷。在这种情况下,仿真输出的正交载荷时间序列有时可用于确定设计载荷。当采用该正交载荷分量时间序列计算疲劳和极限载荷时,应将这些载荷分量结合在一起,以保持其相位和幅值。因此,直接的方法是推导出主要应力的时间序列,并用该时间序列进行极限和疲劳的预测,以避免载荷合成的问题。

对于极限载荷分量,也可采用保守的方法,假定各分量的极限值同时出现进行极限载荷分量的合成。如果采用该方式,最大及最小的极限分量值需应用于所有可能的组合中,以避免非保守的考虑。

附录I给出了多个从同期载荷推导极限设计载荷方法的指导。

7.6 极限状态分析

7.6.1 方法

7.6.1.1 概述

分项安全系数考虑了载荷与抗力的不确定性和易变性、分析方法的不确定性以及考虑失效后果时结构部件的重要性。

对于风力发电机组的极限状态分析,如适用,应进行以下4种分析:

——极限强度分析(见7.6.2);

——疲劳失效分析(见7.6.3);

——稳定性分析(如屈曲)(见7.6.4);

——临界挠度分析(叶片与塔架间机械干涉等)(见7.6.5)。

每一种分析都需要不同的极限状态函数表示,并且通过使用安全系数来处理不同的不确定性来源。

7.6.1.2 载荷和抗力分项安全系数

为了保证安全设计值,载荷和抗力的不确定性和易变性(包含材料易变性)通过公式(29)和公式(30)中定义的分项安全系数来考虑。

$$F_d = \gamma_f F_k \qquad \cdots\cdots(29)$$

式中:

F_d ——合成的内部载荷或载荷响应(来自给定设计载荷工况的不同载荷源的多个同步性载荷分量)的设计值;

γ_f ——载荷分项安全系数;

F_k ——载荷特征值。

$$R_d = \frac{1}{\gamma_M} R_k \qquad \cdots\cdots(30)$$

式中:

R_d ——抗力设计值,见附录K;

12) 关于空间分辨率,相邻点之间的最大距离应小于Λ_1的25%[公式(5)],并且不大于风轮直径的15%。该距离是每个由4点定义的网格单元中两个对角线的点之间的距离。对于非均匀网格,风轮表面网格点之间的平均值可视为代表性的空间分辨率,但该距离通常朝叶尖方向减小。

γ_M ——抗力分项安全系数[13)]，考虑了材料参数和抗力模型不确定性，见附录 K；

R_k ——抗力特征值，包括载荷持续效应、尺寸效应等，由转换系数计算，见附录 K。

本文件中使用的载荷分项安全系数考虑了：

a) 载荷特征值可能出现的不利偏差或不确定性；

b) 载荷模型的不确定性。

与 ISO 2394 一样，本文件中使用的抗力分项安全系数(γ_M)考虑了：

——材料强度特征值可能出现的不利偏差或不确定性；

——结构零件截面抗力或其承载能力可能出现的不准确评估；

——几何参数的不确定性；

——材料在结构中的性能与通过试样试验测试的材料性能之间的不确定性；

——转换系数的不确定性。

这些不同的不确定性有时可以通过单独的分项安全系数来考虑，本文件与其他大多数标准一样，载荷的相关因素并入系数 γ_f，材料和抗力的相关因素并入系数 γ_M，γ_f 和 γ_M 在 7.6.2～7.6.5 给出。然而，如果可以证明得到这些值的假定偏于保守，那么这些值可被替换，在这种情况下，可对载荷和抗力分项安全系数进行校准，以满足本文件中的预期安全等级[14)]。

7.6.1.3 零件等级和失效后果分项安全系数

引入失效后果分项安全系数(γ_n)，用来区分：

一类零件：用于“失效-安全”结构件，此类结构件的失效不会引起风力发电机组主要零件的失效，例如受监测的可替换轴承；

二类零件：用于“安全寿命”结构件，此类结构件的失效可导致风力发电机组主要零件的失效；

三类零件：用于“安全寿命”机械部件，此类机械部件连接将驱动器和制动器与主要结构部件连接起来，以实现无冗余的风力发电机组保护功能。关于锁定装置，见 7.4.9。

失效后果分项安全系数：

一类零件：$\gamma_n=0.9$；

二类零件：$\gamma_n=1.0$；

三类零件：$\gamma_n=1.2$。

当进行测试时，试验载荷应考虑失效后果分项安全系数，例如，全尺寸叶片试验。

其他适用于临界挠度分析的数值 γ_n，见 7.6.5。

7.6.1.4 通用材料规范的应用

在确定风力发电机组部件的结构完整性时，可采用国内或国际的相关材料的设计规范。当国内或国际规范中的局部安全系数与本文件的局部安全系数同时使用时，应特别注意，应确保最终的安全等级不低于本文件的要求。

当考虑各种类型的不确定性时，如材料强度的固有变化、加工控制范围或加工方法等，不同的规范将抗力分项安全系数(γ_M)分为若干材料系数。如果规范采用了分项安全系数或特征值的折减系数来考虑其他不确定性，则这些系数也应考虑。

在设计验证中，不同规范可选择不同的载荷和材料分项安全系数分解因子。本文件分项安全系数的划分与 ISO 2394 一致。如果所选择的规范中的分项安全系数偏离了 ISO 2394，应根据本文件对所

13) 另外，抗力局部安全系数(γ_M)可作为与材料参数不确定性相关的局部安全系数，以及与抗力模型中不确定性有关的局部安全系数，见附录 K。

14) 附录 K 提供了校准材料局部安全系数的指南。

选规范中的分项安全系数进行必要的调整。

7.6.2 极限强度分析

7.6.2.1 概述

极限状态函数可分为载荷函数 S 和抗力函数 R，因此给出公式(31)：

$$\gamma_n \cdot S(F_d) \leqslant R_d \quad \cdots\cdots(31)$$

用于极限强度分析的函数 S 通常定义为结构响应的最大值，即 $S(F_d)=F_d$，公式(32)为：

$$\gamma_n \gamma_f F_k \leqslant \frac{1}{\gamma_M} R_k \quad \cdots\cdots(32)$$

注意 γ_n 是失效后果安全系数，不应看成材料分项安全系数。

对于每个风力发电机组部件评估和表 2 中适用与极限强度分析的每种载荷工况，最大极限状态应通过公式(32)中的极限状态条件基于最小余量的原则验证。

7.6.2.2 载荷分项安全系数

对于 DLC 1.1 工况，载荷特征值应通过对正常设计状态下的极限载荷统计分析确定，并应符合以下可选方案之一：

a) 特征值可通过在给定风速范围内，每一风速的 10 min 内极值的平均值中的最大值(或最小值)乘以 1.35 得到。这种方法仅适用于叶根摆振弯矩、挥舞弯矩以及叶尖变形。

b) 特征值可通过在给定风速区间内每个风速的 10 min 内极值的最大值的 99%分位数(或最小值的 1%分位数)乘以 1.2 得到。

c) 特征值可以基于载荷外推方法，考虑 6.3.2.1 中的风速分布与 6.3.2.3 中的正常湍流模型，通过计算 50 年一遇重现期载荷值得到。载荷外推法的指南参见附录 G。

设计载荷将通过特征载荷乘以表 3 中定义的 DLC 1.1 的载荷分项安全系数得到。

对于以上 3 个可选方法，DLC 1.1 工况统计分析所用数据应从风力发电机组运行区间内至少 10 min中的时序结果中提取。(V_r－2 m/s)至切出风速内每个风速要求至少使用 15 个仿真，(V_r－2 m/s)以下每个风速要求至少使用 6 个仿真。在提取数据时，设计者应考虑统计分析中峰峰值之间独立性的影响，并尽可能减少相关性。有关相关性检查的说明，参见附录 G。

对于具有特定确定性风场事件的载荷工况，应以最坏情况下计算的瞬态值作为载荷的特征值。如果在给定的风速下进行更多的仿真，考虑风轮方位角，应以每个方位角上最差情况下计算的瞬态值的平均值作为载荷工况的特征值。推导同期载荷的说明参见附录 I。

当使用湍流风速时，除 DLC 2.1、DLC 2.2 和 DLC 5.1 外采用前一半最大载荷的均值作为特征载荷，其余应采用最差工况计算不同 10 min 随机仿真的均值作为特征载荷。

载荷分项安全系数应至少为表 3 中规定的值。

7.6.1.2 将载荷分项安全系数应用于载荷响应的方法，为假设主要关心动态响应的适当表示。在非线性材料行为或几何非线性(例如对于基础)或两者的适当表示是主要关注点的情况下，设计载荷响应 S_d 应根据设计荷载 F_d 组合的结构分析获得。其中设计载荷是通过将特征载荷 F_k 乘以规定的有利或不利载荷的载荷分项安全系数得到，见公式(33)：

$$F_d = \gamma_f F_k \quad \cdots\cdots(33)$$

考虑表 3 中 γ_f 的塔架交界面载荷(剪力和弯矩)响应，应作为边界条件。

表 3　载荷分项安全系数(γ_f)

不利载荷		有利载荷[15]
设计状态类型(见表 2)		所有的设计状态
正常(N)	非正常(A)	
1.35[a]	1.1	0.9

[a] 对于设计载荷工况 DLC 1.1,载荷分项安全系数 $\gamma_f=1.25$。

对于正常设计状态,由重力引起的载荷响应特征值 $F_{gravity}$ 可以计算,并且重力为不利载荷,那么来自重力和其他原因的合成载荷所采用的载荷分项安全系数为:

$$\gamma_f = 1.1+\varphi\xi^2,\ \varphi=\begin{cases}0.15(\text{对 DLC 1.1})\\0.25(\text{其他})\end{cases}$$

$$\zeta=\begin{cases}1-\left|\dfrac{F_{gravity}}{F_k}\right|, |F_{gravity}|\leqslant|F_k|\\0, |F_{gravity}|>|F_k|\end{cases}$$

对于设计载荷工况 DLC 2.1,如已评估所考虑失效模式的平均无故障时间(以年为单位),则载荷局部安全系数可通过下列公式计算(见 7.4.3.2):

$$\gamma_f=\begin{cases}1.35 & (\text{MTBF}<10)\\1.71-0.155\ln(\text{MTBF}) & (10\leqslant\text{MTBF}\leqslant50)\\1.10 & (\text{MTBF}>50)\end{cases}$$

对于设计载荷工况 DLC 2.5,载荷局部安全系数取 1.2。

使用表 3 中规定的正常和非正常设计状态下的载荷分项安全系数,需要通过载荷测试验证载荷计算模型的有效性。考虑空气动力学、控制与动态载荷响应,载荷测试应基于相似的风力发电机组设计进行。

7.6.2.3　重力基础分项安全系数

对于重力基础,考虑整体稳定性(土壤刚体运动,但无破坏)及土壤和基础承载能力的极限状态,应根据公认的标准予以考虑和计算。通常,对于基础载荷、回填和浮力,不利的重力载荷分项安全系数 $\gamma_f=1.1$,有利的重力载荷分项安全系数 $\gamma_f=0.9$。如果可以通过相应的质量管理和监督来证明,现场能够满足设计文件中所规定的基础材料密度,则重力基础载荷分项安全系数 $\gamma_f=1.0$ 可以用于土壤和地基承载力的极限状态。如果采用地形水位计算浮力,则浮力分项安全系数 $\gamma_f=1.0$。

或者,对于有利的和不利的重力载荷,对土壤和基础承载能力的校验可以使用分项安全系数 $\gamma_f=1.0$。对整体稳定性的校验:不利的重力载荷使用分项安全系数 $\gamma_f=1.1$,有利的重力载荷使用分项安全系数 $\gamma_f=0.9$。在所有情况下,应使用 5%/95%分位数的重量或密度的保守估计值。当载荷有利时,使用低分位数。否则使用高分位数。

7.6.2.4　无通用设计规范的抗力分项安全系数

抗力分项安全系数应根据大量有效的材料性能试验数据确定。本文件的安全等级对于 95%存活率[16]的特征材料性能,抗力分项安全系数 $\gamma_M=1.2$。该值假定抗力模型无偏差(典型的如系统性保守模

15)　预紧力和重力载荷显著地减轻了总载荷响应,它们被认为是有利载荷。在有利和不利荷载的情况下,公式(32)变为:

$$\gamma_n S(\gamma_{f,unfav}F_{k,unfav},\gamma_{f,fav}F_{k,fav})\leqslant R(f_d)$$

16)　另外,使用贝叶斯方法可以选择特征强度参数作为 95%的分位数,参见附录 K 和 ISO 2394,根据 95%的分位数(对应 75%的置信度)选择特征强度参数或具有代表性样品测试既定程序的材料认证值。

型)和小的不确定度(变异系数小于5%),见附录K;并适用于具有延展性的部件,其失效可能导致风力发电机的主要部件失效。

为了获得抗力设计值,有必要考虑尺寸效应、公差和外部作用(如紫外线辐射或湿度)引起的退化。这些影响可通过抗力分项安全系数的附加系数来考虑,或通过获得抗力特征值的换算系数来考虑,见附录K。

在下列具有延展性破坏模式的情况下,抗力局部安全系数(γ_M)不应小于:

——1.1,对于具有明确的弹性极限的材料(屈服强度小于或等于极限强度的90%);

——1.1,有足够数量的螺栓连接的螺栓断裂,以确保延展性失效模式。

对于具有非延展性的"安全-寿命"机械/结构部件,如果其失效将导致风力发电机的主要部件失效,则抗力局部安全系数(γ_M)应不小于:

——1.3,当材料没有明确的弹性极限时(屈服强度大于拉伸或抗压强度的90%);

——1.2,对于曲面壳体的整体屈曲,如管状塔架和叶片[17)]。

7.6.2.5 有通用设计规范的抗力局部安全系数

载荷、抗力、失效后果局部安全系数 γ_f、γ_M 和 γ_n 的合成局部安全系数应不小于7.6.1.3,7.6.2.2和7.6.2.4中的规定值。

7.6.3 疲劳失效

7.6.3.1 概述

疲劳损伤应通过适当的疲劳损伤计算来评估,例如,对于Miner准则,当累积损伤超过1时达到极限状态。因此,在风力发电机组的设计寿命期内,累积损伤应小于或等于1。疲劳损伤计算需要考虑一些公式,包括循环范围和平均应变(或应力)水平的影响。为评估与每个疲劳循环相关的疲劳损伤增量,所有分项安全系数(载荷、材料和失效后果)应适用于循环应变(或应力)范围。附录H给出了Miner准则的示例公式。

7.6.3.2 失效后果分项安全系数

失效后果分项安全系数(γ_n)应为1.0。

7.6.3.3 无通用设计规范的抗力分项安全系数

如果 S-N 曲线是基于50%的存活率,并且变异系数小于15%,那么抗力分项安全系数(γ_M)应至少取为1.7。对于疲劳强度[18)]变异系数大的零件,如变异系数为15%～20%(许多由复合材料做成的零部件,如钢筋混凝土或纤维复合材料),分项安全系数(γ_M)应相应增加,至少为2.0。

疲劳强度应从具有统计意义的大量试验数据中获得,且特征值的获得应考虑尺寸效应、公差、由外部作用(如紫外线辐射)所造成退化,以及通常探测不到的缺陷。

对于焊接钢和结构钢,S-N 曲线一般基于97.7%的存活率。在这种情况下,γ_M 可取1.25,对应于安全寿命评估方法,见附录K。对于可以通过定期检查检测危险裂纹的情况,γ_M 值可以取得更小,对应于损伤容限评估方法见附录K。所有情况下,γ_M 应大于1.0。

对于纤维复合材料,应通过实际材料的测试数据来确定强度分布。95%的存活率作为 S-N 曲线的基础。在这种情况下,γ_M 可取1.35。此方法同样适用于其他材料。

---

17) 基于Eurocode 3第6部分(EN 1993-1-6:2007)中膜理论的参数化公式,适用于 $D/t<300$ 的钢制管状塔架的壳体屈曲分析,公式中包括一个偏差,该偏差可以将屈曲的 γ_M 减少到1.1。

18) 这里的疲劳强度定义为与给定循环次数相关的应力范围。

7.6.3.4 有通用设计规范的材料分项安全系数

由载荷、材料、失效后果分项安全系数合成的分项安全系数应不小于 7.6.3.2 和 7.6.3.3 中的给定值，并应适当考虑本文件中规定的分位数。

7.6.4 稳定性

在设计载荷下，“非失效-安全”的承载部件不应发生屈曲。对于其他零部件，在设计载荷下允许发生弹性屈曲。在特征载荷下，任何零部件不应发生屈曲。

载荷分项安全系数 γ_f 的最小值应根据 7.6.2.2 选取，以获得设计值。材料分项安全系数应不小于 7.6.2.4 中的给定值。

7.6.5 临界挠度分析

7.6.5.1 概述

应验证表 2 所列的设计条件下不会产生影响结构完整性的变形。对于表 2 中详列的载荷工况，应使用特征载荷确定不利方向上的最大弹性变形。挠度特征值的确定与其他载荷分量的确定方式一致。所得到的变形乘以载荷、材料和失效后果合成的分项安全系数，即得到总的变形。

7.6.5.2 载荷分项安全系数

γ_f 应从表 3 中选取。

7.6.5.3 材料弹性特性的分项安全系数

γ_M 的值应为 1.1，除非部件的弹性特性已通过测试和监测确定，这种情况下该值可以减小。应特别注意几何不确定性和挠度计算方法的准确性。

7.6.5.4 失效后果分项安全系数

失效后果分项安全系数值 γ_n 为 1.0。

应将弹性变形叠加到最不利方向的不变形位置上，并将最终位置与无干涉条件要求进行比较。

7.6.5.5 叶片(尖部)挠度

最重要的考虑因素之一是验证叶片和塔架之间不会发生机械干涉。叶片与塔架间隙的组合安全系数 $\gamma_f\gamma_n\gamma_M$ 应至少为 1.15。

一般来说，应计算极限载荷工况下的叶片变形。极限载荷情况引起的挠度可通过梁模型、有限元模型或其他类似的方法来计算。表 2 中的所有相关载荷情况都应考虑到相关的载荷分项安全系数。

此外，对于 DLC 1.1 来说，根据 7.4.2 的规定，最大叶尖变形或者最小塔架净空的统计分析是强制性的。这里可以使用直接动态变形或塔架净空分析。特征变形和特征载荷在最不利方向上的概率应相同。对于变形分析，将特征变形乘以载荷、材料以及失效后果的综合分项安全系数，叠加到在最不利方向上的未变形位置，结果位置应和叶片或塔架非接触的要求进行比对。在直接动态塔架净空分析的情况下，最小允许净空值通过未变形的塔架净空乘以载荷、材料及失效后果分项安全系数合成的分项安全系数减 1 后与合成的分项安全系数的比值确定(即$\frac{\gamma_f\gamma_n\gamma_M-1}{\gamma_f\gamma_n\gamma_M}$)。

7.6.6 特殊分项安全系数

由测量或在测量基础上分析确认的载荷值，如果置信度较正常情况高，则可以用较低的载荷分项安全系数。使用的所有分项安全系数值应在设计文档中加以说明。

8 控制系统

8.1 概述

风力发电机组的运行应由符合第8章要求的控制系统控制。

本章的范围仅限于确保控制系统提供适当水平的保护，以防止风力发电机组主要部件的结构失效[19)]。

对于特别寒冷气候的要求，见14.6。

8.2 控制功能

风力发电机组的控制功能应通过主动或被动方式控制运行，并使运行参数保持在结构设计假定的范围内。

控制功能可控制或限制的功能或参数有：

——功率；

——风轮转速；

——并网；

——启动和关机过程；

——电缆缠绕；

——过振动；

——对风调节；

——叶片桨距角。

用于风力发电机组无故障运行的控制功能应在设计载荷工况(但不包括DLC 2.1和DLC 2.2载荷工况)下验证。

当某一控制功能失效时，风力发电机组应保持在安全运行模式，其中可能包括维持运行或进行关机。

应明确定义风力发电机组在控制功能失效情况下的行为，包括自动或手动重启的所有程序，见8.7。

8.3 保护功能

控制系统应使用保护功能来避免由于失效模式导致的机组结构过载。这些保护功能既可以是应用本质安全措施设计[20)]的控制功能，也可以是作为单独的辅助层保护功能来实现。

当一个辅助层保护功能使机组处于安全运行模式，则应屏蔽主层控制功能。

防止结构过载的功能应通过具有诊断覆盖范围的多通道架构来实现[21)]，以得到足够高的平均无故障时间。

---

19) 风险评估可能导致增加额外的控制功能需求来确保人员安全。这些控制功能应根据公认的理论方法和设计原则进行设计和评估，如ISO 13849或IEC 62061。

20) ISO 12100:2010中6.2.11和6.2.12对控制系统应用本质安全设计措施给出了指导。

21) 多通道架构包括但不仅限于使用冗余。如果发生危险失效的平均时间足够高，由一个单独测试通道提供的高诊断覆盖率的单一功能通道可能就足够了。按照ISO 13849-1，2类系统的指定架构即是如此。

保护功能避免结构超载的能力应在设计载荷工况 DLC 2.1 和 DLC 2.2 下被验证，见 7.4.3。

8.4 控制系统失效分析

8.4.1 概述

控制和保护功能中的故障或错误可能产生多种失效模式，其中失效模式定义为发生故障或错误时控制系统的行为。此类失效模式可能导致破坏机组结构的事件发生。

例如：某个传感器故障可能导致错误的变桨动作（失效模式），这可能导致风轮转速过高（事件）。

控制系统的失效模式应根据本章节的要求进行识别，并按 7.4.2 的要求进行评估。

应进行 FMEA 或等效故障分析，以确定与风力发电机组负载相关的故障事件。可以包括故障树分析或类似方法，以确定任何常见原因故障。

故障分析中处理的事件应至少包括以下内容：

a） 风轮过速；

b） 过振动；

c） 过功率；

d） 执行器故障，例如，变桨和偏航执行故障。

8.4.2 独立性与共因失效

可以假定独立的故障不会同时发生。如果假定故障独立，则应采取措施防止共因失效的故障发生，并应有足够的诊断覆盖率来防止潜在故障[22)]。

8.4.3 故障排除

公认的标准中所描述的属于故障排除[23)]的控制系统故障可以忽略。

应用故障排除的控制系统的所有机械部件应作为三类零件考虑，并应选取适当的失效后果局部安全系数（7.6 中定义）。应分析所有这些关键零件的极限强度、疲劳、屈曲和临界挠度。

8.4.4 失效模式重现周期

如果在载荷计算中声明了失效模式重现周期（见 7.4.3.2），那么应通过公认的方法来证明[24)]。

对于机械部件，只有在故障排除不适用的情况下才需要确定失效模式重现周期。

8.4.5 系统故障

对于声明失效模式重现周期高于 10 年的保护功能和控制功能，应使用公认标准中描述的避免系统故障[25)]（包括软件故障）的措施。

8.5 手动操作

手动和自动干预不应损害控制系统将风力发电机组保持在限制范围内的能力。任何允许手动操作的装置应在需要的位置设置清晰可见的标志。

22） ISO 13849-1 可以用来判断对共因失效的措施是否足够。

23） 在诸如 ISO 13849-2 中描述了故障排除。对于机械部件，故障排除与“安全寿命”部件相关。

24） 故障率的分析方法参见 IEC 61508-6 或 IEC 62061，例如，故障树、马尔科夫模型等。另外，ISO 13849-1 提供了评估故障率的简化方法，包括部件的通用值。

25） 避免系统故障和软件故障的措施见 IEC 62061：2005、IEC 62061：2005/AMD1：2012 和 IEC 62061：2005/AMD2：2015 中 6.4、6.10 和 6.11，以及 ISO 13849-1：2015 中 4.6、附录 G 和附录 J。

当能选择控制模式时，例如维护模式，应能通过选择器来选择模式，且能被锁定在与每个控制模式相对应的位置上。

控制系统的设置应受到保护，以防非授权者介入。

8.6 紧急停机按钮功能

紧急停机按钮功能应使用公认的方法和设计原则来实现，例如 ISO 13850 中规定了紧急停机按钮的可用性、位置、关机功能的选择和复位动作。

应明确紧急停机按钮的停机模式。此外，当紧急停机按钮被激活时，控制系统所要求的任何功能都应明确规定[26)]。

应明确紧急停机按钮激活时对结构载荷有影响的所有系统的动作。

例 1：断开电气系统可能会影响传动链的载荷。

当紧急停机功能取决于运行条件时，这些相关性应明确规定。

例 2：在紧急停机按钮激活的情况下，机械制动器的投入可以风轮转速和/或风速作为条件。

紧急停机按钮激活的影响应在 DLC 5.1 下针对所有相关的运行情况（见 7.4）进行评估。

8.7 手动、自动和远程重启

应明确规定关机后重启风力发电机组的机制，并符合本条款的要求。

应根据失效模式分析（例如通过故障树分析）来定义控制功能失效后风力发电机组重启的动作和重启的程序[27)]。

如果功能失效中定义了重启会对机组载荷产生影响，那么这些故障应被认为是 8.4.1 中定义的控制系统故障事件。

控制功能失效后的动作可以通过本地或远程执行的自动或手动程序进行定义。在远程重启的情况下，应包括所有需要的远程检查（例如通过使用远程摄像机和/或 SCADA 数据），以及在被认为是安全的允许远程重启之前需要满足的相应规定。

除非自动诊断和必要的条件确保机组重启后是安全的（即在机组损坏的可接受风险之内），否则不准许自动重启。

例：这种诊断可能包括自动证实风轮转速和塔顶加速度未超过结构设计极限。

应考虑意外远程重启的风险和后果（例如由于通信系统错误）。

具有自动或远程重启的风力发电机组应具备本地关闭和锁定自动重启功能和远程重启功能的手段。

风力发电机组不应因电网电源或外部负荷损失（和恢复）或维护行为等外部因素而错误重启。

允许远程或自动重启的次数和频率应根据设计载荷评估中的关机假设进行明确定义。重启功能应确保不超过这些限制。

设计载荷评估应考虑达到上述规定限度反复重启的后果。

控制允许的远程或自动重启次数和频率的功能不应受到外部因素的错误影响，例如电网电源或外部负荷的损失（和恢复）或维护行为。

8.8 制动系统

制动系统应能够使风轮从任何运行状态（包括断电）变为空转模式或完全停止转动。

---

26) 当选择关机类别 1（控制关机）时，上述要求尤为重要。

27) 重启程序需要考虑风力发电机组关闭的原因，以证明风力发电机组重启是安全的。例如，如果风力发电机组由于过度的机械冲击而被关闭，则在没有检查的情况下重启可能是不安全的。

除风险评估结果明确规定的情况外，当风速小于维护和维修规定的限制风速（见 7.4.9）时，应提供使风轮进入完全停止转动状态的措施。

推荐至少一个制动系统依据空气动力学原理工作，如直接用风轮制动。如果不能满足这个建议，那么至少有一个风轮制动系统应作用在风轮轴或风轮上。

如果制动系统设计为在紧急停机启动时使风轮停止，则在确定的风况下，制动系统动作后，至少应能够使风轮完全停止 1 h。

9 机械系统

9.1 概述

本文件中的机械系统不包括独立的静态结构零部件或电气元件，而是指通过轴、连接件、轴承、滑动部件、齿轮和其他设备组合起来利用或传递相对运动的系统。在风力发电机组中，这些系统可能包括传动链（如齿轮箱、主轴和联轴器）和一些辅助设备（如制动系统、叶片变桨控制机构、偏航驱动装置）。辅助设备可以通过电动、液压或气动驱动。

所有传动链和控制系统中的机械系统都应根据相应的 IEC/ISO 标准进行设计。如果没有相应的 IEC/ISO 标准，应采用被认可的其他标准。除非系统属于三类零件，否则分项安全系数应与 7.6.1.3 中的二类零件一致。

应特别注意的是，当执行指定的维护程序时，要保证冷却和过滤系统在整个工作温度范围内可以保持相应的工作状态。

应对制动系统中所有磨损部件的剩余使用寿命进行自动监测，并定期检查。当磨损材料不够完成一次紧急停机时，风力发电机组应停止运行。所有制动设备的设计和维护应确保响应时间在可接受的范围内。

载荷计算应以仿真为基础，仿真包括平均制动水平和最小制动水平，以此确定所允许的最小设计摩擦力和应用压力。当制动器工作时，如果制动器在最小制动水平下能够滑动，那么在设计上应避免过热和制动器性能下降，并避免发生火灾风险。

对于寒冷气候的要求，见 14.7。

9.2 装配错误

装配或重新装配某些部件过程中可能会出现错误，这些错误有可能成为危险源，因此在设计这些部件时应避免出现这些错误。如果设计上不能避免，则应在部件上和/或保护罩上标识相关的信息。在运动部件和/或其保护罩上也应标识相同的信息，为避免风险，还应标出其运动方向。其他必要的信息应在操作说明书或维护手册中给出。

错误连接也会成为危险源，应在设计上避免这些风险，否则应在管道、软管和/或连接器上做出警示标识，以防止发生这些错误。

9.3 液压或气动系统

对于液压或气压能量驱动的辅助部件，应通过设计、制造和装配使系统避免受到与这些能量类型相关的潜在危险。系统中应包括隔绝或释放积蓄能量的方法。输送压力油或压缩空气的管道和/或软管及附件的设计，应能承受已知的内外压力。应采取预防措施，使得由破裂造成伤害的风险减到最小。

9.4 主齿轮箱

主齿轮箱应按 IEC 61400-4 设计。

9.5 偏航系统

偏航系统可能包含偏航固定装置(如液压制动器)、调向装置(如电动机、齿轮箱和小齿轮)和旋转装置(如轴承)。

电动机应符合第10章的相关要求。

齿轮传动系统中的非冗余零件,如末端偏航齿轮,应作为二类零件。如果偏航系统中包含多组且易更换的偏航驱动装置保证系统拥有充足的冗余度,减速齿轮箱和末端偏航驱动小齿轮可以作为一类零件。

点蚀安全性应按照ISO 6336-2校核,对于接触疲劳强度计算的寿命因子(Z_{NT})允许采用上限曲线。齿根弯曲强度校核应按照ISO 6336-3。轮齿的反向弯矩载荷应按照ISO 6336-3:2006中附录B进行考虑。弯曲强度安全系数(S_F)和接触强度安全系数(S_H)的最小值见表4。这些值对应工况为载荷特征值F_K。因此,S_F和S_H中考虑了γ_n、γ_M和γ_f。

表4 偏航系统齿轮最小安全系数$S_{H,min}$和$S_{F,min}$

强度类型	一类零件	二类零件
齿面接触疲劳强度(点蚀)	$S_{H,min}=1.0$	$S_{H,min}=1.1$
齿根弯曲疲劳强度	$S_{F,min}\geqslant 1.1$	$S_{F,min}=1.25$
极限弯曲强度	$S_{F,min}\geqslant 1.0$	$S_{F,min}=1.2$

在对偏航系统实施有效监测的情况下,则可以采用更小的弯曲强度安全系数S_F和接触强度安全系数S_H。如果安全系数小于1.0,则需要在运行维护手册中体现预期的更换周期。

9.6 变桨系统

变桨系统可包括调整叶片桨距角的装置(如液压驱动器、电动机、齿轮箱、制动器和小齿轮)和旋转装置(如轴承)。

电动机应符合第10章的相关要求。如果变桨系统有独立的变桨驱动/执行机构,确保足够冗余,则变桨系统可按二类零件考虑。

对于二类零件,变速箱和齿轮应符合9.5的有关规定。

9.7 机械制动器的保护功能

当机械制动用于保护功能时(见7.4.3.3),通常为应用液压或机械弹簧压力的摩擦装置。控制和安全系统应监测磨损部件的剩余使用寿命,例如摩擦片。当没有足够的摩擦材料使风力发电机组再次紧急停机或制动时,控制和安全系统应使风力发电机组处于停机状态。

载荷计算应以仿真为基础,仿真应包括适当的制动水平范围。如果在静止状态下,制动器在最小制动水平下滑动,只要制动器使风力发电机组维持在静止状态,那么在湍流风况下滑动时间应足够小,以避免发生温度过高、制动器性能下降和火灾的风险。

9.8 滚动轴承

9.8.1 概述

滚动轴承的特性分析应基于ISO 76、ISO 281和ISO/TS 16281。计算应考虑实际运行和润滑状态以及轴承环境。任何根据ISO 281和ISO/TS 16281的寿命调整系数都应慎重使用。

设计载荷应体现7.4中不同载荷工况和7.6中适当的分项安全系数所确定的载荷。轴承的设计应

考虑其整个寿命周期中预期的旋转次数,以及运行是连续的还是不连续的。

9.8.2 主轴轴承

主轴轴承的参考额定寿命 L_{10mr}(90%存活率)应达到或超过风力发电机组规定的设计寿命。

9.8.3 发电机轴承

发电机轴承的参考额定寿命 L_{10mr}(90%存活率)应达到或超过风力发电机组规定的设计寿命。

对于无需特殊工具进行更换的发电机轴承,可以采用较短的额定寿命。

9.8.4 变桨和偏航轴承

根据 ISO 76 变桨和偏航轴承的基本额定静载荷与设计载荷的比率应至少为 1.0,应慎重考虑由于连接件柔性所产生的载荷分布。

变桨和偏航系统中的轴承暴露在非连续和振荡的运动中,因此应考虑由于小运动造成的润滑不足的影响。

10 电气系统

10.1 概述

风力发电机组的电气系统包括风力发电机组终端在内的所有安装于其上的电气设备(以下简称风力发电机组电气系统)。

本章包括专门用于风力发电机组设计的电气部件,这些部件的特性和功能在其他系统或部件标准中通常没有提到。本章只涉及常见的风力发电机组部件,并不包括所有的部件。具体部件由风力发电机组设计决定,并应根据 10.2 对这些部件的电气性能、机械性能、安装使用环境进行评估。

电力汇集系统不在本文件范围内。

10.2 电气系统的通用要求

电气系统的设计应确保在设备运行的特定区域,所有正常和极端电气环境条件(见 6.4.2 和 6.4.3 所述)下,包括整机和环境评估的附加影响,在运行和维护期间对人和牲畜的危害最小,以及对风力发电机组和外部电气系统的潜在损害最小。电气部件应与其电气条件和使用环境相匹配。

电气设备的设计宜遵循相关的国家标准或国际标准,并使用风险评估方法,来防止潜在的电弧放电。

低温环境条件对电气系统的要求见 14.8。

除非本文件另有规定,风力发电机组电气系统的设计应符合 IEC 60204-1 的要求。对于具有额定电压大于交流 1 000 V 或直流 1 500 V 输入输出电路的风力发电机组,其电气系统的设计应符合 IEC 60204-11 的要求。制造商应说明采用的设计标准。电气系统的设计还应考虑风力发电机组发电的波动性。

10.3 内部环境条件

风力发电机组的内部环境条件可能与外部环境条件不同。

环境条件由所有主要部件在风力发电机组内所处的位置决定,并遵循 IEC 60721(所有部分)的规定。考虑的位置包括但不限于:轮毂、塔筒、机舱、塔基和塔基平台下。

内部环境条件取决于具体的环境控制系统和风力发电机组设计时可预见的环境污染。应考虑加热、冷却和主动通风。

制造商应为风力发电机组的组件和主要部件规定运行、储存和运输使用条件，这些使用条件应按IEC 60721(所有部分)进行分类：

——冷却液温度(最小/最大)；

——环境温度(最小/最大)；

——湿度(最小/最大)；

——污染等级；

——振动；

——OVC(过电压类别)；

——在海拔1 000 m以上额定运行的散热；

——在海拔2 000 m以上额定运行的绝缘。

这些环境条件是10.3确定绝缘匹配的基础。

除非本文件对风力发电机组的个别部件另有规定，额定电压低于交流1 000 V的设备应依据IEC 60664-1、IEC 60664-3，额定电压高于交流1 000 V的设备应依据IEC 60071-1和IEC 60071-2的要求，对设备绝缘匹配进行评估。该评估应符合风力发电机组内部电气设备的过电压类别、污染等级和环境条件。

风力发电机组内部环境条件的最小污染等级应为3级，有滑环刷尘和制动粉尘的特定区域污染等级应为4级。

可以通过密封、随型涂料等方法，降低设备特定区域的污染程度。还可以使用符合IEC 60529的保护罩，降低整个设备的污染程度。可以根据部件或设备的设计特点及工作特性采取措施以控制和降低爬电部位的污染程度。

在爬电部位降低粉尘的积聚(过滤通风)，减少凝露或湿度过高情况的发生，可使其达到污染等级Ⅱ。通过使用加热器或对设备持续通电，持续的热量可以控制冷凝的发生。设备每天24 h不间断运行，或者在中断运行期间，设备不准许冷却到冷凝点，均可认为持续通电。

污染等级Ⅰ可以通过对设备、电路进行灌封、塑封，或将其安装在IP 67等级的外壳中来实现。

应以过电压类别Ⅳ确定风力发电机组内一般位置的电气间隙。用于保护控制电路、保护电路及其他机组赖以安全运行电路的浪涌保护装置应包含监测电路或其他自动装置，以在浪涌保护装置发生故障时发出指示。对于具体的设备或电路，使用浪涌抑制保护可以将局部过电压类别降至Ⅳ以下。

直击雷或邻近的雷击，能诱发外部电气系统，以及遍及风力发电机组轮毂、机舱和塔架内的电气系统电路出现高过电压情况。浪涌保护装置(如果使用)应安装在被保护设备的附近。

10.4 保护装置

除了IEC 60364(所有部分)的要求外，风力发电机组电气系统还应有适当的装置，以防止因机组内部设备、部件和元件故障或外部电气系统故障致使其处于不安全状态。这些装置的保护功能包括：短路、过流、接地故障、过温和电弧故障。

10.5 断电装置

应提供一个或多个可锁定断开装置，可将设备与具有危险电压或超过危险能量限值的电源，或可传导危险电压或能量的电气连接断开。危险电压和能量等级见IEC 60204-1和IEC 60204-11，无附加气隙断开触点的半导体开关器件不满足10.4的要求。

维护过程中，为安全起见有必要使用照明或其他电气设备的情况下，应提供配有独立断开装置的辅助电路。这样，当其他电路断电时，这些电路能够保持供电。

额定电压超过交流1 000 V或直流1 500 V的电路和设备应符合IEC 60204-11:2000中第5章的要求。

10.6 接地系统

风力发电机组应提供就地接地系统，以满足 IEC 60364(所有部分)(关于电气设备正确操作)和 IEC 62305-3(关于雷电防护)[28]的要求。设计文件中应指出适合接地系统的地质条件范围以及遇到其他地质条件时的建议。

接地设备(接地电极、接地导体、主接地端点和接地排)的选择和安装应符合 IEC 60364-5-54 的要求。

根据 IEC 60204-11 的要求，在维护期间，任何运行在交流 1 000 V 或直流 1 500 V 以上的电气系统都应给出接地的规定。

10.7 雷电防护

应按 IEC 61400-24 进行风力发电机组的雷电防护设计。在有关损坏风险和人员安全的雷电防护系统设计中，应采用基于风险评估的方法。

雷电防护设计应考虑以下区域：

——风轮叶片；

——轮毂/整流罩；

——机舱；

——塔架。

额外的系统部件，如本文件范围外的外部变压器和开关设备，也可需要连接或包含在风力发电机组的雷电防护系统中。

风力发电机组内部电气系统的雷电防护应按 IEC 62305-4 的要求，设计时应综合考虑等电位连接、屏蔽和浪涌保护装置。

防雷系统的设计要求见 IEC 61400-24 。

10.8 电缆

电缆的电气性能、阻燃性、机械性能应与其使用环境相匹配，并应按照其规定的方式进行安装。在啮齿动物或其他动物有可能破坏电缆的地方，应使用铠装电缆或护管。

——对电缆应有保护措施使用匹配，以降低故障时发生火灾的危险。

——除非在故障分析中对绝缘失效有明确说明，否则控制电缆应与电力电缆隔离或保护。

——电缆夹具、支架和应变消除装置应与电缆类型相匹配，以防止损坏电缆绝缘层。

——电缆应受到保护并正确固定，以防止磨损和磨损造成的损坏。

10.9 自激励

任何能使风力发电机组自励的电气系统，在电网掉电时应被断开并保持安全断开状态。

如果一组电容器与感应发电机并联(如功率因数修正)，应设置一个适当的开关，以便在任何电网掉电的时候能断开电容器组，以避免发电机自励。换句话说，如果安装了电容器，那么应充分证明它不能引起自励。

10.10 雷电电磁脉冲防护

过电压保护应根据 IEC 62305-4 进行设计。

保护极限应设计成任何传递到电气设备的雷电电磁脉冲都不会超过设备绝缘水平的极限。

---

28) 其他注意事项见 GB/T 33629—2017 的第 9 章。

10.11 电能质量

能采用 IEC 61400-21 中的方法来验证是否符合公共配电或输电网的操作要求。

10.12 电磁兼容性

为了避免辐射和传导干扰，安装于风力发电机组上的所有电气元件均应符合相关产品标准的要求，并且不应低于 IEC 61000-6-2 的要求或第 8 章控制系统功能安全评估的要求。

10.13 电力电子变换系统和设备

应根据 IEC 62477-1:2012 中表 18 对变流器的安装环境进行评估。风力发电机组内部不应被视为环境可控的空间。如果变流器需要安装在环境可控的空间内，应对安装环境进行评估。确定污染度时，应考虑长时间停电情况下，潮湿和凝露产生水分的影响。可以对 IEC 62477-1 中定义的使用环境条件进行修改，以适应风力发电机组内部的具体应用。

操作电压高于交流 1 000 V 或直流 1 500 V 的变流器应符合 IEC 61800-4 的要求。

变流器的控制和保护系统还应符合第 8 章的适用要求。

10.14 扭缆/垂环

在风力发电机组运行过程中会发生移动、弯曲或扭转的线路，应对其应用及规定寿命的适用性进行研究。

如果风力发电机组的运行过程中可能会导致柔性电缆扭曲，如旋转部件(机舱)与固定结构件(塔架或基座)之间的连接电缆，应确保在使用过程中，不会对电缆导体或其绝缘造成损伤。应对电缆组件的使用寿命、电气性能和使用环境进行评估。

防止电缆导体或绝缘损坏(包括旋转限制)的控制应视为控制系统的一部分。

在多根电缆分组或捆绑在一起的情况下，应分散配载，以防止各电缆承受超出其标称范围的负载。

电缆支撑组件的设计应能承受运行时的机械载荷和扭转力。

应根据运行环境温度对电缆规格和额定温度，包括所有扭转电缆的规格和数量，承载的最大工作电流，以及最终使用长度等进行评估。

10.15 滑环

滑环应符合 10.2 及 IEC 60204-1 适用部分的要求，并应与其在风力发电机组内的电气条件和环境条件相匹配。滑环应与其可能承受的正常运行条件和异常(过载)条件相匹配。滑环的额定值基于电路电气负载。过载定值应根据电源电路故障电流容量进行计算，有条件时应考虑过电流保护。

在保障安全的关键电路和控制电路中使用的滑环应配置解决故障和磨损的方法。

10.16 垂直输电导体和部件

竖立在塔架上的垂直输电系统，如基于母排的系统和基于电缆的系统，应符合相关的标准。基于母排的系统应符合 IEC 61439-1 和 IEC 61439-6 的要求，基于电缆的系统应符合 IEC 60364-5-52 的要求。

导体和部件应在风力发电机组内必要的电气和环境条件下(工作温度范围、环境条件、电气隔离、电脉冲承受能力和短路耐受能力)符合其适用的标准。

垂直输电设备的结构应具有足够的机械强度，以承受具体机组内的特定部件在设计载荷工况下预估的机械力(挠度、移动和载荷)。垂直部分的输电导线和部件应适当地连接到塔架或塔架上的支撑件上。

垂直输电系统的评估应考虑以下条件：

a) 系统部件上的静态载荷；
b) 在预期的极端条件下由于塔架弯曲而导致的输电部件及支撑结构上挠度和力；
c) 预期的力的方向及部件的位移量；
d) 部件疲劳，紧固件松动；
e) 聚合物电绝缘材料的降解、磨损、变形和蠕变；
f) 电导率或电绝缘的损失；
g) 在风力发电机组预期寿命或组件规定维护期内运行。

可以通过测试、分析或两者结合来评估组件。

缩比模型测试可以表征完整系统。

电力传输部件和支撑构件的机械和结构适用性可通过分析每个设计载荷工况的评估结果来确定。设计载荷工况应包括并分析组件、部件和元件(包括绝缘和导电材料)上的受力。

垂直输电系统短路条件的考虑宜包括输电部件和安装部件受到的电、热和机械的影响。

如果分析方法不包括擦伤/磨损和蠕变对聚合物绝缘材料的影响，则可能需要进行试验。

10.17 电机驱动器和变频器

电机驱动器和变频器应符合 IEC 61800-5-1 的适用部分的要求。

变桨、偏航电机的驱动器和变频器及控制器还应符合第 8 章的适用要求。

10.18 电气机械

电气机械应符合 IEC 60034 所有相关部分，并应具有适用于预期应用的工作制[29)]。

风力发电机组的发电机定额应为连续工作制(符合 IEC 60034-1 的 S1 工作制)。

由变频器驱动的电气机械部件组合应具有协调的电气参数和绝缘等级。

10.19 电力变压器

包含在风力发电机组系统内或作为其一部分的电力变压器应符合 IEC 60076(所有部分)的要求。

风力发电机组内的低压变压器(包括所有终端)应完全封闭，或按相关国家标准或国际标准的要求，安装在栅栏或隔板后面的专用区域。风力发电机组内的高压变压器应符合 10.21 中对高压开关设备限制进入和锁定的要求。

10.20 低压开关装置和控制装置

运行电压低于交流 1 000 V 或直流 1 500 V 的低压开关设备和控制设备应符合 IEC 61439-1 和 IEC 61439 系列标准其他部分的要求，并应与其在风力发电机组内的电气条件和环境条件相匹配。

所有开关设备和控制设备的外壳都应提供符合 IEC 61439-1 和 IEC 61439 系列标准其他部分的要求的警示标识。

10.21 高压开关设备

运行在交流 1 000 V 或直流 1 500 V 以上的高压开关设备应符合 IEC 60721(所有部分)的要求，并应与其在机组内的电气条件和环境条件相匹配。

高压开关设备应位于风力发电机组内只有经过授权的人员才能进入的区域中。应在机组通道、舱口和门上张贴警示标识，警示应穿戴适当的人员防护装置，以避免通道、舱口或门外区域的危险。

安装在一般维护人员可进入区域内的高压开关设备应为金属密闭的，并说明内部电弧抑制等级

29) 应考虑连接电缆的长度、驱动电压波形、绝缘轴承的使用和轴承接地的设置。

(IAC)。对于人员可能接触到的所有部位和与重点设备接触的部位,IAC 应为 IEC 62271-200 中定义的等级 A。

高压开关设备应进行 IAC 故障电流的测试、额定和标记,持续时间不小于 1 s。

高压开关设备应按照制造商提供的额定值和说明进行安装。泄压通风口的输出应无障碍,并且不会对人员和设备造成危险。

设置为自动运行的开关设备应能转换为切出锁定及禁止自动运行。

根据 10.4 的要求,高压开关设备和相关控制装置应提供锁定在安全状态的方法。

六氟化硫开关设备应安装在通风良好的场所,以免发生泄漏对人员造成伤害。

10.22 轮毂

根据 IEC 60529,轮毂内的设备应具有与电气条件和应用环境相匹配的外壳,以防止电气部件受到损坏。电气柜和外壳应设有牢固固定的门或盖子。

与控制系统相关的接线应设有机械保护,以避免因轮毂的旋转、维修人员的操作及轮毂内的意外冲击而对其造成损坏。

11 特定场址条件下风力发电机组评估

11.1 概述

风力发电机组受环境和电气条件(包括邻近风力发电机组)的影响,这些因素可影响其载荷、寿命和运行。除这些条件之外,还应考虑风力发电机组安装场址的地震、地形和地质条件。应说明特定场址条件不会影响结构完整性。这就要求对场址复杂性(见 11.2)和场址风况(见 11.3)进行评估。可采用下列两种方法对结构完整性进行评估:

a) 验证所有这些条件没有风力发电机组设计时假设的条件恶劣,见 11.9;

b) 验证与这些场址条件一致或更恶劣情况下的结构完整性,见 11.10。

如果任何一个条件比设计中假定的条件更恶劣,应采用第二种方法来验证结构和电气的适应性。

7.6.2.2 中的载荷局部安全系数已假定依据本章中最小要求完成了正常和极端风况下的场址评估。

11.2 场址地形复杂性评估及其对湍流的影响

11.2.1 地形复杂性评估

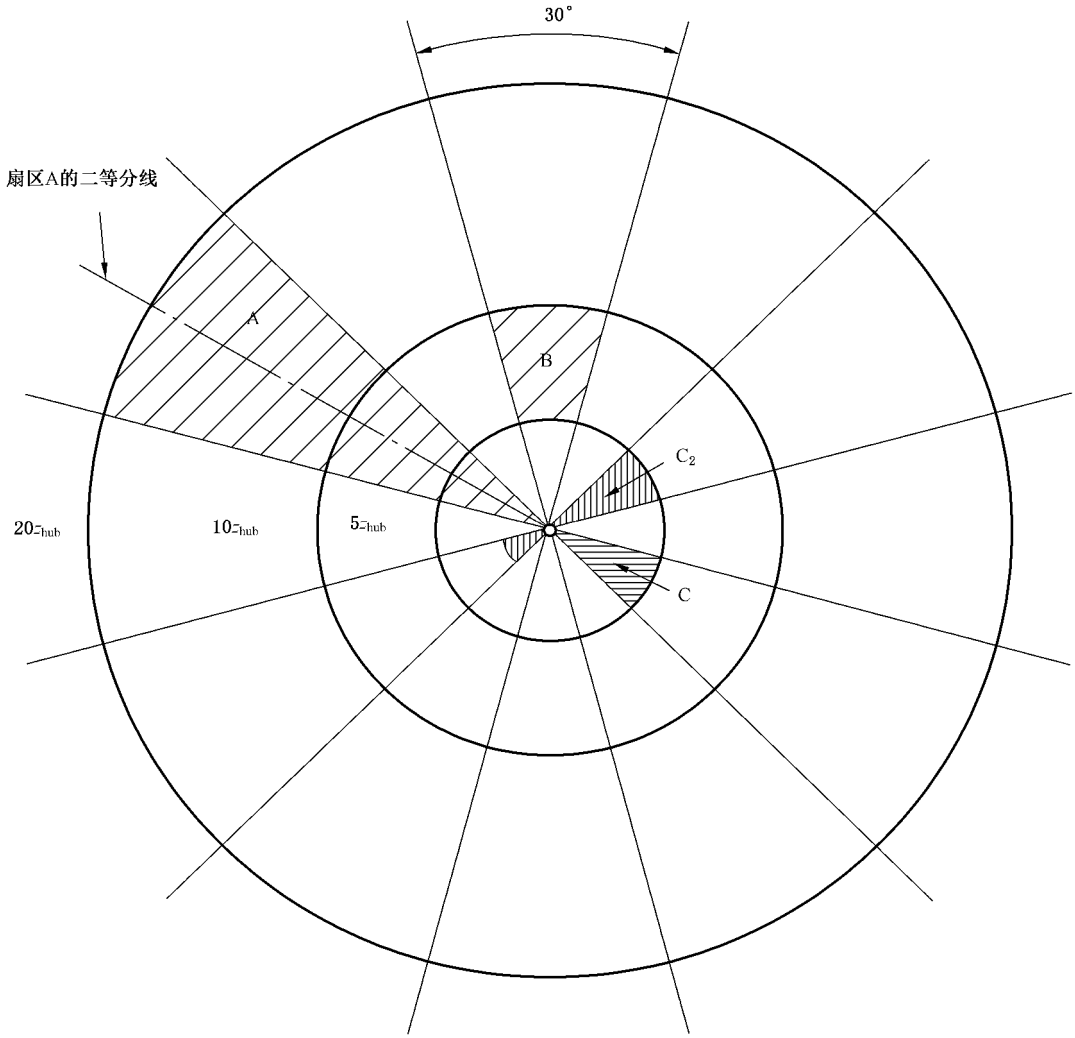
地形可能会引起湍流结构的变化,从而导致与设计条件的偏差,因此,应对场址的地形复杂性进行评估。

场址的复杂性由地形的坡度和地形相对于平面的高度变化来表征。可按照下列步骤对场址的复杂性进行评估:

为获得地形的坡度,针对风力发电机组所有风向扇区,根据指定距离和各自扇区内的地形变化得到拟合平面,见图 10 和图 11。拟合平面不必穿过风力发电机组的塔底。坡度表示各扇区的角平分线在拟合平面上的竖直投影与水平线的夹角。同样,地形变化表示沿着竖直方向,从地形表面上的各点到拟合平面的距离。

用于地形复杂性评估的地表网格和原始地形图分辨率不宜超过 50 m。

各圆形区域内扇区的角度应为 30°。对于半径为 5 倍 z_{hub} 的扇区,用于平面拟合的区域可扩展至风力发电机组下风向 2 倍 z_{hub} 的区域,见图 10。



标引符号说明：

A ——半径为 20 倍 z_{hub} 的扇区；

B ——半径为 10 倍 z_{hub} 的扇区；

C ——半径为 5 倍 z_{hub} 的扇区；

C_2 ——半径为 5 倍 z_{hub} 的扇区，并扩展至风力发电机组下风向 2 倍 z_{hub} 的扇区。

图 10　地形数据拟合 30°扇区示例

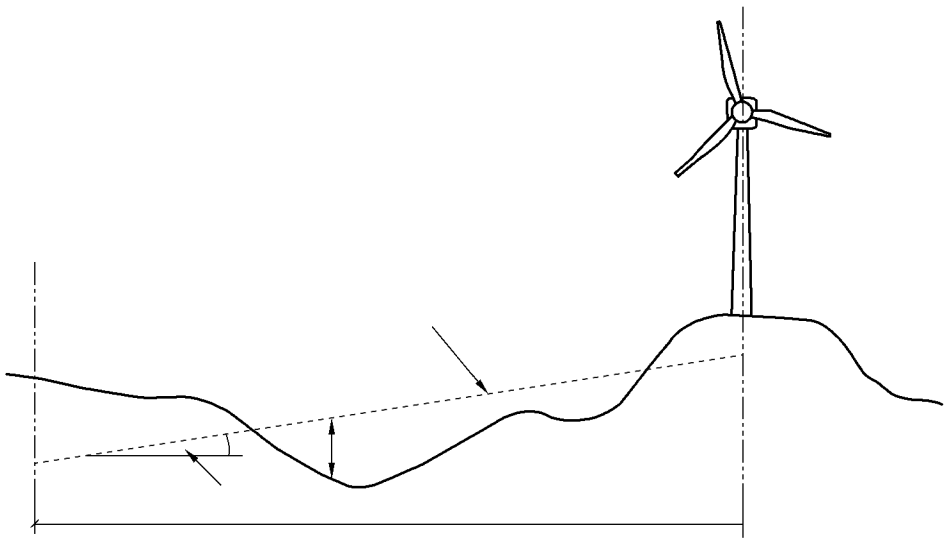


图 11　地形变化(Δz)及地形坡度(θ)

根据上文定义的坡度和地形变化,各圆形区域的地形坡度指数(TSI)和地形变化指数(TVI)由公式(34)得出:

$$\begin{aligned}
\mathrm{TSI}_{30} &= \sum_{i=1}^{12} f_{\mathrm{Energy}}(i) \cdot |\,\theta(i)\,| \\
\mathrm{TVI}_{30} &= \sum_{i=1}^{12} f_{\mathrm{Energy}}(i) \cdot \frac{D_{\mathrm{TV}}(i)}{R} \\
\mathrm{TSI}_{360} &= k_1 \cdot \theta_{360} \\
\mathrm{TVI}_{360} &= \frac{D_{\mathrm{TV360}}}{k_2 \cdot R}
\end{aligned} \qquad \cdots\cdots(34)$$

式中:

TSI_{30},TSI_{360} ——以 30°扇区和 360°圆形区域计算的地形坡度指数;

TVI_{30},TVI_{360} ——以 30°扇区和 360°圆形区域计算的地形变化指数;

i ——风向扇区编号(1,2,…,12);

$f_{\mathrm{Energy}}(i)$ ——第 i 个 30°扇区的风能占比,$\sum f_{\mathrm{Energy}}(i)=1$;

$\theta(i)$ ——第 i 个 30°扇区拟合平面的坡度;

θ_{360} ——360°圆形区域拟合平面的坡度;

$D_{\mathrm{TV}}(i)$ ——第 i 个 30°扇区内地形变化的标准偏差;

D_{TV360} ——360°圆形区域内地形变化的标准偏差;

R ——圆形区域的半径;

k_1 ——TSI_{360}的经验调整因子 $k_1=5/3$;

k_2 ——TSI_{360}的经验调整因子 $k_2=3$。

TSI_{30}为 12 个扇区拟合平面坡度绝对值的风能加权平均。类似地,TVI_{30}是 12 个扇区地形变化标准偏差的风能加权平均值,并按圆的半径归一化。

TSI_{360}是 360°圆形区域拟合平面的坡度,并按经验调整因子(k_1)进行调整。

TVI_{360}是 360°圆形区域地形变化的标准偏差,按圆的半径归一化,并按经验调整系数(k_2)进行调整。

通过地形坡度指数和地形变化指数对各个圆形区域(半径分别为 5 倍 z_{hub}、10 倍 z_{hub}和 20 倍 z_{hub}的三个圆形区域)的地形复杂性进行评估。按照这两种指标,地形复杂度分为三个等级:低(L)、中(M)、

高(H)见表5。若所有三个圆形区域内 TSI_{30} 和 TVI_{30} 的值以及 TSI_{360} 和 TVI_{360} 的值均低于L类的阈值,则认为该场址为非复杂地形,否则,认为该场址为复杂地形,并根据圆形区域中TSI或TVI对应的最高等级确定其地形复杂度。

表5 地形复杂度各等级阈值

圆形区域半径	拟合平面扇区幅度	阈值(下限)					
		地形坡度指数(TSI)			地形变化指数(TVI)		
		L	M	H	L	M	H
$5z_{hub}$	360°	10°	15°	20°	2%	4%	6%
$5z_{hub}$	30°						
$10z_{hub}$							
$20z_{hub}$							

11.2.2 场址湍流结构评估

场址的湍流结构,即湍流的3个分量的比例,应主要根据场址测量数据确定。若无场址测量数据,可使用合适的气流模型估计。

也可以根据场址的复杂度进行估计。可按11.2.1中描述的步骤确定场址的地形复杂度等级,再根据表6分配相应的数值。

表6 不同地形复杂度等级下湍流横向分量和纵向分量相对径向分量的标准偏差值

纵横分量比	等级		
	L	M	H
σ_2/σ_1	0.85	0.93	1.00
σ_3/σ_1	0.60	0.65	0.70

湍流结构修正参数(C_{CT}),可通过参考11.9中的风况数据,用于评估风力发电机组的结构完整性。

该参数可由下式[30)]给出:

$$C_{CT}=\sqrt{1+(\hat{\sigma}_2/\hat{\sigma}_1)^2+(\hat{\sigma}_3/\hat{\sigma}_1)^2}\Big/\sqrt{1+(\sigma_2/\sigma_1)^2+(\sigma_3/\sigma_1)^2}$$

式中:σ_1、σ_2 和 σ_3 是风力发电机组安装位置轮毂高度处,在 $0.6V_r$~$1.6V_r$ 风速区间内,3个方向的标准偏差均值,Kaimal模型和Mann模型使用的设计值能通过附录C得到。

若无场址测量数据,湍流结构修正参数(C_{CT})可根据场址地形复杂度使用表7中的数值。

表7 不同地形复杂度等级下湍流结构修正参数数值

参数	等级		
	L	M	H
C_{CT}	1.05	1.10	1.15

30) 如果 C_{CT} 小于1,宜取 $C_{CT}=1.0$。

允许在表 6 和表 7 中的数值之间进行插值。

11.3 评估所需的风况条件

11.3.1 概述

风力发电机组安装场址的风况参数应通过测量及外推法获得，或者使用合适的方法（例如，场址的测量数据，当地气象站的长期记录数据，仿真模型或当地的标准、规范）计算得出。应使用代表数据对仿真模型进行校正。

11.3.2 风况参数

应推导出风力发电机组安装场址轮毂高度处的下列参数：

——50 年一遇轮毂高度处 10 min 平均最大风速[31)]，V_{50}；

——风速概率密度函数 $p(V_{\mathrm{hub}})$；

——环境湍流的标准偏差 $\hat{\sigma}$（估计为纵向分量标准偏差的平均值），11.9 和 11.10 要求的所有风速下 $\hat{\sigma}$ 的标准偏差 $\hat{\sigma}_{\sigma}$；

——50 年一遇极大环境风速标准偏差[32)]，$\hat{\sigma}_{1,\mathrm{ETM}}$；

——气流倾角；

——风切变[33)]；

——空气密度。

如果没有场址空气密度数据，应假定空气密度符合 ISO 2533，并按年平均温度做适当修正。

上述的风速区间（bin）的间隔应小于或等于 2 m/s，并且风向扇区应小于或等于 30°。除空气密度外，所有测量值应为 10 min 平均风向的函数。

当风力发电机组周围有明显的结构物或地形障碍时，如果风力发电机组距这些障碍物不超过障碍物特征长度的 20 倍，宜考虑这些障碍物的尾流影响。如果风轮的底部边缘至少高出建筑物或地形障碍物高度的 4 倍，这种影响可以忽略。

在容易遭受飓风、气旋和台风的区域，应使用合适的方法对极端风速进行评估，例如，附录 J 中给出的方法。

---

31) DLC 6.1 和 DLC 6.2 中的载荷局部安全系数推导过程中，假设年最大风速的变异系数（COV）小于 15%。若 COV 大于 15%，则宜按照因数 η 线性增大载荷局部安全系数，COV=15%时，η 为 1.0；COV=30%时，η 为 1.15。$\eta > 1.0$ 时，可采用 10 min 平均最大风速的调整值 $\hat{V}_{50}=\sqrt{\eta}V_{50}$ 进行风力发电机组结构完整性的评估，详见 11.9 和 11.10。年最大风速的变异系数可通过假设 Gumbel 分布，并且假设，例如，50 年一遇和 100 年一遇风速值，V_{50} 和 V_{100} 可用近似得出。参数 α 和 β 由下面的公式给出：

$$\alpha=\frac{V_{100}-V_{50}}{p_{100}-p_{50}},\beta=V_{50}-\alpha p_{50},p_{100}=-\ln\left[-\ln\left(1-\frac{1}{100}\right)\right],p_{50}=-\ln\left[-\ln\left(1-\frac{1}{50}\right)\right]$$

变异系数（COV）由下面的公式得出：

$$\mathrm{COV}=\frac{\sigma}{\mu}=\frac{\pi}{6}\frac{1}{\frac{\beta}{\alpha}+0.577\,2}$$

32) 极大环境风速标准偏差 $\hat{\sigma}_{1,\mathrm{ETM}}$ 可使用合适的外推法得到，例如，IFORM 法，或通过下式估计：

$$\hat{\sigma}_{1,\mathrm{ETM}}=\hat{\sigma}+k_{\mathrm{p}}\hat{\sigma}_{\sigma}$$

$$k_{\mathrm{p}}=0.01\left[\frac{V_{\mathrm{ave}}}{(\mathrm{m/s})}-21\right]\left[\frac{V_{\mathrm{hub}}}{(\mathrm{m/s})}-5\right]+5$$

33) 在某些层流突出、地形复杂或粗糙度变化大的地区，有过切变值变化大的报道。这种情况下，使用平均风切变可能是不够的。

在低温地区，宜增加一些风力发电机组机位处的参数。可按照附录 L 对结冰情况进行评估。

11.3.3 测量设备设置

风力发电机组场址适应性评估和风资源评估对相应测量设备的要求和使用在诸多方面有所不同，因此，需要在测量设备的数量和质量之间达到平衡[34)]。此外，在进行风力发电机组场址适应性测量活动时，宜考虑更多的标准。

——测量系统的安装地点宜对大部分的场址区域（例如，森林、山脊线、平原、山谷、斜坡和障碍物）具有广泛代表性。

——测量系统装置的数量和位置因场址而异，取决于风电场的地形、范围和地表植被以及流态的预期复杂程度和用于分析的气流模型的现场验证。

——风况测量高度和传感器的数量应具有代表性，宜在风轮扫掠面积内多个高度处进行测量，应考虑周围地形和植被的影响。

——传感器垂向间距的选取原则是保证测风数据宜保证进行垂向风切变的分析的稳健性，例如，相邻通道的间隔要小于 1/3 的风轮直径。

——宜安装一个温度传感器和一个压力传感器。

——宜基于至少 1 Hz 的测量数据，计算 10 min 平均值（风速平均值、标准差、最大值，平均风向、平均温度）。

——在低温地区进行测量时，宜增加带有加热功能的传感器，同时要考虑到这类传感器相对于无加热功能的传感器的性能。

——在复杂地形中，宜测量风的所有分量，例如，可使用 3D 超声波风速仪进行测量。

11.3.4 数据评估

针对数据测量范围与周期的建议如下：

——测量周期取决于数据的质量以及测试数据与参考的长期数据相关性的可靠性。在季节变化对风况有很大影响的地方，宜设置足够长的测量周期，以涵盖这些影响（可以充分体现季节性影响的最短周期为 12 个月）。

——每月的测量数据覆盖率宜足够高，以充分表现风况的月度变化。

在数据评估时，宜进行质量检查及数据过滤，并做好相关记录。可采用测量-相关-预测（MCP）方法进行数据插补。

应采用最好是线性去趋势化的测量数据，利用合适的统计学方法确定风速标准偏差，即湍流纵向分量标准偏差的平均值 $\hat{\sigma}$ 及其标准偏差值 $\hat{\sigma}_{\sigma}$。

极端风速、长期平均风速和空气密度应采用长期测风数据进行计算，所采用的长期数据准确性和可靠性要有保障。

也可采用其他方法，这些方法宜以提高场址测量数据的代表性为目的。

应对以上所述方法及步骤进行记录。

11.4 邻近风力发电机组尾流影响评估

在发电过程中应考虑邻近风力发电机组引起的尾流影响。风力发电机组场址的适应性评估应考虑气流的稳态特性和湍流特性，在所有发电状态下的风速和风向，还应考虑上风向风力发电机组所引起的单个或多个与尾流相关（包括风力发电机组间距）的影响。

---

34) IEC 61400-12-1 和 IEA Recommendation 11 为测量设备安装与设置提供了最佳实践指南。

通常认为尾流效应会引起荷载增加。尾流效应引起的载荷增量通过引入附加湍流来考虑，也可以采用其他更复杂的尾流模型。无论采用哪种方法，均应保证这种效应能充分体现尾流效应对载荷的影响。

进行疲劳计算时，可根据附录E推导获得有效湍流强度(I_{eff})。

可假设附加湍流在疲劳载荷与极限载荷是一样的。

附录E中描述的动态尾流(DWM)模型通常适用于疲劳和极限载荷工况。

11.5 其他环境条件评估

为了与风力发电机组设计中的假设条件进行比较，应对下列环境条件进行评估：

——正常和极端的温度范围；

——结冰、冰雹和雪；

——湿度；

——雷电；

——太阳辐射；

——化学活性物质；

——盐雾。

11.6 地震条件评估

对于标准等级的风力发电机组，没有抗震的要求，因为抗震的设计只是针对地球上的少数地区。对于地震活动弱、当地适用的地震规范已经排除地震可能性的场址，不需要进行地震评估分析。对于下述地震载荷工况重要的地方，应针对风力发电机组场址条件验证工程完整性。可依据附录D进行评估。载荷评估应把地震载荷与其他重要的、发生频率高的运行载荷组合起来考虑。

地震载荷应依据当地地震规范所规定的地面加速度和响应谱要求进行计算。如果没有当地规范或者当地规范没有给出地面加速度和响应谱，应对这些参数进行适当估计。

应评估475年一遇的地面加速度。

地震载荷应与运行载荷叠加，运行载荷应等于下列载荷中的最大值：

a) 风速V_r下正常发电时的平均载荷；

b) 风速V_r下紧急停机时的载荷；

c) 无风及切出风速V_{out}下空转或停机时的载荷。

所有载荷分量的载荷局部安全系数应为1.0。钢材的材料安全系数可设置为1.0。

地震载荷评估可采用响应谱法，在这种情况下，运行载荷SRSS(平方和开平方根)或由地震载荷引起的等效载荷组合与地震载荷叠加。

地震载荷评估也可采用时域法，在这种情况下，应进行足够的仿真以确保运行载荷能代表上述平均值。

无论采用上述何种分析方法，评估中用到的塔架的固有振动模态数要与抗震规范的要求一致。如果没有相应的规范，连续模态分析中，参与分析的模态数的参与质量要达到总质量的85%。

当进行结构的抗力评估时，只能假定弹性响应或者柔性能量损耗中的一种情况。但是，对于特定类型的塔架，尤其是桁架结构和螺栓连接的塔架，准确评估柔性能量损耗非常重要。

附录D给出了工程基岩的加速度响应谱与地震响应评估方法。如果除塔架外，地震可能还会给其他结构带来较大载荷，则不应采用响应谱法。

11.7 电网条件评估

对于一个规划场址，为了确保电气设计条件的适应性，应对风力发电机组终端的外部电气条件进行

评估。外部电气条件应包括下列内容[35)]：

——额定电压和范围，包括在规定的电压范围和持续时间内保持连接或断开的要求；
——额定频率、范围和变化率，包括在规定的频率范围和持续时间内保持连接和断开的要求；
——电压不平衡，规定为对称和非对称故障时负序电压的比值；
——中性点接地方法；
——接地故障的检测/保护方法；
——每年电网断电次数；
——自动重合周期；
——无功补偿要求；
——故障电流和持续时间；
——风力发电机组终端处的相-相和相-地短路阻抗；
——电网背景谐波电压畸变；
——电力线载波信号传输是否存在，频率是否相同存在；
——不同故障下的穿越要求；
——功率因数控制要求；
——上升率要求；
——其他电网兼容性要求。

11.8 地质条件评估

拟建场址的土壤特性应由专业合格的岩土工程师参考当地建筑规范进行评估。

11.9 根据风况数据评估结构完整性

11.9.1 概述

通过比较现场风况参数值和设计值可以完成结构完整性评估。疲劳载荷适应性与极限载荷适应性的评估可分别进行。

11.9.2 根据风况数据评估疲劳载荷适应性

对于疲劳载荷，当下列条件全部满足时，风力发电机组适合于此场址：

a) V_{hub}在V_{ave}～$2V_{ave}$范围内时，场址轮毂高度处风速概率密度函数p（V_{hub}）的值应小于或等于设计值。如果风力发电机组按照6.3.2.1中的风速分布进行设计，且特定场址的Weibull分布函数的形状参数k大于或等于1.4，那么k应满足公式(35)。其中，k取决于特定场址轮毂高度处平均风速，这一风速通过设计平均风速进行归一化，如图12所示。

$$6.5\frac{V_{ave,site}}{V_{ave,design}}-4.5\leqslant k\leqslant -6.0\frac{V_{ave,site}}{V_{ave,design}}+8.0 \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots(35)$$

35) 风力发电机组的设计者可能需要考虑电网的兼容条件。上述要求仅为最低要求。在设计阶段需要预先了解地方和国家电网的兼容性要求。

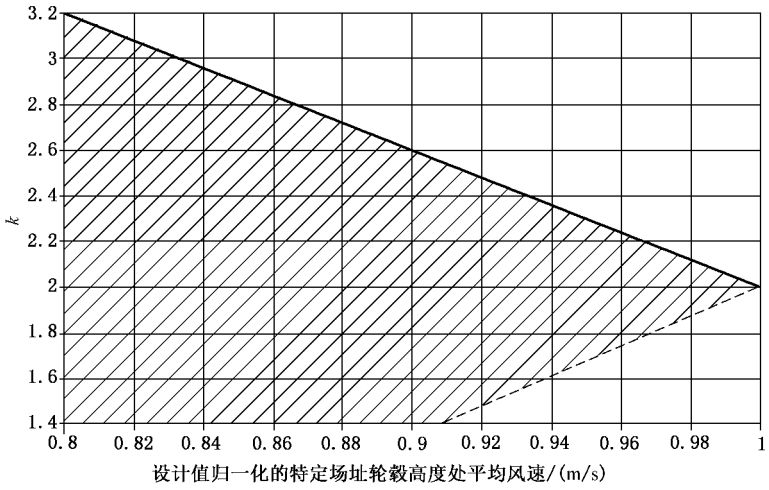


图 12　归一化平均风速与 Weibull 形状参数 k 的所有可能组合(阴影区)

b) 风速在 V_{ave}～$2V_{ave}$ 范围内时,可通过验证设计所用标准湍流模型的风速标准偏差 σ_1 是否大于或等于有效风速标准偏差 $\hat{\sigma}_{eff}$(见附录 E)对环境湍流强度和尾流影响进行充分评估,见公式(36):

$$\sigma_1 > \hat{\sigma}_{eff}(=I_{eff}V_{hub}) \qquad \cdots\cdots(36)$$

I_{eff} 的计算方法见附录 E。对于复杂地形,为了考虑湍流的畸变,估计的风速标准偏差的 90% 分位数 $\hat{\sigma}_c$ 应增加。这可以通过与 11.2 定义的湍流结构修正参数(C_{CT})相乘实现。

c) 按照能量加权平均法求得的综合入流角应位于−8°～8°。如果没有实测或仿真数据,综合入流角应取 11.2 中提到的机位点 5 倍 z_{hub} 范围(或机位后方延伸 2 倍 z_{hub} 范围)按 30°扇区间隔求得的坡度。

d) 场址垂直风切变指数 α 的风能加权平均值,在发电过程中所有风向与风速下,应在 0.05～0.25 范围内。对于没有风切变数据的场址,计算时应考虑周边地形与粗糙度。

e) 当风速大于或等于 V_r 时,场址平均空气密度应小于 6.4.2 中规定的值。如果空气密度大于 6.4 规定的值,应验证空气密度满足公式(37)的条件:

$$\rho_{design} \cdot V^2_{ave,design} \geqslant \rho_{site} \cdot V^2_{ave,site} \qquad \cdots\cdots(37)$$

11.9.3　根据风况数据评估极限载荷适应性

对于极限载荷,当下列条件全部满足时,风力发电机组适合于此场址:

a) V_{hub} 在 $0.6V_r$～$1.6V_r$ 范围内,风速标准偏差的设计值 σ_1[见公式(10)]应大于或等于估计的场址风速标准偏差的 90%分位数的值[36),即:

$$\sigma_1 \geqslant \hat{\sigma} + 1.28\hat{\sigma}_\sigma \qquad \cdots\cdots(38)$$

对于复杂地形,为了考虑湍流的畸变,估计的风速标准偏差的 90%分位数 $\hat{\sigma}_c$ 应增加。这可以通过与 11.2 定义的湍流结构修正参数(C_{CT})相乘实现。

b) 场址轮毂中心高度处 50 年一遇的 10 min 最大风速 V_{50} 应小于或等于 V_{ref},或者风力发电机组场址中心轮毂高度处 50 年一遇的 3 s 极大风速小于 V_{e50}。对于 S 级风力发电机组,应评估 3 s 极大风速和 10 min 最大风速。当年最大风速的变异系数大于 15%时,应根据页下注 31)修正 V_{50}。如果现场平均空气密度不同于 6.4.2 规定的密度,则应满足公式(39)中的条件;

36) 公式(38)右侧部分代表 90%分位数的近似值。

$$\rho_{\text{design}} \cdot V_{\text{ref}}^2 \geqslant \rho_{\text{site}} \cdot V_{50,\text{hub}}^2 \quad \cdots\cdots(39)$$

c) 应验证特定场址极限环境风速标准偏差未超过 6.3.3.4 中的极端湍流模型(ETM)。

d) 如果有尾流影响,那么应验证在最恶劣的方向上的最大中心尾流的风速标准差未超过 6.3.3.4 中的极端湍流模型。也可验证特定场址环境极端湍流未超过附录 B 中 DLC 1.6 采用的极端湍流模型,并且特定场址风力发电机组最小间距未超过 DLC 1.6 中的 S_{min}。对于特定场址湍流的测定,应考虑特定场址条件、尾流发生频率和风电场排布。

11.10 根据特定场址条件载荷计算的结构完整性评估

验证应包括特定风力发电机组场址条件下计算的载荷和变形与设计时的计算值比较,还要考虑裕度和环境对结构抗力的影响。计算应考虑平均风向、平均风速、尾流、垂直风剪切、平均气流角等风况变化的影响。

对于疲劳载荷,部件验证只需比较驱动转矩的载荷持续时间分布的损伤等效力矩与损伤等效载荷已足够。对于极限载荷,不要求对同期载荷进行比较。

湍流结构应基于特定场址数值。如果没有场址的湍流分量数据并且地形复杂,可采用 11.2 中各复杂度等级对应的湍流分量比率值,或者可使用 C_{CT} 增加纵向湍流强度。

如果有尾流影响,那么应验证尾流不会影响结构完整性。可采用尾流模型进行验证,并根据特定场址参数调整湍流模型,见附录 E。

对于疲劳载荷,由附录 E 可知,I_{eff} 取决于所研究部件材料的 Wöhler 曲线指数 m,具有其他材料性能的结构件的载荷应根据适当的 m 值进行重新计算或评估。

如果 11.9.2 中的某一条件未达标,应进行疲劳载荷计算。

如果 11.9.3 中的某一条件未达标,应进行极限状态分析。应至少对下列极限设计载荷工况进行评估:DLC 1.1 、DLC 1.3 、DLC 6.1 及 DLC 6.2。如果标准等级风力发电机组的设计载荷工况满足要求,则无需进一步评估。

附录 B 定义了特定场址条件下上述极限载荷与疲劳载荷工况。如相关,宜考虑表 B.1 中 1)、6)和 7)三种设计状态下的其他载荷工况。只有当控制系统的动作以及运输、组装、维护与检修工序是根据现场实际情况确定时,才需考虑设计状态 2)、3)、4)、5)和 8)。

12 组装、安装和吊装

12.1 概述

风力发电机组制造商应提供安装手册,清楚说明风力发电机组结构和设备的安装要求。风力发电机组的安装工作应由经专门培训或受过专业指导的人员进行。

风力发电机组设施场地应便于准备、维护、操作和管理,以使工作安全有效地进行,宜包括阻止未授权人员进入的措施。操作人员宜识别和消除现有和潜在的危险。

宜编制工作计划检查表,完成工作日志并保存工作文档。

必要时,安装人员应使用合格的眼部、足部、听力和头部防护用具。所有攀塔人员、地面或水面上的工作人员均应进行与此相关的专业培训,并使用合格的安全带、安全攀爬辅助设施或其他安全设施。必要时,水域周围宜设置浮力救生装置。

所有设备都应保持良好的工作状态,并适合其工作性质。吊车、起重机和提升设备,包括所有吊索、吊钩和其他器具,都宜适合安全吊装的要求。

应特别注意在冰雹、雷电、大风、地震、结冰等非正常情况下的机组安装问题。

在塔架已竖立但机舱未安装时,应采取适当的预防措施,避免塔架在临界风速下产生涡激振动,除非已经分析了相关的疲劳设计载荷工况,或者此类载荷已经包含在疲劳分析中。这个临界风速及预防

措施应在安装手册中说明。

12.2 计划

风力发电机组以及相关设备的组装、吊装和安装计划应根据风电场当地和相关国家标准的要求制定，以便能安全完成吊装工作。除了质量保证要求外，计划应包括下列相关内容：

——挖掘施工安全规范；
——施工详图和工作说明及检查计划；
——预埋件（如基础、螺栓、地锚和加强钢筋等）处理规范；
——混凝土成分构成、运输、取样、浇筑、养护和管道敷设规范；
——爆破安全规范；
——塔架和其他地锚的安装规程。

12.3 安装条件

在安装风力发电机组过程中，现场应保持无安全隐患状态。

12.4 现场道路

进出现场应安全，并应考虑下列事项：

——进场路线和障碍物；
——交通；
——路面；
——路宽；
——清洁；
——道路承重能力；
——场内设施的移动。

12.5 环境条件

安装中，应遵守制造商规定的环境限制。宜考虑下列事项：

——风速；
——雪和冰；
——环境温度；
——扬沙；
——雷电；
——能见度；
——降雨。

12.6 文件

风力发电机组制造商应提供风力发电机组组装程序、安装和吊装用图纸、规范和说明。制造商还应提供详细的载荷、重量、吊点、专用工装以及风力发电机组装卸和安装的必要程序文件。

12.7 接收、装卸和存放

在安装期间，风力发电机组设备的装卸和运输应使用经确认适合该任务的设备，并按制造商推荐的方法进行。

风力发电机组通常安装在丘陵地带，因此重型设备卸下后，不能再移动。应首选一块大小合适的平

地进行卸货和组装工作。如果找不到这样的地方,所有重型设备都应固定在一个稳定的地点。

在存放地,如果设备有被风吹动而造成损坏的风险,叶片、机舱和其他气动零部件和较轻的箱子,应用绳子、木桩或地锚等固定。

12.8 基础/地锚系统

为安装或组装的安全,在制造商规定的地方使用专用工具、夹具、固定器具和其他器具。

12.9 风力发电机组组装

风力发电机组的组装工作应按照制造商的说明书进行。组装前应进行检查,确保适当的润滑和所有零部件处于运行前的准备状态。

12.10 风力发电机组吊装

风力发电机组的吊装应由受过正确和安全的吊装培训和指导的人员进行。

除非吊装过程中必要,否则在机组吊装过程中,不应为风力发电机组电气系统的任何部分供电。电气设备的供电工作应按照制造商提供的书面程序执行。

在整个安装过程中,应确保所有可能引起运动(旋转或平移)潜在危险的部件均避免意外运动。

12.11 紧固件和附件

带螺纹的紧固件和其他附件应根据风力发电机组制造商推荐的扭矩和/或其他说明进行安装。应检查重要紧固件,并应获得并使用确认的安装扭矩和其他要求的程序。

尤其应进行检查,以确认以下内容:

——拉索、电缆、转动接头、起重把杆和其他装置和设备的正确组装和连接;

——安全吊装需要的起重设备的正确连接。

12.12 吊车、起重机和提升设备

吊车、起重机和提升设备以及所有吊装索具、吊钩和安全吊装需要的其他设备,均应满足安全提升要求,并能承受加于其上的全部载荷。制造商的说明书和有关吊装和装卸文件宜提供零部件和/或组件的预期载荷和安全吊点。所有起重设备、吊索和吊钩都应经过安全负载测试和认证。

13 调试、运行和维护

13.1 概述

风力发电机组手册中应规定调试、运行、检查和维护程序,并考虑人员安全。

设计时应考虑所有部件检查和维护用的安全通道。

第10章的要求同样适用于以测量为目的而暂时安装于风力发电机组上的电气测量设备。

必要时,运行维护人员应使用合格的眼部、足部、听力和头部防护用具。所有攀塔人员、地面或水面上的工作人员均应进行与此相关的专业培训,并使用合格的安全带、安全攀爬辅助设施或其他安全装置。必要时,水域周围宜设置浮力救生装置。

13.2 安全运行、检查和维护的设计要求

运行人员应能在地面上控制风力发电机组的正常运行。应提供标识清晰的就地人工控制功能,并且其优先级高于自动或远程控制系统。

被检测为故障但对风力发电机组运行安全不重要的外部事件,例如失去电负荷后又恢复,那么允许

在完成关机后自动恢复到正常运行状态。

防止人员意外触碰运动部件的防护装置应是固定的。只有经常出入的通道才能安装可移动的防护装置。

防护装置应：

——结构坚固；

——不能轻易跨越；

——在尽可能不拆除的情况下，能够进行主要维护工作。

设计中应规定使用故障诊断设备。

为了确保检查和维护人员的安全，设计时应考虑如下内容：

——检查和日常维护所需要的安全通道和工作场所；

——防止工作人员意外触碰旋转部件或运动部件的适当措施；

——攀爬和高处作业时，应提供安全绳、安全带，或其他经批准的防护装备；

——在 DLC 8.1 工况规定的风况和设计状态下作业时，应对风轮、偏航机构和其他机械运动部件（如叶片变桨机构）进行锁定，工作完成后安全解除锁定；

——带电导体的警示标识；

——合适的放电设备；

——合适的人员防火保护；

——备选的机舱逃生路线。

维护程序应规定任何进入封闭空间（例如轮毂或叶片内部）工作人员的安全措施，确保协助人员能及时了解任何危险状况，如有必要，应立即采取救援行动。

13.3 调试说明

13.3.1 概述

制造商应提供调试说明书。

13.3.2 通电

制造商的说明书应包含风力发电机组电气系统初始通电程序。

13.3.3 调试测试

制造商的说明书应包括风力发电机组吊装完成后的测试程序，以确保所有装置、控制系统和设备的正确性、安全性和功能运行。调试测试包括但不限于以下内容：

——安全启动；

——安全关机；

——安全紧急停机；

——超速或模拟超速条件下安全关机；

——保护功能测试，见第 8 章。

13.3.4 记录

制造商的说明书应包括对测试、调试和控制参数及其结果进行正确记录的说明。

13.3.5 调试后的工作

安装完成后，在试运行期间，还应完成制造商可能要求的一些特定工作。

这些工作包括(但不限于)紧固件预紧、更换润滑剂、检查其他零部件装配和运行情况,适当调节控制参数。

风力发电机组现场宜重新清理,去除隐患,防止侵蚀。

13.4 运行人员指导手册

13.4.1 概述

风力发电机组制造商应提供运行人员指导手册,在风力发电机组调试期间,应针对当地特殊条件适当补充手册的内容。手册中应包括但不限于以下内容:

——运行工作应由受过适当培训或接受过指导的人员完成;

——安全运行范围和系统说明;

——启动和关机程序;

——报警清单;

——应急程序;

——其他规定的要求:

- 必要时,应使用合格的眼部、足部、听力和头部的保护用具;
- 必要时,所有攀塔人员、地面或水面以上工作人员应进行专业训练,并且使用合格的安全带、安全攀爬辅助设备或其他安全装置;
- 必要时,在作业水域周围宜设置浮力救生装置;
- 运行指导手册应以运行维护人员可以阅读和理解的语言文字编写。

13.4.2 运行维护记录说明

手册中的运行维护记录应包括以下内容:

——风力发电机组序列号;

——发电量;

——运行时间;

——关机时间;

——报告故障的日期和时间;

——维护或修理的日期和时间;

——故障或维护性质;

——采取的措施;

——更换的零部件。

13.4.3 非计划自动关机的指导说明

手册中应包含:对由于故障引起的非计划自动关机,即运行手册或指导说明规定外的关机,在风力发电机组重启前,运行人员应检查引起关机的原因。宜记录所有非计划自动关机事件。

13.4.4 可靠性降低说明

手册中应规定采取措施消除任何异常提示、警报或降低可靠性的根源。

13.4.5 工作程序计划

手册中应规定风力发电机组按安全作业程序运行,并考虑以下内容:

——电气系统的操作;

——运行和维护的协调；
——有效的清洁方法；
——攀塔规程；
——设备装卸规程；
——恶劣天气时采取的措施；
——通信程序和应急计划。

13.4.6 应急计划

手册中应明确可能的紧急情况，并规定运行人员所需采取的行动。

手册中应规定，当发生火灾或风力发电机组或其零部件出现明显的结构损坏危险时，在危险未准确判定之前，任何人不应接近风力发电机组。

在制定应急计划中，应考虑到下列情况可能会增加结构损坏的危险：
——超速；
——覆冰；
——雷电；
——地震；
——拉索松弛或断裂；
——制动失效；
——风轮不平衡；
——紧固件松脱；
——润滑不畅；
——沙尘暴；
——火灾、水灾；
——其他零部件失效。

13.5 维护手册

每种型号的风力发电机组均应配备维护手册，手册中至少应包括风力发电机组制造商规定的维护要求和应急程序。手册中还应提供计划外的维护内容。

维护手册中应说明易磨损零部件及更换标准。

手册中还宜包括下列内容：
——风力发电机组的任何检查和维护要求应由经过专业培训或接受过指导的人员进行，维护时间间隔按手册中的要求执行；
——风力发电机组各子系统及其运行情况的说明；
——润滑时间表、规定的润滑周期和润滑剂种类，或其他特殊润滑液；
——再调试程序；
——维护检查周期和程序；
——保护子系统功能性检查程序；
——完整的布线图和内部接线图；
——拉索检查和再拉紧周期表、螺栓检查和预紧周期表，包括拉力和扭矩；
——诊断程序和故障排除说明；
——推荐的备品、备件清单；
——现场组装图、安装图；
——工具清单。

14 寒冷气候

14.1 概述

寒冷气候(CC)天气条件包括结冰气候(IC)和/或低温气候(LTC)。低温气候指温度低于正常环境条件(见 6.4.2)。结冰气候定义为会导致风力发电机组零部件表面结霜和/或覆冰的气象结冰。结冰类型的定义见 ISO 12494。为简化起见,如无特殊说明,本文件中寒冷气候条件指结冰气候和低温气候。

应评估寒冷气候对风力发电机组结构完整性或安全系统的影响。

14.2 低温和结冰气候

至少应考虑低温气候对风力发电机组的以下影响:

——部件材料;

——空气密度;

——启动程序;

——油和润滑剂的黏度。

至少应考虑结冰气候对风力发电机组的以下影响:

——叶片覆冰导致的风力发电机组性能下降;

——叶片上覆冰的不均匀性;

——叶片覆冰脱落;

——结冰对测风的影响;

——噪声水平增加;

——长时间停机。

14.3 寒冷气候的外部条件

14.3.1 概述

寒冷气候的外部条件在环境温度、空气密度和结冰方面不同于正常气候外部条件(见 6.4.2)。

14.3.2 寒冷气候的风力发电机组等级

设计中要考虑的外部条件取决于风力发电机组的安装场址或场址类型。由于寒冷气候条件下低温效应的影响,应假定能够代表很多不同场址的最低环境温度条件,而不是精确代表某一个特定场址。寒冷气候条件下的风力发电机组等级根据环境温度定义如下:

$\theta_{\mathrm{min,operation}}=-30$ ℃　风力发电机组运行的最低允许环境温度(瞬时值)

$\theta_{\mathrm{1year,min}}=-40$ ℃　小时平均最低环境温度(1 年一遇)=最低标称温度

$\theta_{\mathrm{mean}}=-5$ ℃　年平均环境温度

其他环境条件按正常环境条件(6.4.2)。

14.4 结构设计

对于低温条件,为了使风力发电机组按照标准的风力发电机组等级设计,结构设计的空气密度应取 1.225 $\mathrm{kg/m^3}$。

温度和海拔对实际空气密度的影响应在场址[37]适用性分析中考虑。

14.5 设计状态和载荷工况

14.5.1 概述

寒冷气候条件导致特定的风力发电机组设计状态。在结冰气候条件下,应考虑覆冰对叶片气动性

能和叶片质量分布的影响;在低温气候条件下,应考虑低环境温度(14.3.2)导致空气密度高于正常气候条件(6.4.2)、合适材料的选择(14.5.3);在风力发电机组设计时应考虑由此产生的后果。

风轮叶片覆冰经常在气温高于最低环境温度(14.3.2)时发生。

在寒冷气候条件下,应评估因机组运行点变化而导致的性能变化。至少应考虑以下内容:

——不利的风力发电机组控制行为,如由于叶片气动性能变化导致的发电机转矩和桨距角设定点错误;

——启动-关机次数增加;

——风轮叶片失速特性的改变;

——叶片覆冰质量导致的固有频率变化。

上述影响可能会导致更高的载荷。结冰时,更高的载荷也可能源于风轮气动性能的改变和覆冰质量产生的不平衡。详细的说明见附录L。

14.5.2 载荷计算

对于寒冷气候条件,风力发电机组的控制特性和载荷主要受结冰气候条件下风轮叶片覆冰导致的结冰效应和低温气候条件下空气密度增加导致的低温效应所影响。详细的说明见附录L。

14.5.3 选择合适的材料

对于寒冷气候条件下的低温影响,所有的载荷计算应与修改后的温度范围相匹配,以考虑材料性能的影响。14.4 确定的空气密度适用于所有寒冷气候的温度范围。

对于暴露在外部环境条件下的部件[38]如进行极限强度校核,除了 DLC 7.1、DLC 8.1 和 DLC 8.2 工况的载荷应考虑 $\theta_{1year,min}$,其余应考虑 $\theta_{min,operation}$。或者 DLC 8.1 工况对应的最低温度可由制造商定义。疲劳强度校核应使用 θ_{mean}。

14.6 控制系统

除了第 8 章规定的正常气候条件下对控制系统的要求外,控制系统的部件设计应考虑由于风力发电机组结冰造成的运行点的漂移,以及 14.3.2 定义的运行和停机状态下的特定环境温度。在下列情况下,尤其需要考虑寒冷气候条件的影响:

——保证风力发电机组在寒冷气候条件下控制行为的安全性;

——在风力发电机组被冷却至最低运行环境温度 $\theta_{min,operation}$ 或更低之后(由于电网掉电、维护或其他原因),应执行启动程序使风力发电机组安全地恢复发电状态;

——应考虑不同空气密度对风力发电机组动态特性的影响;

——安全性关键能源储备,如在轮毂中;

——结冰/低温对传感器和数据处理的影响。

如果在载荷计算中没有考虑覆冰对风力发电机组运行的影响,则应采取措施防止风力发电机组在有覆冰的情况下运行。这些措施应是冗余的,单一措施失效不应导致风力发电机组在有覆冰的情况下意外运行。

14.7 机械系统

除了第 9 章规定的正常气候条件下对机械系统的要求外,风力发电机组机械系统的设计应考虑由 14.3.2 定义的运行和停机状态下的特定环境温度。

---

37) 对于海拔接近海平面位置的场址,空气密度为 1.3 kg/m^3 可能更具有代表性。

38) 对于未暴露在环境条件下的组件,最低温度和相应的载荷情况应由制造商定义。

在传输能量之前，应保证齿轮箱油温已达到能够避免给齿轮箱造成损害的温度。寒冷气候下的启动程序见14.6。

14.8 电气系统

除了第10章规定的正常气候下对电气系统的要求，风力发电机组电气装置的设计应考虑由14.3.2定义的运行和停机状态下的特定环境温度。

在下列情况下，尤其需要考虑寒冷气候条件的影响：

——电气元件的材料；

——14.3.2定义的在最低允许待机温度$\theta_{1year,min}$下的电网恢复上电；

——14.6定义的启动程序。

附 录 A
（规范性）
外部条件设计参数

A.1 S级风力发电机组的设计参数

A.1.1 概述

对于专为特定场址或特殊条件设计的风力发电机组，即S级风力发电机组，下列信息中所有与6.2所定义的机组等级条件不同的都应在设计文件中给出。其余条件可参考相应的风力发电机组等级来声明。

A.1.2 风力发电机组参数

额定功率 [kW]
轮毂高度处的风速运行范围 V_{in}～V_{out} [m/s]
设计寿命 [年]

A.1.3 风况条件

通用：
空气密度 [kg/m^3]
轮毂高度处极端风速 V_{e1} 和 V_{e50} [m/s]
湍流模型和参数
湍流强度均值和标准差与平均风速的函数
1年一遇和50年一遇的极端阵风模型和参数
1年一遇和50年一遇的极端风向变化模型和参数
极端相干阵风模型和参数
风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
总计或分扇区(小于或等于30°)：
年平均风速 [m/s]
气流平均倾斜角度 [°]
风速分布(Weibull、Rayleigh、实测或其他分布)
风廓线模型和参数
扇区湍流强度均值和标准差与平均风速的函数
尾流影响模型和参数(有效湍流强度或动态尾流尾迹)

A.1.4 电网条件

正常供电电压和范围 [V]
正常供电频率和范围 [Hz]
电压不平衡 [V]
中性接地点方法
接地故障的检测/保护方法
年电网供电中断的次数和最长持续时间
自动重合周期

无功补偿要求
故障电流和持续时间
风力发电机组终端相-相及相-地短路阻抗
电网背景谐波电压失真
电力线载波信号频率(如有)
故障穿越要求
功率因数控制要求
斜坡变化率要求
其他电网兼容性要求

A.1.5 其他环境条件(如考虑)

正常和极端温度范围 [℃]
空气相对湿度 [%]
太阳辐射 [W/m^2]
雨、冰雹和雪
结冰模型和参数
化学活性物质
机械活性粒子
雷电,包括雷电防护系统说明
盐度 [g/m^3]
基础:
基础刚度和阻尼
地震模型和参数

A.2 描述寒冷气候S级风力发电机组(CC-S)的额外设计参数

见表A.1。

表A.1 描述寒冷气候风力发电机组(CC-S)的额外设计参数

外部条件		
符号	单位	描述
$\theta_{min,operation}$	[K]	风力发电机组运行的最低瞬时允许环境温度(瞬时值)
$\theta_{1year,min}$	[K]	小时平均最低环境温度(1年一遇)
$\rho(\theta_{min,operation})$	[kg/m^3]	与风力发电机组运行的最低瞬时允许环境温度(瞬时值)$\theta_{min,operation}$对应的空气密度,用于低温载荷工况设计
$\rho(\theta_{1year,min})$	[kg/m^3]	与小时平均最低环境温度(1年一遇)$\theta_{1year,min}$对应的空气密度,用于低温载荷工况设计

用于载荷计算和确定功率曲线的空气密度宜通过理想气体状态方程计算[39),见公式(A.1):

39) 为确定空气密度,温度值$\theta_{1year,min}$可设定$\theta_{1year,min}+35$ K,$\theta_{min,operation}$可设定$\theta_{min,operation}+25$ K。分别增加+35 K和+25 K,等价于6.4.2与6.4.3.2中环境条件的定义。正常气候条件参考+15 ℃温度的标准空气密度为1.225 kg/m^3。正常气候的环境温度区间为−10 ℃ ～+40 ℃,即+15 ℃±25 K。正常气候的极端温度区间为−20 ℃～+50 ℃,即+15 ℃±35 K。

$$\rho(\theta)=\frac{p}{R_0\times\theta} \qquad \cdots\cdots(A.1)$$

式中：

p＝101 325 N/m^2(海平面)；

R_0＝287 J/(kg·K)；

$\theta=\theta_{1year,min}+35$ K 用于计算 $\rho(\theta_{1year,min})$；

$\theta=\theta_{min,operation}+25$ K 用于计算 $\rho(\theta_{min,operation})$。

适用于不同海拔高度的修正。

根据标准等级设计的风力发电机组，可用空气密度 1.225 kg/m^3 进行机组的结构设计。

温度和海拔对实际空气密度的影响应在场址适用性评估中考虑。

附 录 B
（资料性）
S级风力发电机组的设计载荷工况或场地适应性评估

B.1 概述

对于S级风力发电机组的设计载荷工况或场地适应性评估是将运行模式或设计状态与适用的S级外部条件相结合，并根据附录A中指定的设计参数而确定。

正常发电设计状态下，通过使用不同扇区的风况条件或所有扇区复合风况条件对NTM_S和ETM_S进行分析。对于其他设计状态，应使用复合风况条件对所有扇区进行分析。进行风况复合时，应保持适当的疲劳和极限载荷，或者应保守的选择设计参数。还宜考虑风切变、空气密度和其他参数的潜在变化对风力发电机组疲劳载荷造成的影响。

在其他特定条件下，载荷工况应适当考虑尾流效应、地震载荷及覆冰。

当风速范围如表B.1中所示，应考虑导致风力发电机组产生最不利情况的风速。风速范围可以用一组离散值来表示，在这种情况下，应保证足够分辨率，从而确保计算的准确性[40)]。设计载荷工况的定义，参考第6章所描述的风况。

如11.10所述，对于场地适应性评估，应至少评估以下极限设计载荷工况：DLC 1.1、DLC 1.3、DLC 6.1和DLC 6.2。如果标准等级下的设计载荷工况足够，则不需要进行进一步的评估。如果相关，宜考虑表B.1中设计状态1)、6)和7)中的其他载荷工况。表B.1中的设计状态2)、3)、4)、5)和8)，只有在控制系统行为和运输、组装、维护和修理过程与场地相关时，才需要考虑。

B.2 发电（DLC 1.1～DLC 1.9）

在这种设计状态下，风力发电机组处于运行状态并与电力负载连接。风力发电机组总体布局应考虑风轮不平衡的影响。设计计算中应考虑风轮制造中所规定的最大质量和气动不平衡（如叶片桨距角和扭角的偏差）。

此外，与理论最佳运行状态的偏差，如偏航误差、控制系统跟踪误差等，在分析运行载荷时应予考虑。

设计载荷工况DLC 1.1和DLC 1.2包含了在风力发电机组寿命期内正常运行期间由大气湍流所引起的载荷要求（NTM）。DLC 1.2工况中，还应考虑尾流效应，见附录E。DLC 1.3工况规定了极端湍流情况下的极限载荷要求。DLC 1.4和DLC 1.5工况则规定了风力发电机组在寿命期内，可能出现的危险事件的瞬态情况。

DLC 1.1工况的仿真数据统计分析，见7.6.2.2及附录G，至少要包括叶根面内和面外的弯矩以及叶尖挠度的极值计算。如果DLC 1.3工况的极限设计值超出DLC 1.1工况中叶根弯矩的极限设计值，则DLC 1.1工况的进一步分析可以省略。

如果DLC 1.3工况叶根弯矩的极限设计值没有超出DLC 1.1工况的极限设计值，可以增加DLC 1.3工况中所使用的极端湍流模型中参数c[公式(20)]的值，直到由DLC 1.3工况计算出的叶根弯矩极限设计值等于或大于DLC 1.1工况中所推算出的极限设计值。风力发电机组其他部件相关载荷的特征值可以由基于增加c值的DLC 1.3工况分析来确定。作为该分析方式的一种替代方案，对于每个特定风力发电机组部件相关的所有载荷的特征值可以直接确定或由仿真外推确定。

---

40) 通常，分辨率为2 m/s已经足够。

表 B.1 设计载荷工况

设计状态	DLC	风况[41]	其他情况	分析类型	局部安全系数
1) 发电	1.1	NTM_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	极端事件外推	U	N
	1.2	NTM_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	尾流效应	F	*
	1.3	ETM_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		U	N
	1.4	ECD_S $V_{hub}=V_r-2$ m/s，V_r，V_r+2 m/s		U	N
	1.5	EWS_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		U	N
	1.6	ETM_S $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}	尾流效应	U	N
	1.7	NTM_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	结冰 尾流效应	U	N
	1.8	NTM_S $V_{hub}=V_r$	地震兼电网掉电	U	N
2) 发电兼有故障	2.1	NTM_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	正常控制系统故障或电网掉电或主层控制功能故障(见 7.4.3)	U	N
	2.2	NTM_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	非正常控制系统故障或辅助层保护功能相关故障(见 7.4.3)	U	A
	2.3	EOG_S $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和V_{out}	外部或内部电气故障，包括电网掉电	U	A
	2.4	NTM_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	控制系统故障、电气系统故障，包括电网掉电	F	*
	2.5	NWP $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	低电压穿越	U	N
3) 启动	3.1	NWP_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		F	*
	3.2	EOG_S $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
	3.3	EDC_S $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
4) 正常关机	4.1	NWP_S $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$		F	*
	4.2	EOG_S $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
5) 紧急停机	5.1	NTM_S $V_{hub}=V_r\pm2$ m/s 和 V_{out}		U	N
6) 停机(静止或空转)	6.1	EWM_S 50 年一遇		U	N
	6.2	EWM_S 50 年一遇	失去电网连接	U	A
	6.3	EWM_S 1 年一遇	极端偏航误差	U	N

41) 对于 S 级设计，风况条件(阵风幅值、湍流强度等)由设计者定义，见附录 A。

表 B.1　设计载荷工况（续）

设计状态	DLC	风况[41]	其他情况	分析类型	局部安全系数
6）　停机（静止或空转）	6.4	NTM_S　$V_{hub}<0.7\ V_{ref}$		F	*
	6.5	NTM_S　$V_{hub}<0.7\ V_{ref}$	结冰	U	N
	6.6	NTM_S　$V_{hub}<0.7\ V_{ref}$	极端温度范围	U	N
	6.7	NTM_S　$V_{hub}<0.7\ V_{ref}$	地震兼电网掉电	U	N
7）　停机兼故障	7.1	EWM_S　1 年一遇		U	A
8）　运输、组装、维护和修理	8.1	NTM_S　V_{maint} 由生产商设定		U	N
	8.2	EWM_S　1 年一遇		U	A

本表中所用的缩略语：

DLC　设计载荷工况。

ECD_S　特定场址方向变化的极端相干阵风，当特定场址值不可用时，可以假定与 6.3.3.6 中定义的 ECD 一致。

EDC_S　特定场址极端风向变化，当特定场址值不可用时，可使用 6.3.3.5 中的公式(21)和公式(22)，采用特定场址代表环境湍流标准差 $\hat{\sigma}_c$ 代替 σ_1。

EOG_S　特定场址极端运行阵风，当特定场址值不可用时，可使用 6.3.3.3 中的公式(18)和公式(19)，采用特定场址代表环境湍流标准差 $\hat{\sigma}_c$ 代替 σ_1。

EWM_S　特定场址极端风速模型，当特定场址值不可用时，可使用 6.3.3.2 中的公式(13)～公式(17)，采用特定场址的 50 年一遇的极端风速代替 V_{ref}。

EWS_S　特定场址极端风切变，当特定场址值不可用时，可使用 6.3.3.7 中的公式(27)和公式(28)，采用特定场址代表环境湍流标准差 $\hat{\sigma}_c$ 代替 σ_1，特定场址风切变指数代替 $\alpha=0.2$。

NTM_S　特定场址代表环境湍流强度，为轮毂高度处风速的函数 $\hat{\sigma}_c/V_{hub}$（见 6.3.2.3）。

ETM_S　特定场址极端环境湍流强度，为轮毂高度处风速的函数 $\hat{\sigma}_{1,ETM}/V_{hub}$（见 6.3.2.3 和页下注 25）。

NWP_S　特定场址正常风廓线模型，当特定场址的正常风廓线模型不可用时，可使用 6.3.2.2 中的公式(9)，采用轮毂高度处的特定场址风切变指数代替 $\alpha=0.2$。

$V_r\pm2$ m/s　应分析此风速范围内所有风速的敏感性。

F　疲劳载荷分析（见 7.6.3）。

U　极限载荷分析（见 7.6.2）。

N　正常。

A　非正常。

*　疲劳分项安全系数（见 7.6.3）。

在 DLC 1.6 中，载荷评估应考虑特定场址环境的 ETM_S 模型与机组尾流组合。机组间距 S 应涵盖最小间距 S_{min}（由制造商定义）与 $S=20D$（D 是机组风轮直径）之间最不利的载荷状态。

附录 E 为 DLC 1.6 适用的尾流模型参考。如果使用附加的尾迹湍流模型，则应采用最大中心线尾迹湍流强度。如果采用迂回运动尾流模型（如 DWM），应至少考虑 5 个平均尾流偏移角度：

$$\theta_{wake}=0,\pm\theta_{hub\text{-}tip},\pm\theta_{hub\text{-}tip}\times1.5$$

式中：

$\theta_{\text{hub-tip}}=\sin^{-1}\left(\frac{D}{2S}\right)$。

DLC 2.4、DLC 3.1 和 DLC 4.2 的瞬态事件数量可能与场址相关，宜在特定场址载荷评估中加以考虑。如果没有可用信息，则应使用 7.4.3、7.4.4 和 7.4.5[页下注 7)、9)和 10)]中建议的瞬态事件数量。

附 录 C
（资料性）
湍 流 模 型

C.1 概述

本附录给出了两种湍流模型用于设计载荷计算。假设湍流速度波动为稳定的随机矢量场，它的各分量为具有零平均值的高斯统计量。

1） Mann 均匀切变模型。

2） Kaimal 谱和指数相干模型。

已选的模型参数满足 6.3 中给出的一般湍流要求。

C.2 Mann 均匀切变湍流模型

本模型定义了一个三维的速度谱张量，与以前采用的模型稍微不同。该模型假定各向同性的冯·卡曼(von Karman)能量谱被一个均匀的平均速度切变迅速变形。所得出的谱张量分量由公式(C.1)～公式(C.6)给出：

$$\Phi_{11}(k_1,k_2,k_3)=\frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4}\{k_0^2-k_1^2-2k_1[k_3+\beta(k)k_1]\zeta_1+(k_1^2+k_2^2)\zeta_1^2\} \quad \cdots\cdots(\text{C.1})$$

$$\Phi_{22}(k_1,k_2,k_3)=\frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4}\{k_0^2-k_2^2-2k_2[k_3+\beta(k)k_1]\zeta_2+(k_1^2+k_2^2)\zeta_2^2\} \quad \cdots\cdots(\text{C.2})$$

$$\Phi_{33}(k_1,k_2,k_3)=\frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4}(k_1^2+k_2^2) \quad \cdots\cdots(\text{C.3})$$

$$\Phi_{12}(k_1,k_2,k_3)=\frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4}\{-k_1k_2-k_1[k_3+\beta(k)k_1]\zeta_2-k_2[k_3+\beta(k)k_1]\zeta_1+(k_1^2+k_2^2)\zeta_1\zeta_2\} \quad \cdots\cdots(\text{C.4})$$

$$\Phi_{13}(k_1,k_2,k_3)=\frac{E(k_0)}{4\pi k_0^2k^2}\{-k_1[k_3+\beta(k)k_1]+(k_1^2+k_2^2)\zeta_1\} \quad \cdots\cdots(\text{C.5})$$

$$\Phi_{23}(k_1,k_2,k_3)=\frac{E(k_0)}{4\pi k_0^2k^2}\{-k_2[k_3+\beta(k)k_1]+(k_1^2+k_2^2)\zeta_2\} \quad \cdots\cdots(\text{C.6})$$

式中：

$$\Phi_{ij}(k_1,k_2,k_3)=\Phi_{ji}^{*}(k_1,k_2,k_3)=\frac{1}{8\pi^3}\int_{-\infty}^{+\infty}\int_{-\infty}^{+\infty}\int_{-\infty}^{+\infty}R_{ij}(\delta_1,\delta_2,\delta_3)\mathrm{e}^{-\mathrm{i}k_1\delta_1}\mathrm{e}^{-\mathrm{i}k_2\delta_2}\mathrm{e}^{-\mathrm{i}k_3\delta_3}\mathrm{d}\delta_1\mathrm{d}\delta_2\mathrm{d}\delta_3$$

$R_{ij}(\delta_1,\delta_2,\delta_3)=\frac{1}{\sigma_{\mathrm{iso}}{}^2}E[u_i(x_1,x_2,x_3)u_j(x_1+l\delta_1,x_2+l\delta_2,x_3+l\delta_3)]$ ——一个无量纲的相关张量；

u_1,u_2,u_3 ——纵向、横向和竖向速度分量；

$\delta_1,\delta_2,\delta_3$ ——无量纲空间分离的矢量分量；

k_1,k_2,k_3 ——3 个分量方向的无量纲空间波数；

$k=\sqrt{k_1^2+k_2^2+k_3^2}$ ——无量纲波数矢量的幅值；

$k_0=\sqrt{k^2+2\beta(k)k_1k_3+[\beta(k)k_1]^2}$ ——切变变形之前的幅值；

$\zeta_1=C_1-\frac{k_2}{k_1}C_2,\zeta_2=\frac{k_2}{k_1}C_1+C_2$；

$C_1=\dfrac{\beta(k)k_1^2\{k_1^2+k_2^2-k_3[k_3+\beta(k)k_1]\}}{k^2(k_1^2+k_2^2)}$；

$C_2=\dfrac{k_2^2k_0^2}{(k_1^2+k_2^2)^{3/2}}\arctan\left(\dfrac{\beta(k)k_1\sqrt{k_1^2+k_2^2}}{k_0^2-[k_3+\beta(k)k_1]k_1\beta(k)}\right)$；

$E(k)=\dfrac{1.453k^4}{(1+k^2)^{17/6}}$ ——无量纲冯·卡曼各向同性能量谱；

$\beta(k)=\dfrac{\gamma}{k^{\frac{2}{3}\sqrt{2F_1\left(\frac{1}{3},\frac{17}{6},\frac{4}{3},-k^{-2}\right)}}}$ ——无量纲变形时间，反比于 $\sqrt{k^2\int_k^\infty E(p)\mathrm{d}p}$；

$2F_1$ ——超几何函数；

$\sigma_{\mathrm{iso}}^2,l$ ——无切变、各向同性方差和尺度参数；

γ ——无量纲切变变形参数。

尽管此模型比冯·卡曼各向同性模型更复杂，但仅多了一个参数，称之为切变变形参数(γ)。当这个参数为零时，恢复成各向同性模型。当这个参数增加时，纵向和横向速度分量方差增加，而竖向速度分量方差减小，生成的湍流涡流结构在纵向上伸展，并相对于纵向-横向平面倾斜。

假设由该模型产生的随机速度场以轮毂高度风速流过风力发电机组，某一点的速度分量谱可对谱张量分量进行积分计算。特别是无量纲的单面谱可由公式(C.7)得出：

$$\frac{fS_i(f)}{\sigma_i^2}=\frac{\sigma_{\mathrm{iso}}^2}{\sigma_i^2}\left(\frac{4\pi lf}{V_{\mathrm{hub}}}\right)\Psi_{ij}\left(\frac{2\pi lf}{V_{\mathrm{hub}}}\right) \qquad \cdots\cdots(\mathrm{C.7})$$

式中：

$\Psi_{ij}(k_1)=\int_{-\infty}^{\infty}\int_{-\infty}^{\infty}\Phi_{ij}(k_1,k_2,k_3)\mathrm{d}k_2\mathrm{d}k_3$ ——一维的波数自谱，当 $i=j$；或正交谱，当 $i\neq j$，且

$\sigma_i^2=\sigma_{\mathrm{iso}}{}^2\int_{-\infty}^{+\infty}\int_{-\infty}^{+\infty}\int_{-\infty}^{+\infty}\Phi_{ij}(k_1,k_2,k_3)\mathrm{d}k_1\mathrm{d}k_2\mathrm{d}k_3$——分量方差。

同样，对于垂直于纵向的多个空间分离点，相干函数可由公式(C.8)给出

$$\mathrm{Coh}_{ij}(f,l\delta_2,l\delta_3)=\frac{\left|\int_{-\infty}^{+\infty}\int_{-\infty}^{+\infty}\Phi_{ij}\left(\frac{2\pi lf}{V_{\mathrm{hub}}},k_2,k_3\right)\mathrm{e}^{-ik_2\delta_2}\mathrm{e}^{-ik_3\delta_3}\mathrm{d}k_2\mathrm{d}k_3\right|}{\sqrt{\Psi_{ii}\left(\frac{2\pi lf}{V_{\mathrm{hub}}}\right)\Psi_{jj}\left(\frac{2\pi lf}{V_{\mathrm{hub}}}\right)}} \qquad \cdots\cdots(\mathrm{C.8})$$

遗憾的是，积分结果还没有已知的解析形式，参数 γ 的具体值需要通过数值计算得到。Mann(1998)完成了积分计算并把结果与 Kaimal 谱模型做了比较。最小二乘法拟合 Kaimal 模型的切变参数见公式(C.9)：

$$\gamma=3.9 \qquad \cdots\cdots(\mathrm{C.9})$$

由此得到的方差关系为公式(C.10)：

$$\left.\begin{aligned}\sigma_1^2&=3.25\sigma_{\mathrm{iso}}^2\\ \sigma_2^2&=1.65\sigma_{\mathrm{iso}}^2\\ \sigma_3^2&=0.85\sigma_{\mathrm{iso}}^2\end{aligned}\right\}\Rightarrow\begin{cases}\dfrac{\sigma_2}{\sigma_1}\approx 0.7\\ \dfrac{\sigma_3}{\sigma_1}\approx 0.5\end{cases} \qquad \cdots\cdots(\mathrm{C.10})$$

注意横向方差结果比表 C.1 中给出的略小。通过等效渐近线惯性副区纵向谱，可以得出尺度参数，见公式(C.11)：

$$S_1(f)\to 0.475\sigma_{\mathrm{iso}}^2\left(\frac{2\pi l}{V_{\mathrm{hub}}}\right)^{\frac{-2}{3}}f^{\frac{-5}{3}}=0.05\sigma_1^2\left(\frac{\Lambda_1}{V_{\mathrm{hub}}}\right)^{\frac{-2}{3}}f^{\frac{-5}{3}}\Rightarrow l\approx 0.8\Lambda_1 \qquad \cdots\cdots(\mathrm{C.11})$$

总之，在 Mann 模型中所需的 3 个参数为见公式(C.12)：

$$\gamma = 3.9$$
$$\sigma_{iso} = 0.55\sigma_1 \quad \cdots\cdots(C.12)$$
$$l = 0.8\Lambda_1$$

式中 σ_1 和 Λ_1 由 6.3 中给出。

对于三维湍流速度仿真，速度分量通过谱张量分解和离散傅立叶变换近似确定。因此，三维空间域被分成等效的空间离散点，每一点的速度矢量由公式(C.13)给出：

$$\begin{bmatrix} u_1(x,y,z) \\ u_2(x,y,z) \\ u_3(x,y,z) \end{bmatrix} = \sum_{k_1,k_2,k_3} e^{i\frac{xk1+yk2+zk3}{l}} \begin{bmatrix} C(k_1,k_2,k_3) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_1(k_1,k_2,k_3) \\ n_2(k_1,k_2,k_3) \\ n_3(k_1,k_2,k_3) \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots(C.13)$$

式中：

$$\begin{bmatrix} C(k_1,k_2,k_3) \end{bmatrix} \approx \sigma_{iso} \sqrt{\frac{2\pi^2 l^3 E(k_0)}{N_1 N_2 N_3 \Delta^3 {k_0}^4}} \begin{bmatrix} k_2\zeta_1 & k_3 - k_1\zeta_1 + \beta k_1 & -k_2 \\ k_2\zeta_2 - k_3 - \beta k_1 & -k_1\zeta_2 & k_1 \\ \frac{{k_0}^2 k_2}{k^2} & -\frac{{k_0}^2 k_1}{k^2} & 0 \end{bmatrix}$$

u_1, u_2, u_3 ——复数矢量分量，其实部和虚部为湍流速度场的独立实现；

n_1, n_2, n_3 ——复数高斯随机值，对于每个不同的波数，它们是独立的并且具有单位方差的实部和虚部；

x, y, z ——空间网格点的坐标；

N_1, N_2, N_3 ——3 个方向上的空间网格点的数量；

Δ ——空间网格的分辨率。

公式(C.13)中，符号 $\sum_{k_1,k_2,k_3}$ 表示网格中所有无量纲波数的总和，可以用 FFT(快速傅里叶变换)方法得到。当空间域在任何方向上小于 $8l$ 时，建议对波张量因数分解[$C(k_1,k_2,k_3)$]进行修正。Mann 对具体方法进行了详细说明(1998)。

Mann 模型参数所代表的均匀切变模型是基于第 6 章中的外部环境条件给出的，由此产生的风谱相当于 Kaimal 谱。

进行特定场址分析时，切变(各向异性)参数 γ、耗散系数 $\alpha^{2/3}$ 以及尺度参数 l 可由现场定点高频测量值 $F_u(kl)$、$F_v(kl)$、$F_w(kl)$ 以及 $F_{uw}(kl)$ 给出。根据实测所得的以上 3 个参数即可用于生成 Mann 模型湍流风速场。

C.3 Kaimal[42] 频谱和指数相干模型

分量功率谱密度以无量纲形式由公式(C.14)给出：

$$\frac{fS_k(f)}{\sigma_k^2} = \frac{4fL_k/V_{hub}}{(1+6fL_k/V_{hub})^{5/3}} \quad \cdots\cdots(C.14)$$

式中：

f ——频率，单位为赫兹(Hz)；

k ——表示速度分量方向的下标(即 1 表示纵向，2 表示横向，3 表示竖向)；

S_k ——单边速度分量谱；

σ_k ——速度分量标准偏差；

L_k ——速度分量积分尺度参数。

42) 请注意，表 C.1 中的湍流分量方差比和竖向速度分量方程式与原始 Kaimal 频谱模型略有不同。纵向尺度被选择为接近原始的 Kaimal 频谱，对于横向和竖向上的尺度，满足 6.3 的渐近惯性子范围的频谱要求和表 C.1 给出的方差比。

公式(C.15)如下：

$$\sigma_k^2 = \int_0^\infty S_k(f)\mathrm{d}f \qquad \cdots\cdots(\mathrm{C.15})$$

表 C.1 给出了湍流谱参数。

表 C.1　Kaimal 频谱模型湍流谱参数

参数	速度分量下标(k)		
	1	2	3
标准偏差(σ_k)	σ_1	$0.8\sigma_1$	$0.5\sigma_1$
积分尺度参数(L_k)	$8.1\Lambda_1$	$2.7\Lambda_1$	$0.66\Lambda_1$
σ_1 和 Λ_1 分别是 6.3 中规定的湍流标准偏差和尺度参数。			

下面的指数相干模型可以和 Kaimal 频谱相结合，来说明纵向速度分量的空间相关结构，见公式(C.16)。

$$\mathrm{Coh}(r,f) = \exp\left[-12\left(\left(f\cdot r/V_{\mathrm{hub}}\right)^2 + \left(0.12r/L_c\right)^2\right)^{0.5}\right] \qquad \cdots\cdots(\mathrm{C.16})$$

式中：

$\mathrm{Coh}(r,f)$　——相干函数，定义为由频谱函数分开的两个空间分离点的矢量风速纵向分量正交谱密度合成值；

r　——两点之间分离矢量在垂直于主风向平面上的投影幅值；

f　——频率，单位为赫兹(Hz)；

$L_c = 8.1\Lambda_1$　——相干尺度参数。

C.4　参考文献

[1] J.C.Kaimal, J.C.Wyngaard, Y.Izumi, and O.R.Cote, Spectral characteristics of surface-layer turbulence, Q.J.R.Meteorol.Soc., v.98, 1972, pp.563-598.

[2] T.von Karman, Progress in the statistical theory of turbulence, Proc.Nat.Acad.Sci., v.34, 1948, pp.530-539.

[3] J.Mann, The spatial structure of neutral atmospheric surface-layer turbulence, J.of Fluid Mech., v.273, 1994, pp.141-168.

[4] J.Mann, Wind field simulation, Prob.Engng.Mech., v.13, n.4, 1998, p.269-282.

附 录 D
（资料性）
地震载荷评估

D.1 概述

有两种评估风力发电机组地震载荷的方法，一种是时域动态仿真法，另一种是响应谱方法（RSM）。在时域动态仿真方法中，地表地震加速度是根据岩基工程响应谱或地方建筑规范中规定的地表运动的时间历史来估计。响应谱的特定场址参数可以根据当地建筑规范确定（见本附录参考文献[1]～[7]）。由于风力发电机组支撑结构阻尼比较低，当采用响应谱方法评估时，需要特别注意（见本附录参考文献[8]）。在附录 D 中，D.2 首先给出了设计响应谱，D.3 对其结构模型进行了描述，D.4 是地震载荷评估方法，D.5 是附加载荷。本附录参考文献[9]～[10]中给出了一个时域动态仿真的例子。

D.2 设计响应谱

岩基工程通常选择重现周期为 475 年的加速度响应谱。一般情况下，响应谱由当地规范给出。

加速度响应谱定义见公式（D.1）：

$$S_{a0}(T)=\begin{cases} a_0\left[1+(\beta_0-1)\dfrac{T}{T_B}\right] & (0\leqslant T<T_B)\\ a_0\beta_0 & (T_B\leqslant T<T_C)\\ a_0\beta_0\left(\dfrac{T_C}{T}\right)^{K_1} & (T_C\leqslant T<T_D)\\ a_0\beta_0\left(\dfrac{T_C}{T_D}\right)^{K_1}\left(\dfrac{T_D}{T}\right)^{K_2} & (T_D\leqslant T) \end{cases} \quad \cdots\cdots (D.1)$$

式中：

a_0——重现周期 475 年的岩基工程的地表加速度峰值；

β_0——加速度响应恒定区域的加速度响应倍率，可取为 2～3；

T——结构体基本的自然周期。

T_B、T_C、K_1 和 K_2 取决于地质构造、地质和土壤条件。T_B 可取值为 $1/5T_C$～$1/2T_C$。对于坚硬的土壤条件，T_C 可以取 0.3 s～0.5 s；对于中等土壤条件，T_C 可以取 0.5 s～0.8 s；对松软的土壤条件，T_C 可以取 0.8 s～1.2 s。K_1 和 K_2 的值是在 1/3～2 之间变化的指数。这些参数可以由本附录参考文献[2-4]中所示的当地设计规范来确定。

设计响应谱可以写成公式（D.2）（见本附录参考文献[2]）。

$$S_a(T,\zeta)=\begin{cases} a_0G_S\left[1+(F_\zeta\beta_0-1)\dfrac{T}{T_B}\right] & (0\leqslant T<T_B)\\ a_0G_SF_\zeta\beta_0 & (T_B\leqslant T<T_C)\\ a_0G_SF_\zeta\beta_0\left(\dfrac{T_C}{T}\right)^{K_1} & (T_C\leqslant T<T_D)\\ a_0G_SF_\zeta\beta_0\left(\dfrac{T_C}{T_D}\right)^{K_1}\left(\dfrac{T_D}{T}\right)^{K_2} & (T_D\leqslant T) \end{cases} \quad \cdots\cdots (D.2)$$

式中：

G_S——土壤的放大系数；

F_ζ——结构的阻尼修正系数。

土壤放大系数(G_S)解释了地震波在通过建筑结构时,在土壤传播过程中的放大差异。当地的设计规范通常定义典型的土壤类型及其放大系数,这些值可用于风力发电机组的地震载荷评估。

下面的阻尼修正系数可以用于风力发电机组的地震响应分析,见公式(D.3)(本附录参考文献[8])。

$$\begin{cases} F_\zeta(\zeta,T,\gamma)=\left(\dfrac{7}{2+100\zeta}\right)^{(-0.07T+0.7\gamma+0.5)} & (\zeta\leqslant 5\%) \\ F_\zeta(\zeta,T,\gamma)=\left(\dfrac{2}{-3+100\zeta}\right)^{(0.15\lg\frac{T}{1.5\gamma}+0.3)} & (\zeta>5\%) \end{cases} \quad \cdots\cdots(\text{D.3})$$

式中:

γ——考虑地震载荷不确定性的值,考虑当地的要求,γ 可取 0.5～0.85 之间的值。

D.3 结构模型

可以使用简化的自由度模型(图 D.1)来评估风力发电机组的地震载荷,其中风轮、齿轮箱和发电机的质量和惯性矩集中在塔顶(节点 N),塔架的质量沿塔高分布。在评估塔架的载荷时,塔架底部需要固定在地面上。基础的载荷评估可能需要更复杂的模型,不在本文件的范围内。

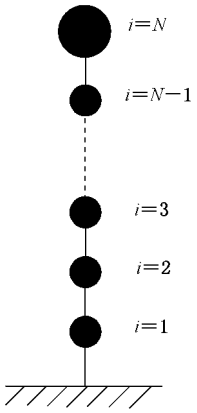


图 D.1 响应谱法的结构模型

D.4 地震载荷评估

使用响应谱法,第 i 节点在第 j 阶模态的最大加速度(A_{ij})、力(F_{ij})和位移(D_{ij})可按公式(D.4)公式(D.5)和公式(D.6)计算:

$$A_{ij}=\gamma_j X_{ij} S_a(T_j,\zeta_j) \quad \cdots\cdots(\text{D.4})$$

$$F_{ij}=\gamma_j X_{ij} S_a(T_j,\zeta_j) m_i \quad \cdots\cdots(\text{D.5})$$

$$D_{ij}=\gamma_j X_{ij} S_a(T_j,\zeta_j)\left(\frac{T_j}{2\pi}\right)^2 \quad \cdots\cdots(\text{D.6})$$

式中:

X_{ij} ——从特征值分析得到的第 j 阶模态振型;

$S_a(T_j,\zeta_j)$——自然周期为 T_j、阻尼比 ζ_j 以及模态为 j 阶的响应谱幅值;

γ_j ——第 j 阶模态参与因子。

公式(D.7)如下:

$$\gamma_j=\frac{\sum_{i=1}^{N} X_{ij}}{\sum_{i=1}^{N} X_{ij}^2} \quad \cdots\cdots(\text{D.7})$$

式中：

N——模型中节点的数量。

所有相关模态在第 i 节点的总加速度(A_i^{total})、位移(D_i^{total})、剪力(Q_i^{total})和弯矩(M_i^{total})都可以通过完全二次项组合方法(CQC)[公式(D.8)～公式(D.11)]计算：

$$A_i^{\text{total}}=\sqrt{\sum_{j=1}^{M}\sum_{l=1}^{M}\rho_{jl}A_{ij}A_{il}} \qquad \cdots\cdots(\text{D.8})$$

$$D_i^{\text{total}}=\sqrt{\sum_{j=1}^{M}\sum_{l=1}^{M}\rho_{jl}D_{ij}D_{il}} \qquad \cdots\cdots(\text{D.9})$$

$$Q_i^{\text{total}}=\sqrt{\sum_{j=1}^{M}\sum_{l=1}^{M}\rho_{jl}\left(\sum_{k=i}^{N}F_{kj}\right)\left(\sum_{k=i}^{N}F_{kl}\right)} \qquad \cdots\cdots(\text{D.10})$$

$$M_i^{\text{total}}=\sqrt{\sum_{j=1}^{M}\sum_{l=1}^{M}\rho_{jl}\left[\sum_{k=i}^{N}F_{kj}(Z_N-Z_k)\right]\left[\sum_{k=i}^{N}F_{kl}(Z_N-Z_k)\right]} \qquad \cdots\cdots(\text{D.11})$$

其中：

$$\rho_{jl}=\frac{8\sqrt{\zeta_j\zeta_l}(\zeta_j+X_{jl})X_{jl}^{3/2}}{(1-X_{jl}^2)^2+4\zeta_j\zeta_lX_{jl}(1+X_{jl}^2)+4(\zeta_j^2+\zeta_l^2)X_{jl}^2} \qquad \cdots\cdots(\text{D.12})$$

式中：

ζ_j，ζ_l ——第 j 阶和第 l 阶模态的阻尼比；

X_{jl} ——第 j 阶模态固有频率与第 l 阶模态固有频率之比。

D.5 附加载荷

塔架的扭矩(M^{t})可以用公式(D.13)(本附录参考文献[8])计算。

由几何非线性导致的附加弯矩，如 p-Δ 效应，可以通过最大位移计算，参见本附录参考文献[8]。

$$M^{\text{t}}=1.1M_{\text{n}}A_{\text{n}}L_{\text{e}} \qquad \cdots\cdots(\text{D.13})$$

式中：

M_{n} ——机舱和风轮的质量；

A_{n} ——机舱的最大加速度；

L_{e} ——机舱和风轮重心与塔架中心的距离。

D.6 参考文献

[1] ISO 3010:2001 Basis for design of structures—Seismic actions on structures

[2] Eurocode 8, Design of Structure for Earthquake Resistance; Part 1: General Rules, Seismic Actions and Rules for Buildings, EN-1998-1:2004.

[3] ASCE 7-05, Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures, American Society of Civil Engineers, Reston, Virginia, USA, 2006.

[4] BSL, The Building Standard Law of Japan, The building center of Japan, 2004.

[5] AIJ, Architectural Institute of Japan, Seismic Loads Commentary, 2004.

[6] IBC, International Building Code, International Code Council, Falls Church, Virginia, 2009.

[7] UBC-97 Uniform Building Code, International Conference of Building Officials (ICBO), 1997.

[8] Y.Takei and T.Ishihara, Seismic Load Evaluation of Wind Turbine Support Structures Considering High Structural Damping and Additional Mode, Proc. Of Grand Renewable Energy Conference, 2014.

[9] D.Witcher, Seismic analysis of wind turbines in the time domain, Wind Energy, No.8, p.81-91, 2005.

[10] I. Prowell, A. Elgamal, C.-M. Uang, J. E. Luco, H. Romanowitz, and E. Duggan, Shake table testing and numerical simulation of a utility-scale wind turbine including operational effects, Wind Energy, DOI: 10.1002/we.1615.

附 录 E
（资料性）
尾流及风电场湍流

E.1 附加尾流的湍流方法

在正常风况下，对于疲劳分析，可以通过有效湍流强度（I_{eff}）来考虑邻近风力发电机组的尾流影响（本附录参考文献[1]）。在轮毂高度处的平均风速（V_{hub}）下，有效湍流强度定义见公式（E.1）：

$$I_{\mathrm{eff}}(V_{\mathrm{hub}})=\left\{\int_{0}^{2\pi}p(\theta\,|\,V_{\mathrm{hub}})I^{m}(\theta\,|\,V_{\mathrm{hub}})\mathrm{d}\theta\right\}^{\frac{1}{m}} \quad \cdots\cdots(\mathrm{E.1})$$

式中：

p ——风向分布的概率密度函数；

I ——θ 风向上综合环境流场及尾流的湍流强度；

m ——结构部件所用材料的 Wöhler 曲线指数。

本方法同时适用于规则排布及非规则排布的风电场。

在下列公式中，均假定风向均匀分布且风电场为规则排布的矩形。对于风向分布不均匀或风场为不规则排布，可在计算时对下面的公式进行相应的调整[43)]。同时假定风电场内的平均风速不受尾流影响而降低。

若 $\min\{d_1\}\geqslant 10D$，见公式（E.2）：

$$I_{\mathrm{eff}}=\frac{\hat{\sigma}_{\mathrm{c}}}{V_{\mathrm{hub}}} \quad \cdots\cdots(\mathrm{E.2})$$

若 $\min\{d_1\}<10D$，见公式（E.3）：

$$I_{\mathrm{eff}}=\frac{\hat{\sigma}_{\mathrm{eff}}}{V_{\mathrm{hub}}}=\frac{1}{V_{\mathrm{hub}}}\left[(1-Np_{\mathrm{w}})\hat{\sigma}_{\mathrm{c}}^{m}+p_{\mathrm{w}}\sum_{i=1}^{N}\hat{\sigma}_{\mathrm{T}}^{m}(d_i)\right]^{\frac{1}{m}}$$

$$p_{\mathrm{w}}=0.06 \quad \cdots\cdots(\mathrm{E.3})$$

式中：

D ——风轮直径；

$\hat{\sigma}_{\mathrm{c}}=\hat{\sigma}+1.28\hat{\sigma}_{\sigma}$ ——环境湍流标准偏差代表值；

$\hat{\sigma}$ ——风速标准偏差的估计值；

$\hat{\sigma}_{\sigma}$ ——风速标准偏差的标准差估计值；

$\hat{\sigma}_{\mathrm{T}}=\sqrt{\dfrac{V_{\mathrm{hub}}^{2}}{\left(1.5+\dfrac{0.8d_i}{\sqrt{C_{\mathrm{T}}}}\right)^{2}}+\hat{\sigma}_{\mathrm{c}}^{2}}$ ——中心尾流风速标准偏差最大值（式中未考虑风电场的湍流）；

C_{T} ——对应轮毂高度处风速下的风力发电机组推力系数的特征值，若邻近机组的推力系数未知，可使用通用值 $C_{\mathrm{T}}=7c/V_{\mathrm{hub}}$；

d_i ——经过风轮直径归一化处理后与邻近机组 i 的间距；

c ——等于 1 m/s 的常量；

I_{eff} ——有效湍流强度；

43） 对于非规则分布的风电场或未并网的风电场，该公式需依据公式（E.1）所引入的概念做相应修改。其中需要考虑到每一台会造成尾流影响的邻近机组、该机组所影响的扇区以及根据轮毂高度处平均风速所决定的发生概率。

N ——邻近机组的数量，取值见表 E.1。

分析中不需考虑间接作用的尾流效应，例如对于仅有一列排布的风场，仅需要考虑距离研究对象最近的两台机组。在计算 I_{eff} 时，对邻近机组数量的取值取决于风电场的排布方式，具体数值由表 E.1 给出。

表 E.1 邻近机组数目

风场排布方式	N
两台风机	1
一排风机	2
两排风机	5
排布大于两排的风场内	8

对于两行以上规则排布的风电场内部，其示意图见图 E.1。

当风电场规模较大时，场内机组往往会对环境湍流强度产生较大影响。因此，当：

a) 研究对象与风电场边界之间机组数量超过 5 台时，或

b) 在与主风向垂直的方向上机组排布间距小于 3 倍风轮直径时，则需对典型环境湍流强度公式(E.4)进行以下调整($\hat{\sigma}_T$ 表达式中的 $\hat{\sigma}_c$ 保持不变)：

$$\hat{\sigma}'_c = \frac{1}{2}\left(\sqrt{\hat{\sigma}_W^2 + \hat{\sigma}^2} + \hat{\sigma}\right) + 1.28\hat{\sigma}_\sigma \quad \cdots\cdots (E.4)$$

公式(E.4)中：

$$\hat{\sigma}_W = \frac{0.36V_{hub}}{1 + 0.2\sqrt{d_r d_f / C_T}} \quad \cdots\cdots (E.5)$$

式中：

d_r ——列间距；

d_f ——风场行间距。

d_r 和 d_f 均经过风轮直径归一化处理。

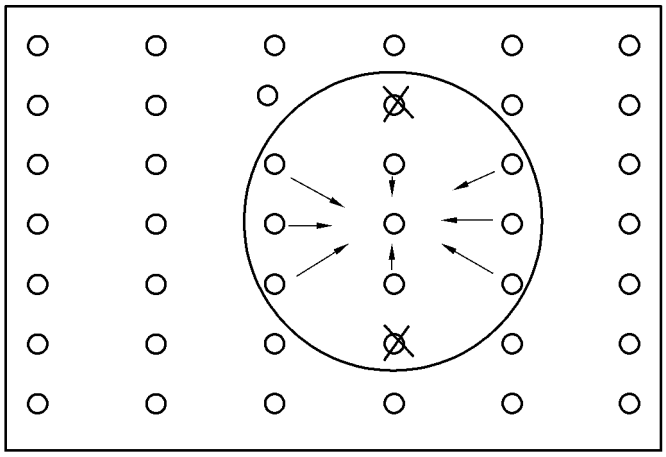


图 E.1 两行以上规则排布的风电场内部布局

E.2 动态尾迹迂曲运动模型

E.2.1 概述

在进行疲劳及极限载荷分析时需考虑临近机组所造成的尾流影响，该影响可使用动态尾迹迂曲运

动模型进行刻画(见本附录参考文献[2-4]。此模型描述了场区内平均流场、湍流强度及湍流结构相对于外部环境的变化。

动态尾迹模型由 3 部分组成,见图 E.2 所示:

1) 在动态坐标系下构建的尾流损失模型;

2) 下游尾流迂曲运动的随机模型;

3) 在动态坐标系下构建的尾流诱导湍流模型。

下面给出了各子系统的概要描述以及它们在多重尾流情况下的合成与延伸。

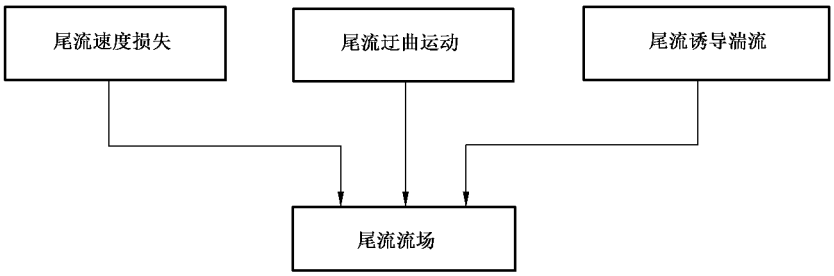


图 E.2 动态尾迹迂曲运动模型组成

E.2.2 尾流损失

随着尾流结构向风轮平面下游传递,尾流区域会逐步扩散且尾流区域内速度损失效应会逐渐衰减。推荐使用的尾流损失模型是基于"薄剪切层"假设的旋转对称形式的 Navier-Stokes 方程。求解时忽略方程中的压力项,并采用涡流黏度法计算雷诺应力,则求解的方程组为公式(E.6)和公式(E.7):

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}[rV(r,x)]+\frac{\partial U(r,x)}{\partial x}=0 \qquad \cdots\cdots(\text{E.6})$$

$$U\frac{\partial U(r,x)}{\partial x}+V(r,x)\frac{\partial U(r,x)}{\partial r}=\frac{\nu_T}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial U(r,x)}{\partial r}\right) \qquad \cdots\cdots(\text{E.7})$$

式中:

U,V ——轴向及径向的平均尾流速度;

ν_T ——包含了环境湍流及尾流诱导湍流贡献的涡流黏度,如公式(E.8):

$$\frac{2\nu_T}{DV_{hub}}=0.023F_1(\tilde{x})\left(\frac{\hat{\sigma}}{V_{hub}}\right)+0.016F_2\frac{R_w(\tilde{x})}{D}\left(1-\frac{U_{min}(\tilde{x})}{V_{hub}}\right) \qquad \cdots\cdots(\text{E.8})$$

无量纲化的轴向位置变量如公式(E.9):

$$\tilde{r}=\frac{2r}{D}$$

$$\tilde{x}=\frac{2x}{D} \qquad \cdots\cdots(\text{E.9})$$

F_1 和 F_2 为与轴向坐标有关的滤波函数,R_w 为尾迹半径,U_{min}为最小尾迹速度,式中考虑了尾流近区的压强影响(即 F_2),以及尾流近区和中部区域存在的剪切流与湍流之间的不平衡现象(即 F_1)。以上两个滤波函数表达式分别为公式(E.10)和公式(E.11):

$$F_1(\tilde{x})=\begin{cases}\left(\frac{\tilde{x}}{8}\right)^{3/2}-\frac{\sin(2\pi\tilde{x}^{3/2}/8^{3/2})}{2\pi} & (0\leqslant\tilde{x}<8)\\ 1 & (\tilde{x}\geqslant 8)\end{cases} \qquad \cdots\cdots(\text{E.10})$$

$$F_2(\tilde{x})=\begin{cases}0.062\ 5 & (0\leqslant\tilde{x}<4)\\ 0.025\tilde{x}-0.037\ 5 & (4\leqslant\tilde{x}<12)\\ 0.001\ 05(\tilde{x}-12)^3+0.025\tilde{x}-0.037\ 5 & (12\leqslant\tilde{x}<20)\\ 1 & (20\leqslant\tilde{x})\end{cases} \quad \cdots\cdots(\text{E.11})$$

F_2 的表达式中隐含了尾流近区压强影响，同时由尾流扩散所导致的边界层压强恢复效应也进一步被公式(E.6)及公式(E.7)所涵盖。因此，尾流的初始半径可近似表示为公式(E.12)：

$$R_w(0)=D(1-0.45a_m^2)\sqrt{\frac{1+m}{8}} \quad \cdots\cdots(\text{E.12})$$

式中：

a_m——基于整个风轮平面的平均诱导因子。

$$m=\frac{1}{\sqrt{1-C_T}} \quad \cdots\cdots(\text{E.13})$$

式中：

C_T——风轮推力系数。

因此，由公式(E.6)和公式(E.7)描述的靠近风轮后方的初始尾流损失则由组合了叶片动量叶素理论和径向缩放效应的公式(E.12)确定。

E.2.3 迂曲运动

尾流迂曲运动模型的建立基于如下假定：尾流在大气边界层中的传递运动可以认为是由大尺度涡结构所驱动的。因此对尾流运动过程的建模需考虑合适的随机传输介质(即大尺度湍流场)以及对此大尺度涡结构进行限定的截止频率。

通过考虑与被动示踪剂类似的连续瞬间“排放”的一系列尾流损失释放，建立尾流回旋随机模型。随后对单一尾流结构的运动规律进行仿真。这样即可得到尾流在时空中的传递规律。

根据泰勒假设，单一尾流结构向下游的传递速度一般取环境平均风速。由于每个尾流结构在大尺度涡结构的作用下会持续发生位置偏移，因此横向及垂直方向上尾流传递的运动规律取决于尾流所处位置及该时刻下大尺度涡结构相应方向的速度分量。其数学表达式为公式(E.14)和公式(E.15)：

$$\frac{dy}{dt}=v_C(y,z,t) \quad \cdots\cdots(\text{E.14})$$

$$\frac{dz}{dt}=w_C(y,z,t) \quad \cdots\cdots(\text{E.15})$$

式中：

y ——尾流结构横向位置；

z ——尾流结构竖直方向位置；

v_C，w_C——t 时刻大尺度涡结构在对应方向上的速度分量。

对于大尺度涡结构的定义，本文件中建议使用泰勒湍流冻结假设限定涡结构的截止频率，见公式(E.16)：

$$f_C=\frac{U_u}{4R} \quad \cdots\cdots(\text{E.16})$$

需要注意：若使用上述定义方式，则所定义的大尺度涡结构不会受到来自风电场对环境流场的影响。

E.2.4 尾流诱导湍流

尾流诱导湍流包括由尾流区域与自由流区域交界处的剪切流所引起的常规机械湍流，以及由叶尖

和叶根处产生的翼尖涡及叶根涡在向下游传递过程中逐渐破碎所引发的湍流。因此这种湍流一般认为与环境湍流无关。

由于尾流诱导湍流的长度尺度与尾流结构本身的特征尺度相当，因此可认为由尾流诱导所产生的湍流是随着尾流结构共同传递的。基于这种假设可知：由尾流诱导所产生的小尺度湍流模型也被建立在迂曲运动的参照系内。尾流诱导所产生的不均匀湍流场可近似求解，求解方法为对一个均匀且各向同性的湍流场进行缩放并假定其特征尺度等于风轮直径，需注意该求解方法违背了二阶统计特性（即湍流相关性）。求解中假定湍流标准差等于 1 m/s。同时假定尾流诱导湍流强度具有旋转对称性，因此缩放系数仅与下游轴向坐标及径向坐标相关。经验缩放系数 k_{wt} 取决于给定轴向坐标处的尾流速度损失（$V_{hub}-U_{min}$），以及该位置处的速度径向梯度 $\partial U/\partial r$，见公式（E.17）：

$$k_{wt}(\tilde{x},\tilde{r})=0.6\left|1-\frac{U(\tilde{x},\tilde{r})}{V_{hub}}\right|+\frac{0.35}{V_{hub}}\left|\frac{\partial U(\tilde{x},\tilde{r})}{\partial\tilde{r}}\right| \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (E.17)$$

E.2.5 尾流叠加

在处理风电场内的流场时，应重点考虑尾流叠加效应。这是一个需要简化的复杂过程。建模时，需对场内所有尾流结构（包含小尺度尾流模型引入的湍流）分别进行处理，之后对所有尾流结构联合传递的规律进行建模。根据环境风速条件，针对机组额定功率以下及额定功率以上风况分别建模。

额定功率以下：对于风轮中心位于风电场内空间位置为 x 的机组，以风轮中心为原点建立极坐标系 (r,θ)，则该机组经历的随时间变化的流场是由上游主导尾流（即上游所有机组产生的尾流效应中贡献最为明显的尾流结构）所决定的。该流场可以表述为公式（E.18）：

$$U_t(r,\theta,t\,|\,x)=\underset{i}{\mathrm{MIN}}[U_{t,i}(r,\theta,t\,|\,x)] \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (E.18)$$

式中：$(r,\theta,t\mid x)$ 给出了以 x 为中心的极坐标系下的空间坐标以及时间坐标。每一个独立尾流区域内的流场则由 $U_{t,i}=(U_i+u_i)e_1+v_ie_2+w_ie_3$ 给出，其中 e_1、e_2、e_3 分别为纵向、横向、竖直方向上的单位向量，参数 i 代表在给定平均风向时对 x 处机组存在尾流影响的所有上游机组。需要注意：公式（E.18）中未能准确描述由尾流诱导所产生的湍流对流场的影响，然而由于尾流诱导湍流为小尺度湍流结构，因此在处理大尺度尾流叠加问题时这种误差带来的影响较小，该方法依然适用。

额定功率以上：使用相同的命名规则，对于风轮中心位于风电场内空间位置为 x 的机组，其所经历的随时间变化的流场是由上游所有尾流结构的叠加决定的，见公式（E.19）：

$$U_t(r,\theta,t\,|\,x)=\sum_i U_{t,i}(r,\theta,t\,|\,x) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (E.19)$$

E.2.6 模型综合

风电场内每台机组所处位置的流场，都是在自由流场的基础上线性叠加尾流效应以及尾流诱导湍流的结果。其中自由流场由确定性部分（例如风剪切、平均风速）及常规湍流部分组成。需叠加的效应包括尾流损失（V_{hub}-U），以及尾流诱导产生的小尺度湍流结构，叠加原则由公式（E.18）给出。值得注意的是，迂曲的尾流衰减是目前为止主要的尾流效应。

E.3 参考文献

[1] S.Frandsen (2007) Turbulence and turbulence generated structural loading in wind turbine clusters, Risø report R-1188.

[2] Larsen, G.C., Madsen, H.Aa., Thomsen, K., and Larsen, T.J. Wake meandering apragmatic approach. Wind Energy, 11, 2008, p.377-395.

[3] Madsen, H.Aa., Larsen, G.C., Larsen, T.J., and Troldborg, N. Calibration and Validation of the Dynamic Wake Meandering Model for Implementation in an Aeroelastic Code. J. Sol. Energy

Eng.,132(4),2010.

[4] Larsen,T.J.,Madsen,H.A.,Larsen,G.C.and Hansen,K.S.Validation of the Dynamic Wake Meander Model for Loads and Power Production in the Egmond aan Zee Wind Farm.Wind Energy.16,2013,p.605-624.

附 录 F
（资料性）
基于测量-相关-预测（MCP）方法的风力发电机组场址风分布预测

F.1 概述

特定场址的风力发电机组适应性评估，需要评估场址的设计关键风速参数。通常情况下，即使在风电场内的单个点上，也没有足够的数据来进行评估。然而，可以基于其他地点的长期记录数据，采用外推法合成场址内的长期数据。MCP 方法是合成场址长期数据的一种方法，以下方法说明源于本附录参考文献[2]，更多信息参见本附录参考文献[3-5]。

F.2 测量-相关-预测（MCP）

由于数据变化的平均周期和方向特性不同，MCP 方法有多种形式。这里介绍的一种形式是基于风力发电机组场址和附近参考气象站同期小时数据。交叉划分这些数据，并且用于推导扇区线性回归方程；各个扇区要与气象站采用的一致，典型为 30°的扇区。用于推导回归方程的数据量宜足够多，至少应保守的涵盖季节性变化规律。

F.3 用于年平均风速和分布

可对气象站的长期记录数据，分扇区使用上述回归方程，时间应足够长，以消除短期变化的影响，可能至少需要 7 年的数据。所得到的结果是场址的每小时平均记录，这些记录可处理成场址评估中的概率分布。

F.4 应用于极端风速

预测极端风速的经典方法是改进的 Gumbel 分析方法，例如，本附录参考文献[1]中介绍的 BLUE (Best Leiblein Unbiased Estimators)法。建议数据集的长度至少为 10 年。

也可以采用独立暴风法(MIS)，这是一种派生的 Gumbel 方法。这种方法利用数据集中每年多点数据，Cook 对此也有所介绍。采用这种方法，所使用的数据集可缩短为 4 年。MIS 通过采用阈值和时间过滤器来选择单个暴风峰值风速，以确保所有数值都来自独立事件。

对于基本的 Gumbel 按年、对 MIS 按暴风事件和按扇区，在气象站的最大小时风速表中应用特定扇区的回归系数。因此，为风电场址建立了类似的表格。提取候选场址每年的最大值，以用于 Gumbel 分析。

在此使用这些系数是合适的，因为它们来源于每小时平均数据，并且应用于每小时平均数据。在该方法中，不需要假设候选地点最大值与参考场址最大值在同一扇区。考虑两个场址之间的关系，通过使用特定扇形的回归系数，能更准确地确定候选地址的最大值。

在极端风速分析中，相关循环周期的选择宜考虑每年发生事件的次数。

宜通过场址测量数据或理论方法估算阵风因子。

用户使用这些方法进行极端风速估算时宜注意，与参考气象站相比，估算结果的准确度很大程度上取决于数据质量和当地的实际情况。因此，回归分析与参考气象站数据的相关性可能很差。如果现有的地方规范被主管部门认为是适用的，则使用此类规范获得的极值宜被视为设计中优先于 MCP 的最小值。

F.5 参考文献

[1] N.J.Cook, The designers guide to wind loading of building structures, Butterworths, 1995.

[2] National Wind Power and Climatic Research Unit of the University of East Anglia, Prediction of extreme wind speed at wind energy sites, a set of guidelines prepared under ETSU contract W/11/00427/00.

[3] R I Harris, Gumbel re-visited a new look at extreme value statistics applied to wind speeds, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Volume 59 (1996) p.1-22.

[4] D.C.Quarton, Wind Farms in Hostile Terrain, Final Report, A report prepared under ETSU contract W/43/00501/00/00, July 1999.

[5] R.I.Harris, The accuracy of design values predicted from extreme value analysis, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 89 (2001) pp.153-164.

附 录 G
（资料性）
用于极限强度分析的载荷统计外推法

G.1 概述

当关键位置的应力超过构件材料的承载能力时，结构就会失效。假设局部应力与载荷有关，因此局部应力随着载荷的增加而逐渐增大，结构部件的强度可以定义为使结构破坏的极限载荷。对于给定的运行载荷，可应用适当的安全系数，通过比较极限载荷与承载力极限值来评估结构的适应性。

风力发电机组载荷取决于不同风况下的湍流风。因此，为确定适当的特征载荷，有必要在统计基础上分析载荷的极限值。

对于给定的风况，将短期载荷响应模拟为一个平稳的随机过程是合理的。假定载荷可以被表示为这样的过程，下面将介绍用于外推和载荷外推的数据提取的方法。此外，还提出了收敛准则，并给出了估计长期载荷的替代方法：一阶逆可靠性方法（IFORM）。

此方法已经在 3 叶片水平轴上风向风力发电机组进行了测试。可能需要特别注意：包括载荷反馈在内的其他概念的风力发电机组和/或控制方案。更多的信息和指导可以在本附录参考文献[1]中找到。

G.2 外推数据提取

外推法中使用的数据是在指定风况条件下从风力发电机组运行范围内的仿真时序中提取的。数据可以通过选择全局个体响应极限值来提取，这些极限值可以选自每个仿真模拟，或是选自将仿真分成相等时间的模块，也可源于确保极限之间的最小时间间隔而创建的某个子集。

对于某些外推方法，在各个载荷响应极值之间建立独立性很重要。提取时，设计者宜考虑峰值之间独立性对外推的影响，并在可能的情况下最大限度地降低依赖性。如果选择用于外推的方法对独立性假设敏感（例如，该方法涉及在时基之间转换概率函数），则设计者宜尝试对独立性进行统计测试。

确保独立性的一个简单方法是，假设在每个 10 min 模拟中的全局极值，或不小于 3 个响应周期的局部极值是相互独立的，其中局部极值的独立性假定需要保证在 3 个响应循环内的个体响应极值之间的最小时间间隔（最小间隔是由 3 个模块的平均插值确定的）。如果需要一个系统的统计方法，设计者可以使用标准估算技术（例如本附录参考文献[5,6]）测试独立性，然后以可控的方式最小化相关性。

也可以采用峰值阈值法，但是设计者宜注意，由阈值引入的截断误差和相关性不会显著影响经验分布的形状。

G.3 载荷外推方法

G.3.1 概述

风力发电机组的 50 年一遇的载荷可以被定义为超越概率为$\frac{1}{50\text{ 年}}=0.02/\text{年}$的极限载荷。

为确定 50 年一遇载荷所推荐的极端事件外推方法可以分为以下几个步骤：

1） 先进行参数拟合，然后聚合。

- 将机组的运行范围细分为离散风速，并且在正常湍流（NTM）水平下进行时域仿真。
- 估计每个风速样本的极值（参数）分布（本附录参考文献[2]）。
- 根据平均风速的长期分布函数聚合所有极值分布。

- 预测集合分布函数 50 年一遇的数值。
- 对于全局极值来自 10 min 模拟的情况，50 年一遇载荷的概率大约为 3.8×10^{-7}。

2) 先进行数据聚合，然后拟合。

- 将机组的运行范围细分为离散风速，并且在正常湍流(NTM)水平下进行时域仿真。
- 根据机组运行范围内平均风速的长期分布函数，汇总各时间序列的所有相关极值。
- 估计所有极限值的一个(聚合的)分布函数。
- 从估计的聚合分布函数中预测 50 年一遇的数值。

将特定观测期 T 内模拟的极限值短期分布聚合成同周期长期极限值的经验分布，有两种不同的情况：从全局极限值外推和从局部极限值外推。

G.3.2 全局极限

在观测周期(T)内全局极限值的短期分布如公式(G.1)：

$$F_{\text{short-term}}(s\,|\,V,T) \qquad \cdots\cdots(\text{G.1})$$

式中：

s——载荷响应；

V——观测周期内的平均风速。

若使用平均风速的长期分布，则极限值的长期分布由公式(G.2)表示：

$$F_{\text{long-term}}(s,T)=\mathrm{e}^{\int_{V_{\text{in}}}^{V_{\text{out}}}\ln(F_{\text{short-term}}(s\,|\,V,T))f(V)\mathrm{d}V} \qquad \cdots\cdots(\text{G.2})$$

这个方程的推导假设对数值 s_{r} 的超越形成了一个有独立增量的复合泊松点。所需的回归周期 T_{r} 的极限值载荷响应 s_{r}，见公式(G.3)：

$$F_{\text{long-term}}(s,T)=(1-\frac{1}{T_{\text{r}}})^{\frac{T}{1}}\approx 1-\frac{T}{T_{\text{r}}} \qquad \cdots\cdots(\text{G.3})$$

对于足够小的$\frac{T}{T_{\text{r}}}$值，这些公式的实际应用通常使用离散风速值，则如公式(G.4)：

$$\begin{aligned}F_{\text{long-term}}(s,T)&\approx\prod_{k=1}^{M}(F_{\text{short-term}}(s\,|\,V_k,T))^{p_k}\\ p_k&=f(V_k)\Delta V_k\\ V_{\text{in}}&\leqslant V_1<\cdots<V_M\leqslant V_{\text{out}}\end{aligned} \qquad \cdots\cdots(\text{G.4})$$

对于小的短期超越概率，则保守近似为公式(G.5)：

$$\begin{aligned}F_{\text{long-term}}(s,T)&\approx 1-\sum_{k=1}^{M}(1-F_{\text{short-term}}(s\,|\,V_k,T))p_k\\ &=\sum_{k=1}^{M}F_{\text{short-term}}(s\,|\,V_k,T)p_k\end{aligned} \qquad \cdots\cdots(\text{G.5})$$

因为在工作范围之外的超越概率假设为零，因此得到公式(G.5)和公式(G.6)。

$F_{\text{short-term}}$分布可以通过拟合经验分布得到：

$$\hat{F}_{\text{short-term}}(s_{ki}\,|\,V_k)=\frac{r_i}{n_k+1}(i=1,\cdots,n_k) \qquad \cdots\cdots(\text{G.6})$$

式中，s_{ki}表示来自风速 k 的第 i 个极限值样本，r_i 为 s_{ki}在 n_k 个极值中的序号，而这些极值是在风速 k 下得到的。在接下来的推导中，值得注意的是，由求和方式得到的一个等效的经验分布表达式，如公式(G.7)：

$$\hat{F}_{\text{short-term}}(s_{ki}\,|\,V_k)=\sum_{j=1}^{n_k}\frac{1}{n_k+1}I(s_{kj}-s_{ki})(i=1,\cdots,n_k) \qquad \cdots\cdots(\text{G.7})$$

其中指示函数 $I(x)$的表达式为见公式(G.8)：

$$I(x)=\begin{cases}1 & (x\leqslant 0)\\ 0 & (x>0)\end{cases} \qquad \cdots\cdots(\text{G.8})$$

指示函数的作用是挑选出所有小于或等于 s_{ki} 的值，为的是它们能够构成数值小于或等于 s_{ki} 的经验概率。要注意的是指示函数的具体定义确保包含了宜仿真的相同的极限值。

G.3.3 局部极值

现在，观测期 T 内，全局极限值的短期分布可以由该周期内的 $n(V)$ 个独立的局部极限值得出公式(G.9)(假设极限值为正值，否则可能要变换符号)。

$$F_{\text{short-term}}(s\,|V,T)=F_{\text{local}}(s\,|V,T)^{n(V)} \qquad \cdots\cdots(\text{G.9})$$

公式(G.9)定义的长期分布和期望的回归周期(T_r)的极限载荷响应 s_r，可以如 G.3.2 所述建立。严格地说，n 应是一个随机数，且需要假设这个随机数服从一个(关于 V 的)分布。然而，对于风力发电机组的应用来说，n 的变化与其平均值相比是有限的。因此，如上所述，用 n 的平均值(基于 V 的)替换 n 是足够精确的。如果在应用下面提出的公式时，使用了一个 s 值，则可以接受近似值。该 s 值为所考虑的对具体载荷响应贡献最大的风速代表值。根据近似值，见公式(G.10)：

$$F_{\text{long-term}}(s,T)=\mathrm{e}^{\int_{V_{\text{in}}}^{V_{\text{out}}} n(V)\ln(F_{\text{local}}(s\,|V,T))f(V)\mathrm{d}V} \qquad \cdots\cdots(\text{G.10})$$

G.3.4 长期经验分布

将所有风速的数据集合起来，然后对合并后的数据拟合一个分布是有优势的。实现这一点的一种方法是计算一些模拟，其中每个 bin 区间内模拟的数量取决于风速的威布尔(或合适的)分布，见公式(G.11)。

$$N_{\text{sims}}(V_k)\approx N_{\text{total}}p_k(V_{\text{in}}\leqslant V_1<\cdots<V_m\leqslant V_{\text{out}})$$

$$p_{\text{k}}=f(V_k)\Delta V_k \qquad \cdots\cdots(\text{G.11})$$

一旦完成模拟并提取最大值，所有风速下的所有最大值被合并成一个分布，并对其进行排序，得到公式(G.12)：

$$\hat{F}_{\text{long-term}}(s_i)=\frac{r_i}{n_k+1}(i=1,\cdots,n_{\text{total}}) \qquad \cdots\cdots(\text{G.12})$$

式中，s_i 指的是所有风速中第 i 个极限值，而 r_i 是 s_i 在 n_{total} 个极限值中的序号，这些极限值源自合并后的分布。

这种方法的一个潜在的缺点是，经验分布尾部的极限值是从高风速下的仿真中提取的，这种高风速下的载荷的仿真很少。为了解决这个问题，可以使用额外的低概率风速区间模拟计算额外的长期分布。每个风速区间(bin)总模拟时间宜服从原风速分布。但是，可以使用包含大量模拟的各风速区间自发随机产生的数据形成一些新的长期经验分布。一旦形成一些长期分布，它们可以取平均形成一个单一的集合长期分布，用于外推以降低概率水平。

G.4 收敛标准

G.4.1 概述

在考虑风力发电机组极限载荷时，不同风速的重要性取决于被外推的载荷。有些载荷主要出现在额定风速附近，而另一些则主要出现在切出风速和其他风速附近。重要的是，设计者要密切检查主导的风速，以确保有足够数量的仿真，从而保证该方法的稳定性。从(V_r-2 m/s)到切出风速中，每一个风速都需要至少做 15 次仿真，低于(V_r-2 m/s)的风速时，每个风速也至少需要做 6 次仿真。

除了保证(V_r-2 m/s)到切出风速的最小仿真数量之外，按照 7.6.2，还需应用一个额外的收敛准则。推荐的模拟数量是通过计算得到的经验分布的置信区间来确定的。如果全局载荷最大值的经验分布的 84%分位数的 90%置信区间的宽度小于 84%分位数估计值的 15%，则认为仿真的数量是足够的。

区间大小可由自助抽样法(见本附录参考文献[3])、二项式估计法(见本附录参考文献[4])估计得到,或者,它可以被内化地估计为使用外推法的一部分。

如果使用任何方法得到了平均每 10 min 仿真 m 个极限值,那么上述的 84%分位数需要用 p^* 替代,见公式(G.13)。

$$p^* = (0.84)^{\frac{1}{m}} \qquad \text{(G.13)}$$

不论长期统计的分布是从"先聚合风速数据再进行拟合"的方法得到的,还是从"先将参数分布拟合到各风速的数据中,再进行聚合"的方法得到的,收敛准则[44]宜单独用到每个短期载荷分布中。

在进行拟合前的聚合过程中,利用上述短期收敛的相似收敛准则,可建立所有风速区间聚合后的载荷的经验长期分布。实施收敛准则时的分位数宜比长期的经验分布中任何明显的"膝盖"处(通常是观测得到的)的分位数高,以此来确保与经验分布的尾部更加贴合的收敛检验。

G.4.2 载荷分位数估计

所需的载荷分位数($\hat{L}_p$),与一个非超越概率(P)对应,$\hat{L}_p$ 的估计方法如下:

如果我们在仿真中有 m 个这样的数值,则像 $S_1 \leqslant S_2 \leqslant \cdots \leqslant S_m$,这样将所有载荷数据进行排序。注意,如果使用全局最大值,则 m 要和仿真的数量相等。

对于任意具体的概率(p),确保能找到一些整数 i($2 \leqslant i \leqslant m$),如公式(G.14):

$$\frac{i-1}{m+1} \leqslant p \leqslant \frac{i}{m+1} \qquad \text{(G.14)}$$

需要获得足够多的极限值数量 m(为此需要进行足够数量的仿真),以便可以找到上述不等式的解和 i 的值。

则载荷分位数可以由(线性的)插值法计算出来,如公式(G.15):

$$\hat{S}_p = S_{i-1} + [p(m+1) - (i-1)](S_i - S_{i-1}) \qquad \text{(G.15)}$$

式中:

$2 \leqslant i \leqslant m$。

G.4.3 置信区间

置信区间的估计值在 84%~90%,$\hat{S}_{0.84}$ 如公式(G.16)所示:

$$\frac{\hat{S}_{0.84,0.05} - \hat{S}_{0.84,0.95}}{\hat{S}_{0.84}} < 0.15 \qquad \text{(G.16)}$$

区间($\hat{S}_{0.84,0.05}$,$\hat{S}_{0.84,0.95}$)代表了所需的 90%的置信区间。

G.4.4 基于自助抽样法的置信区间

使用自助抽样法得到置信区间,首先要拿到一系列初始的 p 个全局极限值数据(m_1,m_2,m_3,m_4,m_5,…,m_p)(见本附录参考文献[3],[7]),并且打乱这些数据形成一个新的系列(m_1^*,m_2^*,m_3^*,m_4^*,m_5^*,…,m_p^*)或者自助重新抽样得到和初始样本大小相同的序列。注意,自助重新抽样将会由重复的数值组成,这些数值取自初始样本,因为每次重新采样时,数据被置换取样。这个过程反复进行以得到一个大的自助重新采样基数(N_b)。从每一组概率 p,可得到 84%分位数的个体估计。从这 N_b 个估计中建立集合(l_1,l_2,l_3,l_4,l_5,…,l_{N_b}),则可以使用将数据排序的常用手段找到置信区间。这些区间可作为公式(G.16)的分子,从原始数据中估计的 84%分位数作为公式(G.16)的分母。

---

44) 只有当 84%分位数远大于 0 的时候,才可以评估该准则。例如,叶片外弦分段远离塔架方向的挥舞力矩在某些风速下可能是有问题的,准则宜以一定的工程判断进行处理。

G.4.5 基于二项式分布的置信区间

基于二项式的置信区间法(见本附录参考文献[7])在计算量上比自助抽样法要小。通过将计算最常见二项式置信区间的参数列成表格以简化此过程。对于 0.84 的载荷分位数和 90%的置信区间,表 G.1提供了 k^*、l^* 以及其他两个量 A 和 B 的数值,用于对公式(G.17)估计置信区间边界时进行插值。对于每一个风速区间,仿真数量从 15～35 排序。

表 G.1 建立基于二项式法估计置信区间所需的参数

	仿真数量	k^*	l^*	A	B
载荷84%分位数上的90%的置信区间	15	9	14	0,50	0,32
	16	10	15	0,27	0,19
	17	11	16	0,10	0,03
	18	11	16	0,87	0,96
	19	12	17	0,58	0,90
	20	13	18	0,35	0,83
	21	14	19	0,16	0,76
	22	14	20	1,00	0,69
	23	15	21	0,69	0,60
	24	16	22	0,45	0,50
	25	17	23	0,25	0,39
	26	18	24	0,08	0,26
	27	18	25	0,85	0,12
	28	19	25	0,58	0,98
	29	20	26	0,36	0,91
	30	21	27	0,18	0,83
	31	22	28	0,02	0,75
	32	22	29	0,75	0,66
	33	23	30	0,51	0,56
	34	24	31	0,31	0,44
	35	25	32	0,13	0,32

表 G.1 中的参数需要和设计方程一起使用。设计方程给出了 10 min 最大值的 84%分位数的 90%的置信区间。设计方程如公式(G.17)所示:

$$(x_l - x_k) = (x_{l^*} - x_{k^*}) + B[x_{(l+1)^*} - x_{l^*}] - A[x_{(k+1)^*} - x_{k^*}] \quad \cdots\cdots(\text{G.17})$$

式中,l^*、k^*、A、和 B 在表 G.1 中作为仿真数量的函数的形式给出,而 x_{l^*}、$x_{(l+1)^*}$、x_{k^*} 和 $x_{(k+1)^*}$ 可在排序后的仿真极限值中得到。则该估计可以带入公式(G.16)中,以检测是否满足收敛准则。公式(G.18)如下:

$$\hat{S}_{0.84,0.05} - \hat{S}_{0.84,0.95} \approx x_l - x_k \quad \cdots\cdots(\text{G.18})$$

G.5 一阶逆可靠性方法(IFORM)

另外一种典型的外推方法是使用 IFORM 的方法估计长期载荷。在这个方法中,湍流和机组响应

的仿真是在 NTM(正常湍流模型)的环境条件下进行的。在(V_r－2 m/s)到切出风速区间,各风速宜至少进行 15 次仿真,然后确定产生最高载荷的风速。将短期载荷分布外推至与 50 年一遇相同的概率水平,得出与 DLC 1.1 工况一起使用的 50 年一遇的载荷。

除了设计者只需要从确认的关键风速下(通常仅有一个风速)估计载荷分布的置信区间之外,IFORM 的收敛准则宜和其他外推方法一致。

一阶逆可靠性方法(该方法依赖于从物理随机变量到标准正态随机变量的转化,见本附录参考文献[8])有充分的理论证据,详情参见本附录参考文献[9],该方法也可用于估计 NTM 环境条件下的长期机组载荷。

使用 IFORM 方法估计机组极限载荷步骤如下:

a) 从(V_r－2 m/s)到切出风速区间,各风速区间需要进行 15 次仿真;

b) 找出每个风速区间产生的最大载荷值的最大值;

c) 步骤 b)中找出的风速区间上再做 15 次仿真以提高精度,重新找出产生最大载荷的主导风速(v^*),确保重要风速下的载荷进行了足够多次数的仿真,以确保全局载荷最大值的经验分布的 84%分位数的 90%置信区间的宽度小于 84%分位数估计值的 15%;

d) 仅对步骤 c)中确定的风速区间进行短期分析。推导对于这些风速区间的载荷分布期望的分位数,该分位数应取决于目标概率水平。

——使用瑞利分布的概率分布函数,计算 $U_1=\Phi^{-1}[P_R(v^*)]$;

——对于 50 年一遇的 10 min 超越概率 $p_T=3.8\times10^{-7}$,对应的 $\beta=4.95$;

——求解 $U_2=[\beta^2-U_1^2]^{1/2}$;

——推导载荷分位数 $P_S=\Phi(U_2)$,见表 G.2;

——长期载荷是风速区间 $v*$ 的短期分布的 P_S 分位数,可能需要使用外推来达到适当的分位数。

表 G.2 IFORM 方法所用的不同等级风力发电机组的短期载荷超越概率(轮毂高度处风速的函数)

$v*$/(m/s)	1-P_S(Ⅰ级)	1-P_S(Ⅱ级)	1-P_S(Ⅲ级)
5	5.91E-07	4.95E-07	4.42E-07
6	4.86E-07	4.24E-07	3.94E-07
7	4.26E-07	3.90E-07	3.80E-07
8	3.94E-07	3.80E-07	3.91E-07
9	3.81E-07	3.90E-07	4.24E-07
1	3.83E-07	4.17E-07	4.84E-07
1	3.97E-07	4.64E-07	5.78E-07
1	4.24E-07	5.35E-07	7.20E-07
1	4.66E-07	6.38E-07	9.33E-07
1	5.26E-07	7.85E-07	1.26E-06
1	6.08E-07	9.97E-07	1.75E-06
1	7.20E-07	1.30E-06	2.54E-06
1	8.71E-07	1.75E-06	3.82E-06
1	1.08E-06	2.43E-06	5.93E-06
1	1.36E-06	3.46E-06	9.54E-06

表 G.2 IFORM 方法所用的不同等级风力发电机组的短期载荷超越概率(轮毂高度处风速的函数)(续)

v^*/(m/s)	1-P_S(Ⅰ级)	1-P_S(Ⅱ级)	1-P_S(Ⅲ级)
2	1.75E-06	5.06E-06	1.59E-05
2	2.31E-06	7.60E-06	2.74E-05
2	3.10E-06	1.17E-05	4.89E-05
2	4.25E-06	1.86E-05	9.02E-05
2	5.93E-06	3.03E-05	1.73E-04
2	8.45E-06	5.06E-05	3.42E-04

G.6 参考文献

[1] Wind Energy, Vol.11, Number 6, November-December 2008, Special Issue on Design Load Definition.

[2] Moriarty, P.J., Holley, W.E., Butterfield, S.P.(2004) "Extrapolation of Extreme and Fatigue Loads Using Probabilistic Methods", NREL-NWTC, Golden, CO.

[3] Efron, B. and Tibshirani, R.J., (1993) "An Introduction to the Bootstrap", Chapman and Hall, New York.

[4] Hogg, R.V. and Craig, A.T., (1995) "Introduction to Mathematical Statistics", 5th Ed., Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.

[5] Hoeffding, W., (1948) "A Non-Parametric Test of Independence," The Annals of Mathematical Statistics, Vol.19, No.4, p.546-557.

[6] Blum, J.R., Kiefer, J. and Rosenblatt, M., (1961) "Distribution Free Tests of Independence based on the Sample Distribution Function," The Annals of Mathematical Statistics, Vol.32, No.2, p.485-498.

[7] Fogle, J. Agarwal, P. and Manuel, L.(2008) "Towards an Improved Understanding of Statistical Extrapolation for Wind Turbine Extreme Loads" Wind Energy, Vol. 11, No. 6, November/December 2008, pp.613-635.

[8] Rosenblatt, M. (1952)." Remarks on a Multivariate Transformation", Ann. Math. Stat., Vol.23, p.470-472.

[9] Saranyasoontorn, K. and Manuel, L., "Design Loads for Wind Turbines using the Environmental Contour Method," Journal of Solar Energy Engineering including Wind Energy and Building Energy Conservation, Transactions of the ASME, Vol.128, No.4, p.554-561, November 2006.

附 录 H
（资料性）
基于 Miner 准则和载荷外推法的疲劳分析

H.1 疲劳分析

疲劳失效是由交变载荷引起的损伤累积造成的。从宏观疲劳角度来看，普遍认为，在局部应力-应变图中显示的每个迟滞循环都会导致材料损伤的增加。因此，载荷时间历程中每个局部最大值和最小值都成对出现，构成一个完整的循环（雨流循环计数法，见本附录参考文献[1]或[2]）。每个循环均由成对的极值来表征（或等效的极值范围和中值，即两个循环极值的差值和均值）。如果损伤是线性累积并且每个循环相互独立（见本附录参考文献[3,5]），则总损伤 D[45] 可由公式（H.1）给出：

$$D=\sum_{i}\frac{1}{N(S_i)} \qquad \cdots\cdots(H.1)$$

式中：

S_i ——第 i 次循环的载荷范围；

$N(S_i)$——S-N 曲线给出的等幅载荷范围对应的失效循环次数。

在公式（H.1）中，进一步假设失效部位的局部应力与载荷是线性相关的。通常，对于疲劳分析，选择用于设计的 S-N 曲线与给定的生存概率（通常为 95%）和从材料数据确定曲线的置信度（通常为 95%）相关。因此，当总损伤累积达到 1 时，可以预测期望的最低可靠性水平。

在风力发电机组的整个使用寿命期内，由于大范围的风况会产生很多大小不同的循环。因此，从设计上宜对载荷谱进行评估。载荷谱的最大循环数可由数据的光顺拟合来估计，其中数据可从仿真或持续时间比风力发电机组寿命短得多的试验获得。对于每种风况，可以假定载荷是通过静态随机过程模拟的。因此，对于一个给定的风速（V）和指定时间周期（T），损伤的期望值由公式（H.2）给出：

$$E(D\,|\,V,T)=\int_{0}^{\infty}\frac{n_{ST}(S\,|\,V,T)}{N(S)}\mathrm{d}S \qquad \cdots\cdots(H.2)$$

式中，$n_{ST}(S|V,T)$ 为循环次数的密度函数的短期载荷谱。这样，在 T 时间段内任意载荷区间 (S_A,S_B) 内的预期循环次数由 $\int_{S_A}^{S_B} n_{ST}(S\,|\,V,T)\,\mathrm{d}S$ 给出。通过将时间间隔延长至整个寿命期，并在运行风速范围内进行积分，可以得到整个机组寿命期内正常运行载荷下的预期损伤。因此：

$$E(D)=\frac{\text{Lifetime}}{T}\int_{V_{in}}^{V_{out}}E(D\,|\,V,T)p(V)\,\mathrm{d}V=\frac{\text{Lifetime}}{T}\int_{V_{in}}^{V_{out}}\int_{0}^{\infty}\frac{n_{ST}(S\,|\,V,T)}{N(S)}p(V)\mathrm{d}S\mathrm{d}V \qquad \cdots\cdots(H.3)$$

式中，$p(V)$ 是 6.3.2.1 中所述的标准风力发电机组等级规定的轮毂高度处风速的概率密度函数。这样，长期载荷谱可以定义为：

$$n_{LT}(S)=\frac{\text{Lifetime}}{T}\int_{V_{in}}^{V_{out}}n_{ST}(S\,|\,V,T)\,p(V)\mathrm{d}V \qquad \cdots\cdots(H.4)$$

然后可以得到：

$$E(D)=\int_{0}^{\infty}\frac{n_{LT}(S)}{N(S)}\mathrm{d}S \qquad \cdots\cdots(H.5)$$

45) 为了便于表达，忽略每次循环中点载荷变化的影响。当变化的中点值可由等效循环范围来表示时，这一限制将被消除。

在工程实际当中，为了方便，经常把载荷和风度的范围划分为离散的小区间。这样，预期损伤可近似为：

$$E(D) \approx \sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(S_k)} \qquad \cdots\cdots(\text{H.6})$$

式中，n_{jk} 是第 j 个风速区间下的第 k 个载荷区间寿命期内载荷循环的期望次数，S_k 是第 k 个载荷区间的中间值。由此可得：

$$n_{jk} = \frac{\text{Lifetime}}{T} \int_{V_j-\Delta V_j/2}^{V_j+\Delta V_j/2} \int_{S_k-\Delta S_k/2}^{S_k+\Delta S_k/2} n_{\text{ST}}(S|V,T)\, p(V)\, \text{d}S\, \text{d}V \qquad \cdots\cdots(\text{H.7})$$

式中：

ΔV_j ——第 j 个风速区间的宽度；

ΔS_k ——第 k 个载荷区间的宽度。

利用上述结果，并考虑 7.6.3 中规定的载荷安全系数，得到疲劳分析的极限状态关系式：

$$\int_0^{\infty} \frac{n_{\text{LT}}(S)}{N(\gamma S)} \text{d}S \leqslant 1 \qquad \cdots\cdots(\text{H.8})$$

式中，$\gamma = \gamma_{\text{f}}\gamma_{\text{M}}\gamma_{\text{n}}$。离散化后的等式变为：

$$\sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(\gamma S_k)} \leqslant 1 \qquad \cdots\cdots(\text{H.9})$$

如果表 2 中不止一种载荷情况下发生重大损坏，则用公式(H.9)左侧计算的所有载荷情况下的损伤分数总和宜小于或等于 1。

公式(H.9)忽略了每个加载周期均值水平变化的影响。处理这种变化的一个简单方法是定义一个均值固定、损伤等效的载荷循环，在这种情况下，等效循环的损伤与均值变化的循环完全相同。因此，在等效循环范围 S_{eq} 下，与在任何给定循环范围和均值下的循环相同次数的等幅循环将发生失效(平均情况)。这样，根据不同的均值定义一个 S-N 曲线族 $N(S,M)$，可得等效损伤方程：

$$N(S_{\text{eq}}, M_0) = N(S, M) \qquad \cdots\cdots(\text{H.10})$$

公式(H.10)可以根据给出的 S、M 和所选的恒定均值 M_0 得到 S_{eq}：

$$S_{\text{eq}} = N^{-1}[N(S,M), M_0] \qquad \cdots\cdots(\text{H.11})$$

N^{-1} 是函数中第一个参数的解，N 表示第二个参数。通常情况下，选择 M_0 以给出 R 值(最大载荷与最小载荷的比率)，即等效载荷循环数，该值是在载荷数据中直接观察到的数值范围的中间值。通常，可接受的值是考虑所有运行风速的平均载荷。幸运的是，在大多数情况下，S-N 曲线是解析定义的(例如幂定律或指数形式)，等效循环载荷范围很容易计算。但是，当范围变大时应注意，根据均值，给定循环的最大或最小载荷值可能接近静强度，在这种情况下，简单的高周期 S-N 曲线可能并不适用。而且，对于较大的范围值，局部应力或应变可以从压-压或拉-拉主导的情况转变为拉-压的情况，这可以有不同的 S-N 曲线解析表述。在确定等效循环范围时，采用适当的 S-N 曲线是很重要的。对于给定的加载时序，首先确定雨流循环数。然后考虑每个循环适当的 S-N 关系，计算一组等效的恒定均值循环。然后估计这些等效循环的分布，从而给出一个新的短期等效载荷谱。再用这个新的载荷谱来定义每个载荷和风速区间的损伤所占的循环次数。使用这种方法的主要优点是等效载荷谱的估计在统计上比跟踪一个作为独立变量的均值水平更稳健。这是因为对于每个载荷和风速区间，可以得到比分别追踪均值更多的载荷循环。

在确定短期载荷谱时出现的另一个实际问题是由雨流法确定的大量小循环。这些小循环通常会在附近的时间点发生，因此可能相互关联。小循环会使近似解析分布曲线的尾部形状发生改变。因此，对于近似短期分布的尾部，建议仅考虑高于阈值的循环。实际使用中，通常至少 95%的阈值效果很好。如果小的循环已经被消除，或者用于拟合过程中数据点的数量增加，有望产生显著的额外统计可靠性，则较低的阈值可能是合适的。

对于实际的风力发电机组设计应用，需要从动态仿真数据中估算短期等效载荷谱，然后计算其损伤

寿命。完成这个任务的方法是：

a) 考虑所有风速，选择参考均值水平作为平均载荷水平。从给定风速的仿真数据中提取局部最大值和最小值序列。在相同的风况条件下，来自多个时间序列的局部最大值和最小值序列可以连接成一个单一的序列。

b) 使用雨流法来确定每个仿真载荷循环的均值和范围。

c) 确定相对于所选参考中点水平的每个载荷循环的等效范围。

d) 确定等效载荷循环的短期概率分布的解析拟合，$F_{ST}(S|V,T)$表示所选阈值以上的数据。一种拟合分布方法的指导可以在本附录参考文献[4]中找到。宜检查所选择的分布类型，以查看数据的拟合是否可接受，以及与数据相比较，是否有足够的数据可靠地评估尾部行为。

e) 当载荷区间(bin)低于阈值时，使用数据确定每个区间(bin)中的预期寿命循环数；当载荷区间(bin)高于阈值时，使用拟合的载荷分布确定预期寿命循环数。可得：

$$n_{jk} \approx \left(\frac{\text{Lifetime}}{T}\right) P_j \begin{cases} m_{jk} & (\text{如}S_k \text{ 小于} j^{\text{th}} \text{ 阈值}) \\ M_j\left(F\left(S_k+\frac{\Delta S_k}{2}|V_j,T\right)-F\left(S_k-\frac{\Delta S_k}{2}|V_j,T\right)\right) & (\text{如}S_k \text{ 大于} j^{\text{th}} \text{ 阈值}) \end{cases} \quad \cdots\cdots(\text{H.12})$$

m_{jk}是第 j 个风速区间和第 k 个载荷区间在阈值以下的数据中计算的仿真疲劳循环数，M_j 是阈值以上计算的疲劳循环数，$P_j = e^{-\pi\left(\frac{Vj-\Delta Vj/2}{2V_{ave}}\right)} - e^{-\pi\left(\frac{Vj+\Delta Vj/2}{2V_{ave}}\right)}$ 是假定瑞利风速分布的风速在区间 j 中的时间分数。

1) 用公式(G.9)的左边计算损伤之和。

2) 计算全寿命期所有疲劳载荷工况的损伤之和。

此过程中宜注意以下事项：

1) 风速和载荷区间的分辨率对于所需的数值精度是足够的；

2) 使用足够大的载荷范围值来充分体现长期载荷分布的尾部。

第一个问题可以通过将误差近似为两个不同的区间分辨率所计算出的结果的差值的一半来解决，并忽略所有其他风速或载荷区间的数据。也可以用区间(bin)端点值而不是中值，来约束结果并计算损伤累积。第二个问题可以通过逐渐增加最高载荷范围区间值来解决，直到寿命损伤的增加可以忽略不计。这里需要注意，因为比值$\frac{\text{Lifetime}}{T}$是一个很大的数，所需的最大载荷区间可能比仿真数据中观察到的最大周期大得多。这是因为总的仿真载荷时序要比风力发电机组的寿命小得多，并且需要统计外推来精确估计来自长期载荷分布尾部的损伤。

H.2 参考文献

[1] Dowling, N.E., Fatigue Failure Predictions for Complicated Stress-strain Histories, J.of Materials, v.7, n.1, Mar., 1972, p.71-87.

[2] Matsuishi, M. and Endo, T., Fatigue of Metals Subjected to Varying Stress, Proc. Japan Soc.of Mech.Engrs., no.68-2, 1968, p.37-40.

[3] Miner, M.A.Cumulative Damage in Fatigue, J.of Applied Mech., v.12, 1945, p.A159- A164.

[4] Moriarty, P. J. and Holley, W. E., Using Probabilistic Models in Wind Turbine Design, Proc.ICASP9, San Francisco, CA, July 6-9, 2003.

[5] Palmgren, A., Die Lebensdauer von Kugellagern, Zeitschrift der Vereines Deutscher Ingenieure, v.68, no.14, 1924, p.339-341.

附 录 I
（资料性）
同期载荷

I.1 概述

风力发电机组零部件的详细强度分析通常采用有限元方法或其他合适的模型，通过对结构件施加相应载荷以获取结构局部的应力及应变。这种分析通常会选取合适的界面以进行加载（例如定义偏航轴承界面以施加塔架顶部所受载荷），加载界面的边界条件由 6 个载荷分量确定，即力 F_x、F_y、F_z 和力矩 M_x、M_y、M_z。为方便起见，假定 x、y 轴在加载面内，z 轴垂直于加载面。零部件的极限载荷情况由表 I.1 所示的载荷矩阵给出。

表 I.1 极限载荷矩阵表

极限值	F_x	F_y	F_z	M_x	M_y	M_z	F_R	θ_F	M_R	θ_M
Max										
Min										
Max										
Min										
Max										
Min										
Max										
Min										
Max										
Min										
Max										
Min										
Max										
Max										

表 I.1 中每一列代表某一载荷分量，每一行代表同时刻数据（即每一行数值对应同一时刻），阴影部分代表某一载荷分量的极大值（Max）或极小值（Min），这些极值旨在覆盖对应载荷分量的所有变化范围。每一行所给出的载荷分量将用于定义加载面的边界条件，计算所得到的局部应力和应变与适当的破坏准则进行比较。当在不同的加载方向下，结构响应平面内加载的刚度和强度相似时，即当 x 和 y 分量的大小都很大，但不是其最大值时，就会产生极端载荷。因此，平面内矢量合成值也显示在表格右侧的附加列和底部的行中。这些面内的合力与合力矩为：

$$F_R=\sqrt{F_x^2+F_y^2} \text{ 和 } M_R=\sqrt{M_x^2+M_y^2} \quad \cdots\cdots(\text{I.1})$$

合力及合力距的方向为：

$$\theta_F=\arctan(F_x/F_y) \text{ 和 } \theta_M=\arctan(M_x/M_y) \quad \cdots\cdots(\text{I.2})$$

表 I.1 中的具体数值是通过对整个机组动态仿真输出的 6 个载荷分量的时序进行后处理分析来确定的，即从时序结果中搜索每一个载荷分量的极大值、极小值以及分量和的极值。搜索极值出现的时间

点所对应的其他载荷分量即可获得同期数据。第7章中所列出的每种载荷工况都需要用这种方法进行分析，并统计对应载荷工况下每一行的极值，以此确定机组的载荷包络范围。

I.2和I.3给出了两种分析方法，需注意在获取保守的同期载荷时宜谨慎。

I.2 缩放法

——对于每一个加载面上的载荷分量，其特征载荷取同一大工况下不同子工况的最大值。
——在不同子工况下选取极大值与特征载荷偏差在±5%以内的算例，并提取其载荷时序。
——将上述极大值缩放，使之等于特征载荷，并对同期载荷数据使用相同的缩放比例。
——对于每一个载荷分量，可用上述方法获得用于结构极限强度分析的时序结果。
——对于载荷分量的极小值，可使用同样方法进行选取分析。

I.3 平均法

——对于同一子工况下的不同算例，特征极大载荷的备选值取不同算例极大值的平均数。
——取不同算例出现极大值时的同期数据，取其绝对值并求平均，即可得到该子工况下的同期数据的绝对值。同期数据的符号则与绝对值最大的算例中所对应的载荷分量保持一致。
——特征极小载荷的备选值取不同算例极小值的平均数，同期数据大小和符号的确定方法与上一条保持一致。
——最终最大和最小特征载荷分别为上述备选特征载荷的最大值和最小值及其相应的同期值。

附 录 J
（资料性）
用蒙特卡洛仿真法预测热带气旋的极端风速

J.1 概述

在以温带气旋为主的强风地区，可根据附录 F 所述的 MCP 方法，利用邻近参考气象站的扩展资料，用 Gumbel 方法评估极端风速。另一方面，以热带和温带气旋为主的热带和亚热带地区被称为混合性气候。正如本附录参考文献[2]中所提到的，需要考虑检查每一种重要的产生强风的气象现象。而 MCP 方法没有考虑不同气旋所导致的风暴现象，因此低估了混合性气候地区的极端风速。

本附录描述了用蒙特卡洛仿真方法（MCS）来预测热带气旋的极端风速。关于 MCS 方法的细节见本附录参考文献[1]。

J.2 对热带气旋的极端风速预测

J.2.1 概述

蒙特卡洛仿真热带气旋方法的提出是为了获取更可靠的热带气旋的极端风速统计值。预测热带气旋所引起的强风方法如下。

J.2.2 热带气旋参数评估

在特定场址处每年登陆的热带气旋数量 λ 定义为：模拟圆（通常半径为 500 km）中每年包含的热带气旋数量，这可以从以往的热带气旋记录中查询。对于每个热带气旋，都包含 4 个参数，分别为中心气压 p_C、平移速度 C、从东开始逆时针变化的平移角度 q 和当气旋接近最关注场址时的最小距离 d_{min}，这些参数也都可以从热带气旋的历史记录中获取。另一个热带气旋参数，即最大风速半径 R_m，可以通过本附录参考文献[4]中提出的压力场模型来确定。

$$\frac{p(r)-p_C}{p_\infty-p_C}=\exp\left(-\frac{R_m}{r}\right)^B \qquad \cdots\cdots(J.1)$$

式中，$p(r)$是距离热带气旋中心为 r 的海平面气压，R_m 可以通过气象站处测得的海平面气压用最小二乘法计算得到，外围压力 p_∞可以假定为 1 013 hPa 或同时求解。热带气旋的中心压差定义为 Δh 或 $i_\infty-p_C$。当 $B=1.0$ 时，这个关系式就是本附录参考文献[5]中的公式。

这 6 个参数可以通过解析函数获得，其中 Δh、R_m 和 C 服从基于对数正态分布和 Weibull 分布（例如本附录参考文献[6]）的混合概率密度函数，q 服从正态或双正态分布（例如文献[7]），d_{min}服从多项式分布，λ 服从泊松分布。除了 λ 之外，还宜计算这些参数之间的相关性。

J.2.3 合成热带气旋的产生

合成热带气旋的产生需要很长的周期，以满足模型的概率分布函数和相关性。热带气旋的压力场的变化是可以忽略的，因为只需评估半径为 500 km 的模拟圆内的热带气旋的风速和风向。

正如本附录参考文献[6]所提及的，修正的正交分解方法（MOD）同时满足热带气旋参数的统计分布函数和它们之间的相关性。MOD 方法的详细步骤如下。

对描述热带气旋的 5 个参数标准化，并写成如下的向量形式：

$$\boldsymbol{x}^T=\{\ln(\Delta p),\ \ln(R_m),\ \ln(C),\ \theta,\ d_{min}\} \qquad \cdots\cdots(J.2)$$

x 的协方差矩阵定义为 $\boldsymbol{S}$。特征值 $\lambda^{(k)}$ 和特征向量 $\boldsymbol{\Phi}^{(k)}$ 通过求解下式得出。

$$[\boldsymbol{S}-\lambda^{(k)}\boldsymbol{E}]\boldsymbol{\Phi}^{(k)}=0 \qquad \cdots\cdots(\text{J.3})$$

独立变量 $\boldsymbol{z}_i$ 包含 5 个分量，这 5 个分量是根据所选长期代表年发生概率的近似分布求得的，通过评估年发生概率可以预测生成向量的数量。相关系数 x_i 由下式计算：

$$\boldsymbol{x}_i=[\boldsymbol{\Phi}^{(1)}\quad\boldsymbol{\Phi}^{(2)}\quad\cdots\boldsymbol{\Phi}^{(5)}]^{-1}\boldsymbol{z}_i \qquad \cdots\cdots(\text{J.4})$$

这些向量 $\boldsymbol{x}_i$ 被认为是描述热带气旋的参数集。需要注意的是，虽然向量 $\boldsymbol{x}_i$ 的每个分量之间的相关性满足预期，但是它们的概率分布与预期不符。

因此需要将 $\boldsymbol{x}_i$ 按升序重新排列并修改，使其概率分布符合预期。这样处理不会影响向量之间的相关性，因为这并没有改变参数集。

J.2.4 热带气旋边界的风速预测

在特定场址 $\vec{\boldsymbol{x}}$ 处，热带气旋所带来的风会受到当地地形影响，轮毂高度处的风速 $u_{\mathrm{T}}(\vec{\boldsymbol{x}})$ 和风向 $\theta_{\mathrm{T}}(\vec{\boldsymbol{x}})$ 为：

$$u_{\mathrm{T}}(\vec{\boldsymbol{x}})=S_{\mathrm{t}}E_{\mathrm{p}}u_{\mathrm{g}}(\vec{\boldsymbol{x}}) \qquad \cdots\cdots(\text{J.5})$$

$$\theta_{\mathrm{T}}(\vec{\boldsymbol{x}})=\theta_{\mathrm{g}}(\vec{\boldsymbol{x}})-\gamma_{\mathrm{p}}+D_{\mathrm{t}} \qquad \cdots\cdots(\text{J.6})$$

式中，$u_{\mathrm{g}}(\vec{\boldsymbol{x}})$ 和 $\theta_{\mathrm{g}}(\vec{\boldsymbol{x}})$ 分别是梯度风速和风向（沿正南顺时针为正），E_{p} 和 γ_{p} 分别是风切变系数和沿梯度风速矢量逆时针方向为正定义的入流角，S_{t} 是风加速比，而 D_{t} 是平坦地形的风向函数 $\theta_{\mathrm{g}}(\vec{\boldsymbol{x}})-\gamma_{\mathrm{p}}$ 中，由于当地地形影响所导致的风向偏差。

假设气压梯度力、离心力和科氏力三者平衡，则可以通过热带气旋的压力场计算出场址 $\vec{\boldsymbol{x}}(r,\phi)$ 处的梯度风速和风向。

$$u_{\mathrm{g}}(\vec{\boldsymbol{x}})=\frac{-C\sin(\phi-\theta)-fr}{2}+\sqrt{\left(\frac{-C\sin(\phi-\theta)-fr}{2}\right)^2+\frac{r}{\rho}\frac{\partial p(r)}{\partial r}} \qquad \cdots\cdots(\text{J.7})$$

$$\theta_{\mathrm{g}}(\vec{\boldsymbol{x}})=\pi-\phi \qquad \cdots\cdots(\text{J.8})$$

式中，r 是到热带气旋中心的距离，ϕ 是从东开始逆时针测量的角度，f 是科氏力参数，由于热带气旋的运动，u_{g} 和 θ_{g} 是时间的函数。

利用风切变系数 E_{p} 和入流角 γ_{p} 计算轮毂高度处的风速值，这两个值可以通过半理论公式（如本附录参考文献[6]）或计算流体力学方法（CFD）估算。风加速比 S_{t} 和风向偏差 D_{t} 反应了当地地形对风速和风向的影响。这些系数被定义为平坦地形上风向的函数，都可以通过 CFD 方法求解（如本附录参考文献[8]）。

10 min 平均风速可以通过在风模型（风速矢量场）估算的风速中增加随机值来预测。假定这些随机值服从平均值为零、标准差为 σ_{a} 的对数正态分布，模型如下：

$$\sigma_{\mathrm{a}}=\gamma\times u_{\mathrm{T}}(\vec{\boldsymbol{x}}) \qquad \cdots\cdots(\text{J.9})$$

式中，本附录参考文献[9]建议 γ 取 0.1。

J.3 混合性气候区域的极端风速预测

J.3.1 概述

重现期 R 与年最大风速概率分布 $F(u)$ 之间的关系可表示为：

$$F(u)=1-1/R \qquad \cdots\cdots(\text{J.10})$$

在混合性气候区域，需分别评估温带气旋与热带气旋的概率分布，然后再预测组合概率分布。

J.3.2 应用 MCP 方法的温带气旋极端风速分布

温带气旋的极大风速分布(即年最大风速的概率分布)可以用 MCP 方法来评估,通过参考附近气象站 N 年的有限测量数据,评估步骤如下:

a) 首先,应用 MCP 方法或 CFD 方法,从附近参考气象站的风速记录中获取场址处 N 年风速的时间序列。

b) 其次,提取场址处每个自然年由温带气旋造成的最大风速 $u_{E,i}$,然后将 $u_{E,1}$ 到 $u_{E,N}$ 按升序排列,对于由温带气旋所产生的年最大风速的概率分布的定义如公式(J.11)所示。

$$F_E(u_{E,i}) = \frac{i}{N+1} \qquad \text{(J.11)}$$

c) 最后,$u_{E,i}$ 可以写成一个简化变量 $y_{E,i}$,表示为:

$$y_{E,i} = -\ln\{-\ln[F_E(u_{E,i})]\} \qquad \text{(J.12)}$$

利用最小二乘法可以获得最优拟合函数,然后利用该函数可预测指定重现期下的极端风速值。

J.3.3 应用 MCS 方法的热带气旋极端风速分布

热带气旋极端风速分布可以通过 J.2 中介绍的 M 年蒙特卡洛仿真方法来评估,具体步骤如下:

a) 从 M 年蒙特卡洛仿真热带气旋方法中提取年最大风速,然后将 $u_{T,1}$ 到 $u_{T,M}$ 按升序排列,概率分布 $F_T(u_T)$ 的定义和简化变量 $y_{T,i}$ 的计算方法与前面相似。

b) 然后,$u_{T,i}$ 可以写成一个简化变量 $y_{T,i}$。在 MCS 方法中,因为有足够的数据,所以不需要通过最优拟合来外推 $F_T(u_T)$ 分布。

J.3.4 混合性气候区域极端风速确定

同时考虑温带气旋和热带气旋,即可获得混合性气候区域年最大风速的组合概率分布。假定温带气旋与热带气旋所造成的风速是独立事件,组合概率分布表示为:

$$F_C(u_C) = F_E(u_E)F_T(u_T) \qquad \text{(J.13)}$$

式中,$F_C(u_C)$ 代表组合概率分布,宜确保预测的极端风速与测量值具有可比性。

J.4 参考文献

[1] Ishihara, T. and Yamaguchi, A. (2014), Prediction of the extreme wind speed in mixed climate region by using Monte Carlo simulation and Measure-Correlate-Predict method, Wind Energy.

[2] Gomes, L. and Vickery, B.J. (1978), Extreme wind speeds in mixed climates, J. Wind Eng. Indust. Aerodyn., 2, 331-334.

[3] Georgiou, P.N., Davenport, A.G. and Vickery, B.J. (1983), Design wind speeds in regions dominated by tropical cyclones, J. Wind Eng. Indust. Aerodyn., 13, 139-152.

[4] Holland, G.J. (1980), An analytic model of the wind and pressure profiles in hurricanes. Monthly Weather Review, 108, 1212-1218.

[5] Schloemer, R.W. (1954), Analysis and synthesis of hurricane wind patterns over, Lake Okeechobee, Florida. Hydrometeorogical Report, No.31.

[6] Ishihara, T., Siang, K.K., Leong, C.C. and Fujino, Y. (2005), Wind field model and mixed probability distribution function for typhoon simulation, The Sixth Asia-Pacific Conference on Wind Engineering, 412-426.

[7] Vickery, P.J. and Twisdale, L.A. (1995), Prediction of hurricane wind speeds in the United

States,Journal of Structural Engineering,ASCE,121(11),1691-1699.

[8] Ishihara,T.and Hibi,K.(2002),Numerical study of turbulent wake flow behind a three-dimensional steep hill,Wind and Structures,Vol.5,No.2-4,317-328.

[9] Yasui,H.,Ohkuma,T.,Marukawa,H.and Katagiri,J.(2002),Study on evaluation time in typhoon simulation based on Monte Carlo method,J.Wind Eng.Indust.Aerodyn.,90,1529-1540.

附 录 K
（资料性）
结构材料安全系数的校准及试验辅助结构设计

K.1 概述和应用范围

本附录中 K.2～K.6 给出了材料安全系数选取的建议，K.7～K.12 给出了材料参数和抗力试验统计分析的指导。

K.2 目标可靠性水平

为了修正局部安全系数，宜采用一个可靠性度量方法来确定生存概率 $P_S=(1-P_F)$，其中 P_F 是所考虑失效模式在适当的参考周期内的失效概率[46)]。如果计算出的失效概率大于预设的目标值 P_0，则认为结构是不安全的。

一个可选的可靠性方法是通过可靠性指标 β 来定义，其中可靠性指标 β 与失效概率 P_F 关系如下：

$$P_F=\Phi(-\beta) \qquad \cdots\cdots(K.1)$$

式中：

$\Phi(-\beta)$——标准正态分布的累积分布函数。

参考期为 1 年，结构极限和疲劳失效模式的设计名义失效概率的目标值为：

$$P_F^t=5\times10^{-4} \qquad \cdots\cdots(K.2)$$

可靠性指标的相应目标值是 $\beta^t=3.3$。采用该目标值假定结构单元失效时，人员的生命风险很小，见本附录参考文献[5]。目标可靠性水平假定对应组件等级 2。

K.3 安全设计

假定抗力模型通过以下通用模型获得：

$$R=b\cdot\delta\cdot R(X,a) \qquad \cdots\cdots(K.3)$$

式中：

$R(X,a)$——结构和材料有关标准中定义的抗力模型；

X——强度（和影响刚度的）材料参数，每个强度参数可定义为变异系数为 V_X 的对数正态随机变量；

a——几何参数；

δ——与抗力模型有关的模型不确定性（可以用 K.12 的方法来确定），δ 可定义为变异系数为 V_δ 平均值为 1 的对数正态随机变量；

b——抗力模型的偏差，b 可以用 K.12 中的方法确定。

抗力设计值 R_d 可以通过不同的模型[47)]确定。

a) 模型 1 中规定了材料强度参数的设计值：

---

46) 失效概率及其相应的可靠性指标是概念值，不一定代表实际的失效率，而是用作规范校准和结构可靠性水平比较的操作值。

47) 以下 3 个模型对应于欧洲规范中的基本抗力模型，见本附录参考文献[2]。

$$R_d = \frac{R(X_d, a_d)}{\gamma_\Delta} \qquad \text{……(K.4)}$$

式中：

a_d ——几何数据设计值；

X_d——强度参数设计值；

γ_Δ ——与抗力模型的不确定性相关的分项安全系数，包括抗力模型中的偏差。

如果在抗力模型中使用多个强度参数，则设计值为应用于公式(K.4)中的每个强度参数。

强度参数的设计值 X_d 由下式确定：

$$X_d = \eta \frac{X_k}{\gamma_m} \qquad \text{……(K.5)}$$

式中：

η ——考虑载荷持续时间效应、湿度、温度和尺寸效应的换算系数；

X_k——通常由5%分位数定义的强度参数特征值；

γ_m ——基于变异系数为 V_X 的强度参数的分项安全系数。

如果抗力模型相对强度参数是线性的，那么 $R_d = R(X_d, a_d)$ 和 X_d 对于每个强度参数可用分项安全系数 $\gamma_M = \gamma_m \gamma_\Delta$ 获得。

分项安全系数 γ_Δ 取决于抗力模型的不确定性，包括偏差：

$$\gamma_\Delta = \frac{\gamma_\delta}{b} \qquad \text{……(K.6)}$$

式中：

γ_δ——依赖于采用变异系数为 V_δ 的模型不确定性的局部安全系数，其中未考虑抗力模型中的偏差。

b) 模型2中根据材料强度参数得到抗力特征值，抗力设计值通过下式获得：

$$R_d = \frac{R(\eta X_k, a_k)}{\gamma_M} \qquad \text{……(K.7)}$$

式中：

γ_M——与抗力不确定性相关的抗力分项安全系数，包括材料参数的不确定性、抗力模型的不确定性和偏差。

总的抗力不确定性取决于模型不确定性 δ、抗力模型的偏差和与强度参数 X 相关的抗力函数 $R(X, a)$ 的不确定性。相应的材料分项安全系数通过下式获得：

$$\gamma_M = \frac{\gamma_\delta \gamma_{Rm}}{b} \qquad \text{……(K.8)}$$

式中：

γ_{Rm}——分项安全系数依赖于变异系数为 V_{Rm} 的抗力不确定性，其来自通过抗力函数 $R(X, a)$ 获得的强度参数；

γ_δ ——依赖于采用变异系数为 V_δ 的模型不确定性的分项安全系数。

c) 模型3是根据试验对抗力特征值进行估算：

$$R_d = \frac{R_k}{\gamma_M} \qquad \text{……(K.9)}$$

式中：

R_k ——基于试验估算的抗力特征值，见K.12，通常由5%分位数定义；

γ_M ——与抗力不确定性相关的抗力分项安全系数，抗力不确定性基于试验获得 V_R。

宜对材料的局部安全系数进行修正，以确保材料相关失效模式的失效概率接近于公式(K.2)的目标可靠性水平，参见K.4，其中相关的统计不确定性和从实验室到实际结构转化相关的不确定性都宜包括在内。

K.4 基于可靠性的校准

确定载荷和抗力的局部安全系数，以便使用极限状态函数获得的失效概率小于目标失效概率 P_F^t。

$$g = R - S \qquad \cdots\cdots(K.10)$$

在公式(K.10)中，抗力通过公式(K.3)确定，S 是载荷效应。相应的设计公式如下：

$$R_d - \gamma_f S_k \geqslant 0 \qquad \cdots\cdots(K.11)$$

式中，R_d 是抗力的设计值；S_k 是 50 年一遇的年最大载荷效应的分布函数，在 98%分位数处载荷效应的特征值。在某些情况下也可以使用其他参考周期。γ_f 是载荷分项安全系数。

如果使用 7.6 中 ULS 中的载荷分项安全系数，则失效模型的分项安全系数需要进行修正，从而使可靠性水平等于公式(K.2)中定义的目标可靠性水平 P_F^t，见本附录参考文献[6]。模型 1 和 2 中推荐的分项安全系数 $\gamma_m = 1.0$、$\gamma_{Rm} = 1.0$，γ_δ 按表 K.1[48),49)] 中所示。对于模型 3，推荐的分项安全系数 $\gamma_M = 1.2$，对应于表 K.1 中 $V_\delta \leqslant 5\%$ 的 γ_δ 的值。

表 K.1 模型不确定性的分项安全系数 γ_δ[50)]

模型 1 中抗力模型中模型不确定性的变异系数 V_δ	≤5%	10%	15%	20%
γ_δ	1.20	1.25	1.350	1.45

K.5 基于设计值法的校准

根据 ISO 2394，对于分项安全系数的修正，除了采用 K.4 基于可靠性的方法外，设计值法也同样适用。

K.6 钢结构焊接细节疲劳分项安全系数

假定 S-N 方法与 Miner 法则一起用于线性疲劳累积[51)]

对于线性 S-N 曲线，N 为在等幅应力幅 $\Delta\sigma$ 下的破坏循环次数，两者之间的关系如下：

$$N(\Delta\sigma) = \left(\frac{\Delta\sigma}{\Delta\sigma_c}\right)^{-m} 2 \times 10^6 = K \cdot \Delta\sigma^{-m} \qquad \cdots\cdots(K.12)$$

式中：

$\Delta\sigma_c$ ——5%分位数下疲劳强度的特征值；

m ——S-N 曲线的斜率(Wöhler 指数)；

K ——S-N 曲线的参数。

对于变幅疲劳载荷，总的 Miner 准则设计值宜满足：

48) 由于用于确定强度参数特征值的 5%的分位数包含了不确定性的影响，所以抗力分项安全系数独立于强度参数的不确定性，因此 $\gamma_m = 1.0$、$\gamma_{Rm} = 1.0$。模型不确定性的特征值定义为平均值，因此 γ_δ 取决于 V_δ。V_δ 应通过试验获得，见 K.12(通过试验辅助设计)或参考文献。

49) 在屈服强度的变异系数等于 5%、抗力模型的变异系数等于 5%、偏差等于 1.1(屈服强度小于抗拉强度或压缩强度的 90%)的情况下，考虑屈服失效准则的钢结构件的分项安全系数 $\gamma_M = 1.0$。
适用于 $D/t < 300$ 的钢管塔架壳屈曲的基于膜理论的参数化公式中，包含一个偏差(设计屈曲曲线为试验值平均值的 85%)和变异系数等于 13%的模型不确定性，这意味着屈曲的 γ_M 取 1.1。

50) 表 K.1 中的分项安全系数是在没有考虑偏差 b 和模型不确定性的特征值等于 1 的情况下修正的。

51) 焊接细节的疲劳失效分析见 K.6。该原理同样适用于其他材料如复合材料和铸钢的疲劳关键细节的疲劳失效，其中疲劳载荷的平均值很重要。

$$\sum_i \frac{n_i}{2\times 10^6}\left(\frac{\gamma_n \gamma_{Ff}\Delta\sigma_i}{\Delta\sigma_c/\gamma_{Mf}}\right)^m \leqslant 1 \qquad \cdots\cdots(K.13)$$

式中：

γ_n ——失效后果分项安全系数，见 7.6.1.3；

γ_{Ff}——与疲劳应力相关的不确定性因素的疲劳载荷分项安全系数；

γ_{Mf}——S-N 曲线和 Miner 准则相关的不确定性因素的疲劳强度分项安全系数；

n_i ——疲劳应力幅 $\Delta\sigma_i$ 下的循环次数。

对于非线性 S-N 曲线，总的 Miner 准则设计值宜满足：

$$\sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_n \gamma_{Mf}\gamma_{Ff}\Delta\sigma_i)} \leqslant 1 \qquad \cdots\cdots(K.14)$$

通过对表 K.2 和表 K.3 中的分项安全系数 γ_{Mf}和 γ_{Ff}进行修正使得相关失效模式的失效概率与 K.2 中的部件级别为 2 的焊接结构件的目标可靠性水平相接近。对于疲劳应力，分项安全系数 γ_{Ff}与变异系数 V_{Ff}相关。

疲劳强度参数 lg$K$ 可以假设为正态分布，其系数取决于实际的 S-N 曲线，焊接件的分项安全系数通常取 0.2。Miner 准则总和假定为对数正态分布且变异系数为 0.3。疲劳应力幅的不确定性可以假定为对数正态分布，其变异系数表征了疲劳载荷评估的不确定性和给定疲劳载荷下应力幅计算的不确定性，详见本附录参考文献[5]。通常情况下，变异系数 V_{Ff}可取 0.15～0.20，详见本附录参考文献[5]。

可靠性可以通过下列方法实现：

a) 损伤容限法

——选择细节、材料和应力水平，以便在裂纹形成的情况下，裂纹扩展速率较低，临界裂纹长度较长；

——提供多个载荷路径；

——提供止裂细节；

——在定期检查中，加入易操作的检查项。

b) 安全寿命法

——选择细节和应力水平，使疲劳寿命足以在设计寿命结束时达到目标 β^t 值。不需要进行检查。

表 K.2 疲劳强度分项安全系数推荐值

评估方法	γ_{Mf}
损伤容限法	1.10
安全寿命法	1.25

表 K.3 疲劳应力分项安全系数推荐值

疲劳应力幅的变异系数 V_{Ff}	15%～20%	20%～25%	25%～30%
γ_{Ff}	1.00	1.10	1.20

K.7 材料试验的类型[52)]

需要对下列试验类型进行区分：

a) 在给定的载荷条件下，直接建立结构或构件的极限承载能力或使用性能的试验；

b) 通过指定的测试程序获得具体材料特性的试验，例如叶片材料性能样板测试；

c） 降低抗力模型中参数的不确定性的试验，例如子部件或全尺寸试验。

K.8 试验计划

K.8.1 概述

在进行试验之前，宜与试验机构达成试验计划。该计划宜包含试验目的、试验件的选择、试验件的制作、试验的执行和试验评估。试验计划宜包括：

——目的和范围；
——试验结果预测；
——试件和取样规范；
——加载规范；
——试验布置；
——测量；
——试验评估和报告。

K.8.2 目的和范围

应明确说明试验的目的，例如要求的性能、在试验过程中某些设计参数变化的影响以及有效范围。应明确试验的限制和所需的转换（例如尺寸效应）。

K.8.3 试验结果预测

所有能影响试验结果预测的性能和环境都应考虑在内，包括：

——几何参数及其可变性；
——尺寸公差；
——材料属性；
——受装配和执行程序影响的参数；
——考虑环境条件的尺寸效应，以及相关的任何排序。

应说明预期的失效模式和/或计算模型，以及相应的变量。如果对哪种关键失效模式有重大疑问，则应根据预试验制定试验计划[53)]。

K.8.4 试件和取样规范

应指定或通过抽样获得试件，以代表真实结构的条件。

需要考虑的因素包括：

——尺寸和公差；
——试件的材料和制造；
——试件的数量；
——取样程序；
——限制。

抽样程序的目的是获得具有统计学意义的样本。应注意样本数量和产品数量之间的任何差异，这可能影响试验结果。

52） K.8～K.11 是基于 ISO 2394:2015 和 EN 1990:2002。

53） 需要注意的是，结构件之间可能具有很多根本不同的失效模式。

K.8.5 加载规范

指定的试验加载和环境条件应包括：

——加载点；

——加载历程；

——约束条件；

——环境温度；

——相对湿度；

——通过变形或力控制等方式加载。

在正常和恶劣的使用条件下，应选择加载顺序来代表结构件的预期用途。也应考虑结构响应和加载装置之间的相互作用。

如果结构特性取决于一个或多个非系统性变化行为的影响，那么这些影响应由它们的典型值来确定。

K.8.6 试验布置

测试设备应与测试类型和预期的测量范围相关。应特别注意：需采取适当的措施，使加载设备和支撑结构具有足够的强度和刚度以及变形间隙等。

K.8.7 试验记录

在试验之前，应列出每个试件所有的相关性能。此外还应包括下列内容：

a) 试验位置；

b) 试验结果记录程序，如相关，包括：

1) 位移时序；

2) 速度；

3) 加速度；

4) 应变；

5) 力和压力；

6) 所需的频率；

7) 测量准确度；

8) 适当的测量设备。

K.8.8 试验评估和报告

具体指南见 K.9。测试所依据的任何标准应在报告中给出。

K.9 统计评估的通用原则

在评估试验结果时，应将试件的行为和失效模式与理论预测进行比较。当预测出现重大偏差时，应找出原因：这可能涉及额外的试验、可能是在不同的条件下或者是对理论模型的修改。

对试验结果的评估应基于统计方法，使用可用的(统计)信息，这些信息与使用的分布类型及其相关参数有关。本附录所列方法只有在满足下列条件时才能使用：

——统计数据(包括先前的资料)来自已确定的完全同类的数据；

——有足够的观测资料。

对试验结果的解释，可分为三类：

——如果只进行一项试验(或非常少的试验)，则不可能用经典的统计方法解释。只有利用大量已

知信息(这些信息和试验结果的相对重要性假设有关),才能使得统计解释成为可能(贝叶斯程序,见 ISO 12491)。

——如果通过大范围的试验对某个参数进行评估,则用经典的统计方法解释是可能的。这种解释仍然需要一些该参数的已知信息,但是,这些信息通常比上条所需的少。

——当进行一系列试验来修正模型(作为函数)和一个或多个相关参数时,经典的统计解释是可能的。

试验评估的结果仅对试验中考虑的规范和载荷特性有效。如果要将结果外推,以覆盖其他的设计参数和载荷,则应使用先前试验或理论基础提供的附加信息。

K.10 特征值确定

从试验中推导特征值应考虑如下因素:

a) 试验数据的离散性;

b) 与试验数量有关的统计不确定性;

c) 已知的统计知识。

如结构或结构件的响应或材料抗力等未被试验充分覆盖,例如:

——时间和周期效应;

——尺度效应;

——不同的环境、加载和边界条件;

——抗力的影响。

则计算模型应适当考虑这些因素。

K.11 统计测定单一属性特征值

K.11 给出了从(a)试验类型和(b)单一属性(例如,强度)[54]导出特征值的表达式。

注:这里给出的表达式,用带有"模糊"先验分布的贝叶斯过程与置信度等于 75%的经典统计结果几乎相同。

表 K.4 和下列公式基于以下假设:

a) 所有变量都服从正态分布或对数正态分布;

b) 没有关于平均值的先验知识;

c) 对于"V_X 未知"的情况,没有关于变异系数的先验知识;

d) 由于"V_X 已知",有充足的变异系数先验知识。

实际运用中,"V_X 已知"和 V_X 的保守上限估计值一起使用的情况更加广泛,而不是使用一些规则假定"V_X 未知"的情况。此外,当 V_X 未知时,其值应不小于 0.10。

通过下式计算属性 X 的特征值:

$$X_k = m_X(1 - k_n V_X) \qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (K.15)$$

式中:

m_X ——样本均值;

k_n ——可从表 K.4 中选取。

使用表 K.4 时,应按以下原则选取:

——如果变异系数 V_X 或者其实际上限可从先验知识[55]中获得,则选用"V_X 已知"对应的系数。

——如果变异系数 V_X 无法从先验知识中获得,则选用"V_X 未知"对应的系数,并需要从样本中估算得出 V_X。

54) 对于某些变量采用对数正态分布的优点是,例如,对于几何和抗力变量,不会出现负值。

55) 先验知识可以来自对类似情况的先前试验的评估。什么是"可比",需要通过工程判断来确定。

$$m_x=\frac{1}{n}\sum x_i \qquad \cdots\cdots(\text{K.16})$$

$$s_X^2=\frac{1}{n-1}\sum(x_i-m_X)^2 \qquad \cdots\cdots(\text{K.17})$$

$$V_X=\frac{s_X}{m_X} \qquad \cdots\cdots(\text{K.18})$$

表 K.4　5%特征值对应的 k_n 值

N	1	2	3	4	5	6	8	10	20	30	∞
V_X 已知	2.31	2.01	1.89	1.83	1.80	1.77	1.74	1.72	1.68	1.67	1.64
V_X 未知	—	—	3.37	2.63	2.33	2.18	2.00	1.92	1.76	1.73	1.64

表 K.4 的系数基于正态分布。若用对数分布，公式(K.15)变为：

$$X_k=\exp(m_y-k_n s_y)$$

式中：

$$m_y=\frac{1}{n}\sum\ln(x_i)$$

如先验知识 V_X 已知，则 s_y：

$$s_y=\sqrt{\ln(V_X^2+1)}\cong V_X$$

如先验知识 V_X 未知，则 s_y：

$$s_y=\sqrt{\frac{1}{n-1}\sum(\ln x_i-m_y)^2}$$

K.12　抗力模型特征值的统计确定

K.12.1　概述

K.12 主要用于定义校准抗力模型的程序(方法)，以及从 c)类试验中导出设计值，见 K.7。使用现有的先验信息(知识或假设)。

应基于对试验中实际行为的观察和理论考虑，开发出一个“设计模型”，来导出抗力函数。然后，通过对所有可用试验数据的统计解释，来验证这个模型的有效性。如有必要，对设计模型进行调整，直到理论值和试验数据之间达到足够的相关性。

由设计模型获得的预测偏差也应从试验中确定。这个偏差需要与抗力函数中其他变量的偏差相结合，以获得偏差的总体指示。这些变量包括：

——材料强度和刚度的偏差；

——几何特性的偏差。

特征抗力应考虑所有变量的偏差来确定。

该方法包括若干离散步骤，并对试验总体进行了一些假设和解释；这些假设只不过是涵盖某些最常见情况的建议而已。

对于标准评估程序，有如下假设：

a)　抗力函数是许多自变量 X 的函数；

b)　有足够数量的试验结果可用；

c)　测试了所有相关的几何和材料特性；

d)　抗力函数中各变量之间没有相关性(统计依赖性)；

e） 所有变量都服从正态分布或对数正态分布[56)]。

标准程序包括 7 个步骤，见 K.12.2～K.12.8。

K.12.2 步骤 1：开发设计模型

针对所考虑的构件或结构细节的理论抗力 r_t 开发一个设计模型，用抗力函数表示：

$$r_t = g_{r_r}(\underline{X}) \qquad \cdots\cdots(\text{K.19})$$

抗力函数应涵盖所有影响相关极限状态抗力的相关基本变量 $\underline{X}$。

对每个试件的所有基本参数都应测试，并可应用于评估。

K.12.3 步骤 2：比较实验值和理论值

将实测的特性代入抗力函数中得到理论值 r_{ti}，该值作为与试验得到的试验值 r_{ei} 进行比较的基础。代表对应值（r_{ti}，r_{ei}）的点绘制在一个图上，如图 K.1 所示。

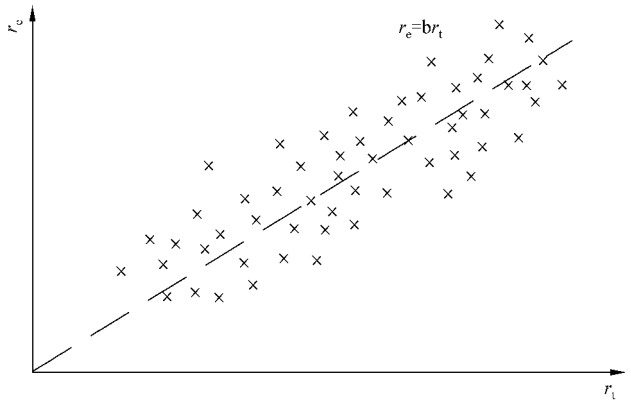


图 K.1 r_e-r_t 图

如果抗力函数是精确且完整的，则所有的点都将位于 $b=1$ 的直线上。实际上，这些点会显示为一系列散点，但应检查任何偏离这条线的系统偏差的原因，明确这些错误是在试验过程中产生的，还是抗力函数本身的。

K.12.4 步骤 3：估算均值修正系数（偏差）b

表示抗力 r 的概率模型公式如下：

$$r = br_t\delta \qquad \cdots\cdots(\text{K.20})$$

式中：

b——最小二乘法拟合斜率，由下式给出：

$$b = \frac{\sum r_{ei} r_{ti}}{\sum r_{ti}^2} \qquad \cdots\cdots(\text{K.21})$$

理论抗力函数的平均值，使用基本变量的平均值 $\underline{X}_m$ 进行计算，可以从下式获得：

$$r_m = br_t(\underline{X}_m)\delta = bg_{r_t}(\underline{X}_m)\delta \qquad \cdots\cdots(\text{K.22})$$

K.12.5 步骤 4：误差变异系数的估算

每个试验值 r_{ei} 的误差项 δ_i 应由下式确定：

56） 对变量采用对数正态分布的优点是不会出现负值。

$$\delta_i = \frac{r_{ei}}{b r_{ti}} \qquad \text{(K.23)}$$

根据 δ_i 的值，V_δ 的估计值由下式确定：

$$\Delta_i = \ln(\delta_i) \qquad \text{(K.24)}$$

$E(\Delta)$ 的估计值 $\bar{\Delta}$ 由下式得出：

$$\bar{\Delta} = \frac{1}{n}\sum \Delta_i \qquad \text{(K.25)}$$

σ_Δ^2 的估计值 s_Δ^2 由下式得出：

$$s_\Delta^2 = \frac{1}{n-1}\sum (\Delta_i - \bar{\Delta})^2 \qquad \text{(K.26)}$$

表达式：

$$V_\delta = \sqrt{\exp(s_\Delta^2) - 1} \qquad \text{(K.27)}$$

K.12.6 步骤 5：兼容性分析

应分析试验总体与抗力函数中假设的兼容性。

如果（r_{ti}，r_{ei}）值的分散度太高而不能提供经济的设计抗力函数，则可以通过以下方式之一来减少这种分散：

a) 通过修正设计模型来考虑之前被忽略的参数；

b) 通过修改 b 和 V_δ，将试验总体分成若干合适的子集，对于这些子集，可以认为这些附加参数的影响是恒定的。

为了确定哪些参数对分散度影响最大，可以将试验结果分成与这些参数相关的子集[57]。

当确定分位因子 k_n 时（见步骤 7），可以基于原始序列中的试验总数来确定子集的 k_n 值。

K.12.7 步骤 6：确定基本变量的变异系数 V_{Xi}

如果能够证明试验总体完全代表现实中的变化，则可以从试验数据中确定抗力函数中的基本变量变异系数 V_{Xi}。然而，由于通常情况并非如此，所以变异系数 V_{Xi} 通常需要根据一些先验知识来确定。

K.12.8 步骤 7：确定抗力特征值 r_k

如果抗力函数的形式如下：

$$r = b r_t \delta = b g_{r_t}(X_1, \cdots, X_j)\delta \qquad \text{(K.28)}$$

平均值可以从下式获得：

$$E(r) = b g_{r_t}[E(X_1), \cdots, E(X_j)]\delta = b g_{r_t}(\bar{X}_m)\delta \qquad \text{(K.29)}$$

并且变异系数 V_r 可以近似为：

$$V_r{}^2 \cong V_\delta^2 + V_{r_t}^2 \qquad \text{(K.30)}$$

从方程（K.30）[58]得到 V_δ，变异系数 V_{r_t} 可由下式得出：

$$V_{r_t}^2 = \frac{1}{g_{r_t}(\bar{X}_m)^2}\sum_{i=1}^{j}\left(\frac{\partial g_{r_t}(\bar{X})}{\partial X_i}\sigma_i\right)^2 \qquad \text{(K.31)}$$

式中：

σ_i——X_i 的标准差。

---

57) 目的是通过使用标准程序分析每个子集来改进每个子集的抗力函数。将试验结果分成子集的缺点是每个子集的试验结果数量可能会变得很小。

58) V_δ 的值从所考虑的试验样本中估计。

如果试验次数是有限的(比如$n<100$),则应考虑统计不确定性Δ分布的容差。分布应被认为是一个具有参数$\bar{\Delta}$、V_Δ和n的中心t分布。

抗力的特征值(5%分位数)r_k应从下式得出:

$$r_k = bg_{r_t}(\bar{X}_m)\exp(-k_\infty \alpha_{\ln r_t}\sigma_{\ln r_t} - k_n \alpha_{\ln\delta}\sigma_{\ln\delta} - 0.5\sigma^2_{\ln r}) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (K.32)$$

以及:

$$\sigma_{\ln r} = \sqrt{\ln(V_r^2+1)}$$

$$\sigma_{\ln r_t} = \sqrt{\ln(V_{r_t}^2+1)}$$

$$\sigma_{\ln\delta} = \sqrt{\ln(V_\delta^2+1)}$$

$$\alpha_{\ln r_t} = \frac{\sigma_{\ln r_t}}{\sigma_{\ln_r}}$$

$$\alpha_{\ln\delta} = \frac{\sigma_{\ln\delta}}{\sigma_{\ln r}}$$

式中:

k_n ——表5中V_X未知时的特征分位数;

k_∞ ——$n\to\infty$[$k_\infty=1.64$]的k_n的值;

$\alpha_{\ln r_t}$——$\sigma_{\ln r_t}$的权重因子;

$\alpha_{\ln\delta}$——$\sigma_{\ln\delta}$的权重因子。

K.13 参考文献

[1] JCSS:2002,Joint Committee on Structural Safety (JCSS). Probabilistic Model Code. http://www.jcss.ethz.ch/.

[2] EN 1990:2002 Basis of structural design

[3] ISO 2394:2015 General principles on reliability for structures

[4] ISO 12491:1997 Statistical methods for quality control of building materials and components

[5] Safety Factors-IEC 61400-1 ed.4-background document DTU Wind Energy-E-Report-0066 (EN) (ISBN nr.: 978-87-93278-08-0) November 2014 John Dalsgaard Sørensen, Henrik Stensgaard Toft

[6] EN 1993-1-6 Eurocode 3—Design of steel structures—Part 1-6: Strength and stability of shell structures

附 录 L
（资料性）
寒冷气候：结冰气候的影响与评估

L.1 结冰气候条件评估

L.1.1 概述

在结冰气候条件下，气象结冰定义为暴露在大气中的结构上积冰或积雪。通常，影响风力发电机组的大气结冰可分为两种不同类型：冻雾结冰（霜冰或釉冰）和冻雨结冰（冻雨、毛毛雨、湿雪，见本附录参考文献[1]）。通常情况下，冻雾结冰更为常见；在许多情况下，冻雾结冰的概率随着海拔高度的增加而增加。这是由于风力发电机组部件处于云层内的可能性较高而且温度较低。

结冰气候条件可以通过多种方法和测量传感器评估。为了评估结冰气候对风力发电机组的影响，需要评估预期的风轮长期覆冰的严重程度和持续时间。L.1 描述了一些可以用来评估预期的风轮覆冰效果的方法。

建议对风轮顶部叶尖或轮毂中心高度处附近的覆冰情况进行评估[如果有必要，外推评估覆冰代表风轮覆冰高度，见公式(L.1)]，同时使用多种覆冰检测方法提高监测的有效性和可靠性，并尽可能使用特定场址长期数据（最好 10 年以上）来评估覆冰情况，因为观测到的覆冰频率可能具有较高的年度变化。

其他指导信息可在本附录参考文献[3-6]中找到。

L.1.2 结冰气候

一般而言，对于暴露在气象结冰条件下的风力发电机组，覆冰事件可以用以下表达式来描述（见图 L.1）：

——气象结冰：有利于结冰的气象条件持续的时间（结冰活跃）；

——风轮覆冰[59]：风力发电机组风轮被覆冰干扰持续的时间；

——形成时间：气象结冰开始和风轮覆冰开始之间的延迟（依赖于结构表面、结构温度以及风力发电机组的运行点）；

——恢复时间：气象结冰结束到风轮覆冰结束之间的延迟（覆冰存在但结冰不活跃持续的时间）。

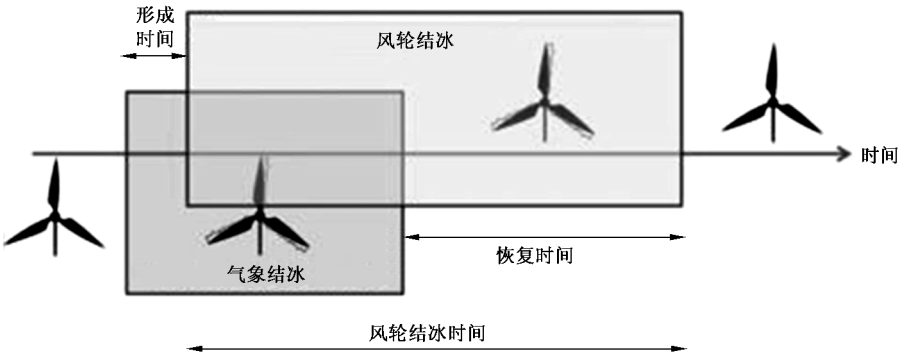


图 L.1 气象结冰和风轮覆冰的定义

59) 本文件使用术语“风轮覆冰”，而不是典型文献中的“仪器覆冰”，因为覆冰影响旋转的风轮，“风轮覆冰”能更准确地说明此现象。相对于静止状态的仪器，风力发电机组旋转的风轮受高流速和叶片振动会导致更短的形成时间和恢复时间。

L.1.3 风轮覆冰

风轮覆冰期定义为风力发电机组风轮受覆冰影响所持续的时间。风力发电机组风轮覆冰持续增加直到不存在结冰的气象条件(气象结冰结束)。覆冰将在风力发电机组上存留一定时间——恢复时间,直到覆冰被侵蚀、挥发、消融或从风轮上脱落(风轮覆冰结束)。

一般而言,气象云雾条件下的结冰频率随着海拔高度的增加而显著增加,因此需要考虑风力发电机组轮毂中心高度。典型高度,即风轮覆冰高度(h_{ri}),定义为:

$$h_{ri} = z_{hub} + \frac{1}{3}D \qquad \cdots\cdots(L.1)$$

式中:

z_{hub}——风力发电机组轮毂中心高度,单位为米(m);

D ——风轮直径,单位为米(m)。

图 L.2 是风轮覆冰高度示例。如果云层高度低于风轮覆冰高度,可以假定整个风轮都在云层中。

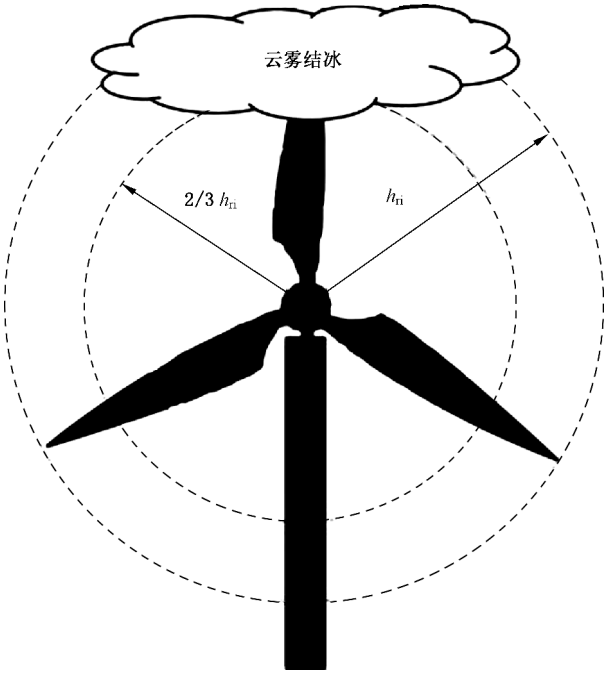


图 L.2 通过风轮覆冰高度定义的典型风轮覆冰影响区域

L.1.4 监测方法

结冰气候条件可用以下方法评估:

——使用专业结冰监测设备,监测结冰严重程度、气象持续时间和仪器结冰条件;

——使用一对带加热与不带加热的风杯风速计,来近似估计仪器结冰的持续时间;

——在固定设备上(如测风塔)或旋转部件上(如风轮叶片)安装气象或摄像系统;

——观测云底高度、能见度或温度;

——其他评估气象结冰的有效方法。

二次结冰可能会影响监测设备和(或)风力发电机组。二次结冰通过积冰、融化和再冻结的过程形成的。二次结冰可能会影响仪器的有效性和可靠性。

最后,还需要从风轮长期覆冰的角度,评估结冰气候对风力发电机组的影响。如果没有进一步的数据可用,可以使用 L.2 和 L.3 中给出的方法评估结冰气候对风轮叶片覆冰的严重程度和持续时间。

L.1.5 覆冰翼型性能参数的修正

风轮叶片上的覆冰会影响叶片的气动性能，比叶片原始清洁的翼型的气动性能要差。为了考虑翼型性能的变化，可使用以下步骤修正翼型的静态特性。需要注意的是，下面提到的范围是任意的，应根据具体的极性选择和评估，尤其应谨慎处理合并到背景极性的情况。

在$-2°$到$\alpha=\alpha_{Clmax}$攻角范围内，原始翼型的升力系数(C_L)和阻力(C_D)系数应分别乘以翼型惩罚因子。此攻角范围以外的翼型升力和阻力系数可以采用外推方法，如 Viterna(见本附录参考文献[2])或相似方法推导。升力和阻力惩罚因子是翼型攻角的函数，见下式：

$$C_{L,pen}(\alpha)=-0.001\ 4\alpha^2-0.001\ 7\alpha+0.950\ 9 \quad \cdots\cdots(L.2)$$

$$C_{D,pen}(\alpha)=0.019\ 1\alpha+3.115\ 1 \quad \cdots\cdots(L.3)$$

$$C_{L,Iced}=C_{L,pen}\times C_{L,clean}$$

$$C_{L,Iced}=C_{L,pen}\times C_{L,clean}$$

式中：

$C_{L,pen}$——原始翼型升力系数惩罚因子；

$C_{D,pen}$——原始翼型阻力系数惩罚因子；

α ——攻角，(°)。

未对扭矩系数(Cm)进行修正。需要注意的是，从$-2°$起始的攻角范围是任意的，应根据攻角定义进行调整。这一数值可以大约调整到α_{Clmax}和α_{Clmin}的中点。

图 L.3 为覆冰翼型的惩罚因子。在图中，x 表示攻角α，y 表示惩罚因子。

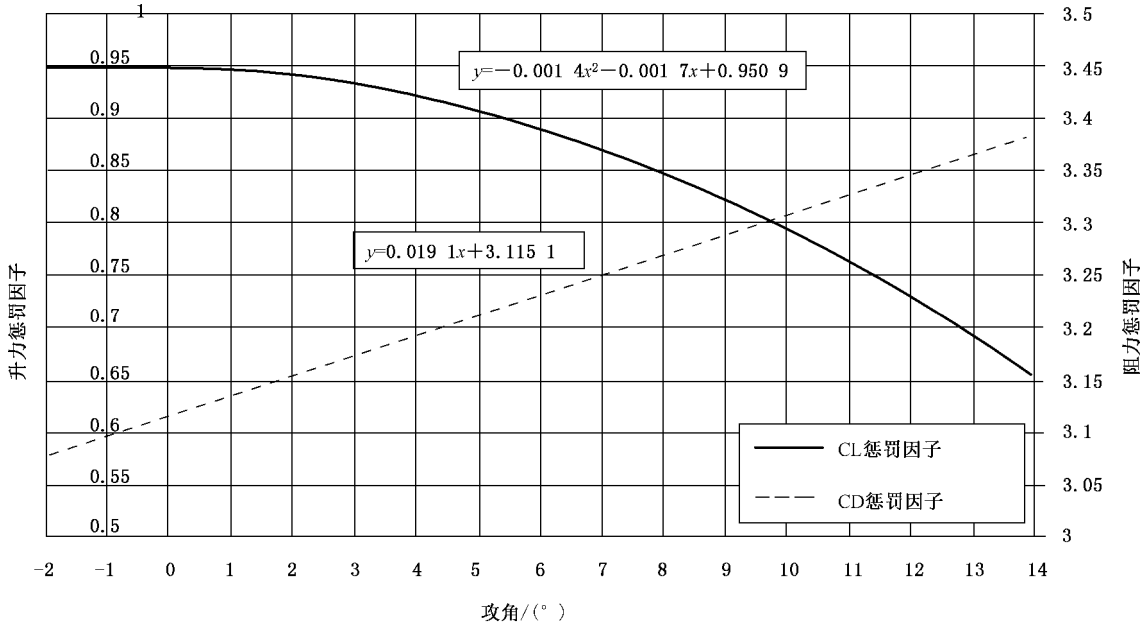


图 L.3 覆冰翼型升力、阻力惩罚因子

L.2 覆冰质量对叶片的影响

风轮叶片上的覆冰持续时间因地理位置和年份不同会有很大差别。建议使用现场观测评估结冰气候对风力发电机组的影响，见 L.1。如果没有其他可用数据，可假定每年预期的长期风轮覆冰时间为 750 h。

风轮叶片的覆冰质量分布(质量每单位长度)应假定在前缘。覆冰质量分布从风轮轴线到叶尖，从 0 到最大值呈线性增加。覆冰质量分布计算公式如下：

$$M(r)=A\times C_{85\%}\times r \qquad \cdots\cdots(L.4)$$

式中：

M ——风轮叶片前缘的质量分布，单位为千克每米(kg/m)；

A ——取 0.125 kg/m^3；

$C_{85\%}$——风轮半径 85%位置处的弦长，单位为米(m)；

r ——从风轮轴线开始的半径位置，单位为米(m)。

L.3 寒冷气候设计状态和载荷工况

L.3.1 概述

寒冷气候条件下的载荷工况见表 L.1。

表 L.1 寒冷气候设计载荷工况

设计状态	DLC	风况	其他情况	分析类型	局部安全系数
1)发电	1.6	NTM $V_{in}<V_{hub}<V_{out}$	覆冰	F/U	N
6)停机(静止或空转)	6.5	NTM $V_{hub}<0.7\ V_{ref}$	覆冰	F/U	N
7)停机兼有故障	7.1	EWM 1 年一遇	覆冰	U	A

风轮叶片上的覆冰持续时间因地理位置和年份不同会有很大差别。建议使用现场观测评估结冰气候对风力发电机组的影响，见 L.1。如果没有其他可用数据，可假定每年预期的长期风轮覆冰时间为 750 h。

L.3.2 发电(DLC 1.1～DLC 1.6)

如果可以预期叶片覆冰且不能有效防止，则需要评估叶片覆冰对风力发电机组控制行为的安全性和机组性能的影响(L.2)。

L.3.3 停机(静止或空转)(DLC 6.1～DLC 6.5)

对于 DLC 6.5 工况，风力发电机组空转状态下覆冰，需要评估风力发电机组控制行为的安全性。

L.3.4 停机兼有故障(DLC 7.1)

如果风力发电机组无独立的备用电源，假定在电网故障的情况下，风力发电机组温度降至 $\theta_{1year,min}$。应注意到，齿轮箱温度过低会显著增加传动系统的功率损失和阻尼，阻碍风轮的自由空转。需要评估空转状态下覆冰风力发电机组控制行为的安全性。

L.4 寒冷气候载荷计算

所有载荷计算主要是为了研究风力发电机组控制器的行为和安全性。在缺少其他信息的情况下，可根据 L.2 对气动性能损失、L.3 对风轮覆冰质量进行模拟。对于极限载荷分析，需要研究除了一个叶片外其他所有风轮叶片上都覆冰的情况，以及所有叶片气动性能损失的情况。对于疲劳分析，需要研究除了一片叶片外其他所有风轮叶片上有的 50%覆冰质量外，以及所有风轮叶片上的气动性能损失的情况。应按 14.4 增加空气密度[60)]。方法汇总于表 L.2。

60) 应特别注意研究不同的横向(垂直于主风向)刚度和阻尼系数，尤其是基础。这些特性的变化可能会显著影响风轮质量不平衡的效果。

对于疲劳载荷分析，覆冰质量分布按公式(L.4)设置。对于极限载荷分析，公式(L.4)要增加1倍。

表 L.2 不同分析类型中叶片覆冰质量与翼型惩罚因子

分析类型	叶片 1	叶片 2	叶片 N	翼型惩罚因子，适用于所有叶片
极限	公式(L.4)	公式(L.4)	—	公式(L.2)与公式(L.3)
疲劳	公式(L.4)	公式(L.4)	公式(L.4)-50%	公式(L.2)与公式(L.3)

L.5 参考文献

[1] IEA Task 19，“IEA Wind Recommended Practice 13：Wind energy projects in cold climate，” 2011 Edition.

[2] D.J.Larry Viterna，“Theoretical and Experimental Power From Large Horizontal Axis Wind Turbines，” NASA，1982.

[3] Lehtomäki，V.et al.，Fatigue loads of iced turbines：Two case studies.Elsevier Wind Engineering & Industrial Aerodynamics，2016，vol.158，p.37-50.

[4] Rissanen，S.et al.，Modelling load and vibrations due to iced turbine operation.Wind Engineering，2016，vol.40，no.3，p.293-303.

[5] Homola，M.et al.The relationship between chord length and rime icing on wind turbines.2009，Wiley Wind Energy，DOI：10.1002/we.383.

[6] Homola，M.Atmospheric icing on wind turbines.Phd thesis 2011，Narvik University.

附 录 M
（资料性）
中型风力发电机组

M.1 概述

小于典型通用尺寸，但大于 IEC 61400-2 适用尺寸的风力发电机组拥有巨大的市场。该类机组被定义为中型风力发电机组。根据用途不同，使用与本文件正文不同的设计要求可能更合适。

本附录提供了适用于 3.29 中定义的中型风力发电机组的设计要求。本文件中描述的所有要求应满足以下对中型风力发电机组的可选补充和说明。

M.2 外部条件

M.2.1 概述

第 6 章定义的外部条件附加以下说明后适用于中型风力发电机组。

中型风力发电机组可以安装在更复杂的地形和/或工业区附近。因此，对于这些环境中的风力发电机组使用湍流等级 A＋或 A 可能更合适。

M.2.2 风切变

在某些中型风力发电机组场址，高的风切变指数可能伴随着高湍流强度出现。因此，对于中型风力发电机组来说，大于 0.2 的风切变指数 α 可能更适用。对于这些场址的风廓线保守的风切变指数 $\alpha=0.3$。

通用级别的风力发电机组设计也可以定为“M”级。如果 $\alpha>0.2$ 是必须的，则该值应在设计文件中说明并用于相关载荷分析。

M.3 组装、安装和吊装

中型风力发电机组的组装、安装和吊装应满足第 12 章以及下列可选的补充要求。

在 12.6 中增加以下段落：

关于如何组装、安装和吊装风力发电机组的信息，应在提供给安装方的文档中说明。包括但不限于：

——关于风力发电机组安装的正确顺序和装配要求；

——为使承包商能够按照当地规则安全进行安装而推荐或授权的任何通用或指定的培训或能力标准；

——如果基础由风力发电机组制造商负责，应提供关于基础安装的技术、健康及安全性信息；否则，为确保正确的基础设计和建造，需要考虑风力发电机组载荷、风力发电机组基础接口细节以及任何其他风力发电机组的要求；

——关于塔架、机舱和叶片安装的技术、健康和安全性要求；

——关于其他结构或系统（如齿轮箱）安装的技术、健康和安全性要求；

——关于锚栓或其他任何等效系统安装的技术、健康和安全性信息；

——关于风力发电机组安装期间的现场管理、道路、风力发电机组及其附加设备的接收、转运和存放，以及人员保护的建议；

——任何规定的载荷或环境条件（如风速），包括根据塔架及叶片安装规范需要注意的或不能超出

的规定限制；

——作为风力发电机组安装的一部分，为保证所有指定设备（如吊车、起重设备）的安全使用，所需的技术、健康和安全性信息；

——为了安全解除风力发电机组安装状态任何补充的或可选的要求；以及

——所有必要的最终记录和沟通信息作为给客户或终端用户的安装信息。

除非由风力发电机组制造商提供具体的安装设备，否则安装过程中使用的任何设备或系统的最终选择由安装方负责。

任何与风力发电机组有关的具体法律要求或义务，以及任何由所属管辖区域的国家法律所规定的、需强制履行的责任，都应在提供的文件中说明。

任何与风力发电机组相关的具体标准或规范，以及任何由所属管辖区域的国家标准和规范所规定的需强制履行的责任，也都应在提供的文件中说明。

M.4 调试、运行和维护

中型风力发电机组的调试、运行和维护应满足第13章以及下列可选的补充要求。

在13.1中增加以下内容：

关于如何运行和维护风力发电机组的信息及指导应在提供给运营商的文档中说明，包括但不限于：

——风力发电机组运行、维护、维修和测试必需的图纸、图表、说明和解释；

——对运行和维护人员的培训指导，指导中包括的重要内容至少有：机组进出通道说明、爬塔指导、电梯使用、安全使用电气设备和紧急逃生程序的说明、允许的最大维护风速以及允许在机舱内或机舱上作业的人数限制；

——关于允许在风力发电机组不同部位同时作业的人数限制信息；

——关于运行人员需要采取的防护措施的信息，包括在适当情况下应提供的个人防护装备（PPE）；

——安全关键部件和系统的维护、检测和测试的要求；

——风力发电机组控制系统的控制和运行模式的说明；

——救援设备规范；

——潜在危险区域清单以及与每个潜在危险区域对应的危险说明；

——灭火器及其位置要求；

——维护和修理期间使用的必要专用工具的说明；以及

——推荐的风力发电机组、关键部件和系统的维护周期；

——风力发电机组在运行、维护、修理和故障停机期间的稳定性限制，包括进入风力发电机组进行维护的环境限制的说明。

在13.2中增加以下内容：

风力发电机组已采取的保护性措施应形成文档，包括但不限于：

——可能存在的重大危险的说明；

——风力发电机组限制的说明，包括：

- 风力发电机组的预期用途包括不同的运行模式和运行维护人员的干预程序；
- 限定工作区域的空间限制和相关进入权限，人机操作界面和机电接口；
- 安全性关键部件设计寿命的任何时间限制；

——安全性要求和保护性措施的细节，包括风力发电机组设计考虑的控制系统；以及

——关于需要客户或运营商多加注意的任何剩余风险的细节。

M.5 文件编制

所有为了保证风力发电机组结构和设备的安全、正确地供应、装配、安装、运行和维护所必要的手

册、图表、规范、说明书、图纸或安全说明，都应酌情提供。提供的所有信息的最终范围和内容应考虑：

a） 由制造商进行的风险评估；

b） 风力发电机组尺寸和结构；

c） 供应的风力发电机组的适用范围和载荷特性；以及

d） 风力发电机组适用的场址和环境条件。

应用英文向买方提供相应的文件，如果英文不是风力发电机组安装国家地区的官方语言，那么还应使用该国家地区的一种或多种官方语言。内容包括：

——制造商的名称及其当地代理，如果该制造商为独立机构；

——风力发电机组的标识，包括名称、型号和等级；

——任何规定的符合性声明；

——关于买方/用户可以进行的运维的限制和那些应委托给专业/授权公司/技术人员的运维的明确声明，以及这些公司/技术人员能够进行这些运维的证明。

所有文件应按逻辑顺序排列，并及时更新。文件的内容也应涵盖可合理预见的误用。

附 录 NA
（资料性）
与 IEC 60034（所有部分）有一致性对应关系的我国文件

与 IEC 60034（所有部分）有一致性对应关系的我国文件如下：

——GB/T 755—2019 旋转电机 定额和性能（IEC 60034-1:2017，IDT）；

——GB/T 997—2008 旋转电机结构型式、安装型式及接线盒位置的分类（IM 代码）（IEC 60034-7:2001，IDT）；

——GB/T 1032—2012 三相异步电动机试验方法（IEC 60034-2-1:2007，NEQ）；

——GB/T 1971—2021 旋转电机 线端标志与旋转方向（IEC 60034-8:2014，IDT）；

——GB/T 4942.1—2006 旋转电机整体结构的防护等级（IP 代码） 分级（IEC 60034-5:2000，IDT）；

——GB/T 5321—2005 量热法测定电机的损耗和效率（IEC 60034-2A:1974，IDT）；

——GB/T 7409.1—2008 同步电机励磁系统 定义（IEC 60034-16-1:1991，MOD）；

——GB/T 10068—2020 轴中心高为 56 mm 及以上电机的机械振动 振动的测量、评定及限值（IEC 60034-14:2018，IDT）；

——GB/T 10069.3—2008 旋转电机噪声测定方法及限值 第 3 部分：噪声限值（IEC 60034-9:2007，IDT）；

——GB/T 13002—2008 旋转电机 热保护（IEC 60034-11:2004，IDT）；

——GB/T 17948.1—2018 旋转电机 绝缘结构功能性评定 散绕绕组试验规程 热评定和分级（IEC 60034-18-21:2012，IDT）；

——GB/T 17948.2—2006 旋转电机 绝缘结构功能性评定 散绕绕组试验规程 变更和绝缘组分替代的分级（IEC 60034-18-22:2000，IDT）；

——GB/T 17948.3—2017 旋转电机 绝缘结构功能性评定 成型绕组试验规程 旋转电机绝缘结构热评定和分级（IEC 60034-18-31:2012，IDT）；

——GB/T 17948.4—2016 旋转电机 绝缘结构功能性评定 成型绕组试验规程 电压耐久性评定（IEC 60034-18-32:2010，IDT）；

——GB/T 17948.6—2018 旋转电机 绝缘结构功能性评定 成型绕组试验规程 绝缘结构热机械耐久性评定（IEC 60034-18-34:2012，IDT）；

——GB/T 17948.7—2016 旋转电机 绝缘结构功能性评定 总则（IEC 60034-18-1:2010，IDT）

——GB/T 20833.1—2021 旋转电机 绕组绝缘 第 1 部分：离线局部放电测量（IEC 60034-27-1:2017，IDT）；

——GB/T 20833.3—2018 旋转电机 旋转电机定子绕组绝缘 第 3 部分：介质损耗因数测量（IEC 60034-27-3:2015，IDT）；

——GB/T 20833.4—2021 旋转电机 绕组绝缘 第 4 部分：绝缘电阻和极化指数测量（IEC 60034-27-4:2018，IDT）；

——GB/T 20114—2019 普通电源或整流电源供电直流电机的特殊试验方法（IEC 60034-19:2014，IDT）；

——GB/T 21205—2007 旋转电机整修规范（IEC 60034-23:2003，IDT）；

——GB/T 21210—2016 单速三相笼型感应电动机起动性能（IEC 60034-12:2016，IDT）；

——GB/T 21211—2017 等效负载和叠加试验技术 间接法确定旋转电机温升（IEC 60034-29:2008，IDT）；

——GB/T 22713—2008 不平衡电压对三相笼型感应电动机性能的影响(IEC 60034-26:2006,IDT);

——GB/T 22715—2016 旋转交流电机定子成型线圈耐冲击电压水平(IEC 60034-15:2009,IDT);

——GB/T 22720.1—2017 旋转电机 电压型变频器供电的旋转电机无局部放电(Ⅰ型)电气绝缘结构的鉴别和质量控制试验(IEC 60034-18-41:2014,IDT);

——GB/T 22720.2—2019 旋转电机 电压型变频器供电的旋转电机耐局部放电电气绝缘结构(Ⅱ型)的鉴定试验(IEC 60034-18-42:2017,IDT);

——GB/T 23640—2009 往复式内燃机(RIC)驱动的交流发电机(IEC 60034-22:1996,IDT);

——GB/T 25442—2018 旋转电机(牵引电机除外)确定损耗和效率的试验方法(IEC 60034-2-1:2014,IDT);

——GB/T 29326—2012 包括变速应用的能效电动机选择和应用导则(IEC 60034-31:2010,IDT);

——GB/T 32891.1—2016 旋转电机 效率分级(IE 代码) 第 1 部分:电网供电的交流电动机(IEC 60034-30-1:2014,IDT);

——GB/T 34861—2017 确定大电机各项损耗的专用试验方法(IEC 60034-2-2:2010,IDT);

——GB/T 34862—2017 确定三相低压笼型感应电动机等值电路参数的试验方法(IEC 60034-28:2012,IDT);

——GB/T 40294—2021 确定电励磁同步电机参数的试验方法(IEC 60034-4-1:2018,IDT)。

参 考 文 献

[1] IEC 60146 (all parts) Semiconductor converters

[2] IEC 60173:1964,Colours of the cores of flexible cables and cords

[3] IEC 60227 (all parts),Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V

[4] IEC 60245 (all parts),Rubber insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V

[5] IEC 60269 (all parts),Low-voltage fuses

[6] IEC 60287 (all parts),Electric cables—Calculation of the continuous current rating

[7] IEC 60439 (all parts),Low voltage switchgear and control gear assemblies

[8] IEC 60446:2007,Basic and safety principles for man-machine interface,marking and identification—Identification of conductors by colours or alphanumericss

[9] IEC 60617,Graphical symbols for diagrams (available at http://std.iec.ch/iec60617)

[10] IEC 60755,General requirements for residual current-operated protective devices

[11] IEC 60898 (all parts),Electrical accessories—Circuit breakers for overcurrent protection for household and similar installations

[12] IEC 61000-6-1,Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 6-1:Generic standards—Immunity standard for residential,commercial and light-industrial environments

[13] IEC 61000-6-4,Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 6-4:Generic standards—Emission standardfor industrial environments

[14] IEC 61310-1:2007,Safety of machinery—Indication,marking and actuation—Part 1:Requirements for visual,acoustic and tactile signals

[15] IEC 61310-2:2007,Safety of machinery—Indication,marking and actuation—Part 2:Requirements for marking

[16] IEC 61400-2,Wind turbines—Part 2:Small wind turbines

[17] IEC 61400-3-1,Wind turbines—Part 3-1:Design requirements for fixed offshore wind turbines

[18] IEC 61400-6,Wind turbines—Part 6:Tower and foundation design requirements

[19] IEC 61400-12-1,Wind turbines—Part 12-1:Power performance measurements of electricity producing wind turbines

[20] IEC 61400-13,Wind turbines—Part 13:Measurement of mechanical loads

[21] IEC 61400-21,Wind turbines—Part 21:Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines

[22] IEC 61508 (all parts),Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems

[23] IEC 61508-1:2010,Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems—Part 1:General requirements

[24] IEC 61508-6,Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems—Part 6:Guidelines on the application of IEC 61508-2 and IEC 61508-3

[25] IEC 62061:2005 Safety of machinery—Functional safety of safety-related electrical,electronic and programmable electronic control systems IEC 62061/AMD1:2012 IEC 62061/AMD2:2015

[26] IEC 62305-1,Protection against lightning—Part 1:General principles

[27] ISO 12100:2010,Safety of machinery—General principles for design—Risk assessment and risk reduction

[28] ISO 3010,Basis for design of structures—Seismic actions on structures

[29] ISO 8930:1987,General principles on reliability for structures—List of equivalent terms

[30] ISO 9001,Quality management systems—Requirements

[31] ISO 13849-1:2015,Safety of machinery—Safety-related parts of control systems—Part 1: General principles for design

[32] ISO 13849-2,Safety of machinery—Safety-related parts of control systems—Part 2:Validation

[33] EN 1993-1-6: 2007, Design of steel structure—Part 1-6: Strength and stability of shell structure

[34] IEA Recommendation 11, Wind speed Measurement and use of cup anemometry, 1st Ed.1999.