



中 国 船 级 社

风力发电机组规范

2008

2008年6月1日 生效

北 京

目 录

第1章 总 则	1
第1节 一般规定.....	1
第2节 认 证.....	1
第3节 操作运行和维护监控.....	2
第2章 载 荷	3
第1节 一般规定.....	3
第2节 外部条件.....	4
第3节 设计载荷.....	10
第3章 设 计	21
第1节 一般规定.....	21
第2节 总体设计.....	21
第3节 部件设计.....	23
第4章 材料与制造	25
第1节 一般规定.....	25
第2节 材 料.....	26
第3节 制造和试验.....	32
第5章 强度分析	39
第1节 一般规定.....	39
第2节 应力确定.....	39
第3节 金属材料.....	40
第4节 混凝土.....	47
第5节 纤维增强塑料和粘接.....	49
第6节 木 材.....	55
第6章 结 构	56
第1节 一般规定.....	56
第2节 风轮叶片.....	56
第3节 机械结构.....	59
第4节 机舱罩和整流罩.....	60
第5节 螺栓连接.....	63

第6节 塔架	63
第7节 基础	71
第7章 机械部件	74
第1节 一般规定	74
第2节 变桨系统	74
第3节 轴承	76
第4节 齿轮箱	78
第5节 机械制动和锁定装置	84
第6节 联轴器	85
第7节 弹性支撑	86
第8节 偏航系统	88
第9节 液压系统	89
第8章 电气系统	91
第1节 一般规定	91
第2节 电气系统、设备及元器件设计的一般原则	92
第3节 电机	94
第4节 变压器	96
第5节 电力电子变流器	96
第6节 中压设备	97
第7节 开关和保护装置	98
第8节 电缆和电线	99
第9节 并网和装置	101
第10节 充电设备和储能蓄电池	102
第9章 控制和安全保护系统	104
第1节 一般规定	104
第2节 控制和安全保护系统的一般原则	106
第3节 控制系统	108
第4节 安全保护系统	109
第5节 监控和安全处理	111
第6节 检验	115
第10章 防雷系统	117

第 1 节 一般规定·····	117
第 2 节 保护等级和防雷区·····	118
第 3 节 防雷系统和装置设计的一般要求·····	120
第 4 节 风力发电机组的防雷措施·····	122
第 5 节 其它设施的防雷措施·····	125
第 6 节 防雷区界面处电缆和电线的处理·····	125
第 7 节 防雷装置的设计、检查和维护·····	126
第 11 章 运输、安装、运行和维护·····	127
第 1 节 一般规定·····	127
第 2 节 运输、安装、运行和维护·····	127
第 12 章 测 试·····	130
第 1 节 一般规定·····	130
第 2 节 安全及功能测试·····	131
第 3 节 功率特性测试·····	131
第 4 节 载荷测试·····	132
第 5 节 噪声测量·····	133
第 6 节 电能品质测试·····	133
第 7 节 耐久性测试·····	134
附录 1 坐标系·····	135
附录 2 载荷评估·····	138
附录 3 S 级风力发电机组的设计参数·····	141
附录 4 湍流模型·····	142
附录 5 地震载荷评估·····	146
附录 6 极限强度分析的载荷统计外推法·····	147
附录 7 使用麦纳准则和载荷外推法的疲劳分析·····	149
附录 8 塔架的简化屈曲应力计算·····	152

第 1 章 总 则

第1节 一 般 规 定

1.1.1 适用范围

1.1.1.1 本规范适用于陆上使用的风力发电机组的认证。

1.1.1.2 本规范适用于风轮扫掠面积大于或等于 40m^2 的水平轴风力发电机组。

1.1.1.3 对本章 1.1.1.2 规定以外的风力发电机组，可参照本规范进行认证。

1.1.2 规范制定

1.1.2.1 本规范制定的主要依据为：

(1) 有关国际标准，如 IEC 61400 等；

(2) 有关国际标准外的其它适用标准、有关理论和科研成果及使用经验。

1.1.2.2 本规范修改时，本社将及时换版或颁布修改通报。

1.1.2.3 本规范采用的标准/规范均为现行有效的版本，本规范的用户应注意使用这些标准/规范的最新版本。

1.1.3 定义

本规范所涉及的名词定义和术语与 IEC 415 同。

本规范各章所涉及的定义，均在各章中规定。除另有规定外，本规范适用如下定义：

1.1.3.1 本社系指中国船级社。

1.1.3.2 CCS 系为 China Classification Society（中国船级社）的缩写。

1.1.3.3 规范系指中国船级社有关船舶、海上设施和集装箱以及风力发电机组等现行有效的规范。

1.1.3.4 风力发电机组系指将风能转换为电能的系统（即 Wind Turbine Generator System—WTGS）。

1.1.4 等效与免除

1.1.4.1 除另有规定外，凡等效于或替代本规范要求的内容，如计算方法、评定标准、制造程序、材料、检验和试验方法等，只要能提供必需的试验、理论依据或使用经验、或有效公认的标准等，经本社总部同意后，均可被接受。

1.1.4.2 除另有规定外，如能提供必需的试验、理论依据或使用经验，经本社总部特殊考虑后，可免除本规范的相应要求。

1.1.5 规范解释

1.1.5.1 本规范的解释权属本社总部。

第2节 认 证

1.2.1 风力发电机组认证

1.2.1.1 需进行认证的风力发电机组及其零部件应满足本规范适用的技术要求。

1.2.1.2 风力发电机组认证的管理和程序应按本社有关的产品认证要求执行。

1.2.1.3 经本社认证的风力发电机组和风电场，需满足规定的操作运行和维护监控要求。

第3节 操作运行和维护监控

1.3.1 一般要求

1.3.1.1 操作和维护监控的目的是保证特定场地的一台或一组风力发电机组的操作和维护能满足设计文件中相关操作手册的要求。

1.3.1.2 监控应包括对操作维护记录的检查及对风力发电机组的抽查。操作和维护监控应按商定的规定定期进行。

1.3.2 操作和维护监控要求

1.3.2.1 应至少确认下列方面：

- (1) 风力发电机组的维护是由授权的且有资格的人员按照维护手册要求和规定的期限进行。
- (2) 检查控制参数的设置是否满足设计文件中的限制值。

第2章 载 荷

第1节 一般规定

2.1.1 适用范围

2.1.1.1 本章适用于风力发电机组载荷的确定。

2.1.2 技术文件

2.1.2.1 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 风力发电机组运行和控制系统的说明书；
- (2) 控制系统和安全系统限制值的说明（如功率曲线、风能利用系数、切入和切出风速、转速和偏航系统的数据）；
- (3) 对具有变桨距控制、变速或其它有关系统的控制流程和控制参数；
- (4) 标有基本尺寸的简图，及质量、惯性矩和重心数据的文件。对于风轮叶片，包括叶片几何数据（扭角、弦长、相对厚度、翼型）、质量和刚度分布资料等；
- (5) 不同雷诺数下不同相对厚度和迎角的翼型气动特性数据（升力系数，阻力系数和力矩系数）；
- (6) 选用的坐标轴系（见本规范附录 1）；
- (7) 载荷计算与评估报告（见本规范附录 2）；
- (8) 制定载荷时，计算分析所采用的刚度、固有频率和阻尼系数等；
- (9) 叶片共振转速图（如 campbell 图），其中应考虑风轮叶片、传动链和塔架的固有频率和相应的激励；
- (10) 机械刹车的转矩曲线；
- (11) 计算中所使用的风速表；
- (12) 运输、吊装和安装程序文件，包括安装和维护时最大允许的平均风速及制动要求。

2.1.3 载荷制定的原则

2.1.3.1 载荷制定是为了进行静强度和疲劳强度分析。

2.1.3.2 载荷制定应按本章第 2 节确定的外部条件和风力发电机组的运行状态相结合进行计算分析。

2.1.3.3 疲劳强度分析应采用适用的方法，并考虑确定的影响因素（垂直风速梯度、塔影）和随机的影响因素（局部阵风、风湍流）对风轮扫掠面积上风速不均匀分布的影响。

2.1.3.4 建立用于疲劳强度分析的载荷谱时，应包括适当的理论分析及计算，且应考虑所有外部条件（尤其是风湍流）的影响。

2.1.3.5 应按外部条件和运行状态发生的概率对载荷情况予以细分。一般不考虑极端的外部条件和极端的机组故障状态的组合。

2.1.4 安全等级

2.1.4.1 风力发电机组可按下列两种安全等级之一进行设计：

- (1) 如结构失效，会导致人身伤害，或造成经济损失和产生社会影响时，采用正常安全等级；
- (2) 如安全等级由当地规范和/或制造商与用户协商决定时，应采用特殊安全等级。

对正常安全等级风力发电机组的安全系数，本章 2.3.5 给出了详细说明。特殊安全等级风力发电机组的安全系数应由制造商与用户协商。根据特殊安全等级设计的风力发电机组即为本章 2.2.2 定义的

S 级风力发电机组。

第2节 外部条件

2.2.1 一般要求

2.2.1.1 在风力发电机组的设计中，至少应考虑本节所述的外部条件。

2.2.1.2 风力发电机组承受环境和电网的影响，其主要体现在载荷、使用寿命和正常运行等方面。为保证安全和可靠性，在设计中应考虑到环境、电网和土壤参数，并在设计文件中明确规定。环境条件可划分为风况和其它外部条件。土壤特性关系到风力发电机组的基础设计。

2.2.1.3 各类外部条件可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结构长期承载和运行状态。极端外部条件是潜在的临界外部设计条件。设计载荷系由这些外部条件和风力发电机组的运行状态组合而成。

2.2.1.4 对结构整体而言，风况是最基本的外部条件。其它环境条件对设计特性，诸如控制系统功能、耐久性、锈蚀等均有影响。

2.2.1.5 根据风力发电机组安全等级的要求，设计中要考虑本节所述的正常外部条件和极端外部条件。

2.2.2 风力发电机组分级

2.2.2.1 风力发电机组的设计中，外部条件应由其安装场地和场地类型决定。风力发电机组的安全等级及相应的风速和风湍流参数应符合表 2.2.2.1 的规定。

2.2.2.2 对需要特殊设计（如特殊风况或其它特殊外部条件）的风力发电机组，规定了特殊安全等级——S 级。S 级风力发电机组的设计值由设计者确定，并应在设计文件中详细说明。对这样的特殊设计，选取的设计值所反映的外部条件比预期使用的外部条件更为恶劣。近海安装为特殊外部条件，要求风力发电机组按 S 级设计。

各等级风力发电机组的基本参数^① 表 2.2.2.1

风力发电机组等级	I	II	III	S
参考风速 V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	由设计者确定各参数
A I_{15} (—)	0.16			
B I_{15} (—)	0.14			
C I_{15} (—)	0.12			

注：表中数据为轮毂高度处值，其中：

A 表示较高湍流特性级；

参考风速 V_{ref} 为 10min 平均风速；

B 表示中等湍流特性级；

I_{15} 风速为 15m/s 时的湍流强度特性值。

C 表示较低湍流特性级；

2.2.2.3 除表 2.2.2.1 的基本参数外，在风力发电机组设计中，还需要某些更重要的参数来规定外部条件。对风力发电机组 I_A~III_C 级，统称为风力发电机组的标准等级，在本节 2.2.3、2.2.4、2.2.5 中规定了这些等级的补充参数值。

2.2.2.4 一般风力发电机组的设计寿命应为 20 年。

2.2.2.5 对 S 级风力发电机组，制造商应在设计文件中阐述所采用的模型及主要设计参数值。采用本章模型时，对其参数值应作充分的说明。S 级风力发电机组的设计文件应包含本规范附录 3 所列内容。

^① 年平均风速没有出现在表 2.2.2.1 中作为风力发电机组等级的基本参数。对于按该表设计的标准等级的风力发电机组，年平均风速 $V_{\text{ave}} = 0.2V_{\text{ref}}$ 。

2.2.3 风况

2.2.3.1 风况的设计值须在设计文件中明确规定，风力发电机组应能承受所确定安全等级的风况。

2.2.3.2 从载荷和安全角度考虑，风况可分为风力发电机组正常工作期间频繁出现的正常风况和 1 年或 50 年一遇的极端风况。

2.2.3.3 在许多情况下，风况可视为定常流与变化的阵风廓线或湍流的结合，在所有情况下，应考虑平均气流相对水平面成 8° 角时的影响。假定此倾斜角不随高度改变而变化。

2.2.3.4 正常风况

(1) 风速分布

场地的风速分布对风力发电机组的设计至关重要。对于正常设计状态，其决定各载荷情况出现的频率。应采用 10min 时间周期内的平均风速，来得到轮毂高度处平均风速 V_{hub} 的瑞利分布 $P_R(V_{hub})$ ，并由下式给出：

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp(-\pi (V_{hub} / 2V_{ave})^2)$$

式中： $V_{ave} = 0.2 V_{ref}$ ，对标准等级的风力发电机组。

(2) 正常风廓线模型 (NWP)

风廓线 $V(z)$ 可表示成平均风速随离地高度 z 的变化函数，对标准等级的风力发电机组，正常风廓线由下列幂定律公式给出：

$$V(z) = V_{hub} (z / z_{hub})^a$$

式中： z_{hub} ——轮毂高度，幂指数 a 假定为 0.2。

风廓线用于确定穿过风轮扫掠面的平均垂直风切变。

(3) 正常湍流模型 (NTM)

风湍流是指 10min 内平均风速的随机变化。风湍流模型应包括风速变化，风向变化和旋转采样的影响。湍流风速的三个矢量分量分别定义如下：

——纵向分量：沿着平均风速方向；

——横向分量：在水平面内，垂直于纵向分量；

——竖向分量：垂直于纵向分量和横向分量。

对于正常湍流模型，湍流标准偏差特性值 σ_1 ，在给定轮毂高度的风速应按概率分布为 90%^①分位点值给出。对标准等级的风力发电机组，随机风湍流模型速度场应满足下列要求：

a) 纵向风速分量的标准偏差特性值 σ_1 由下式给出：

$$\sigma_1 = I_{15} (0.75V_{hub} + b)$$

式中： $b = 5.6 \text{ m/s}$ ；

I_{15} 由表 2.2.2.1 给出。假定标准偏差不随离地面高度变化。

平均风速方向的垂直分量应具有以下最小标准偏差^②：

——横向分量： $\sigma_2 \geq 0.7 \sigma_1$

——竖向分量： $\sigma_3 \geq 0.5 \sigma_1$

b) 在惯性子区间，三个正交分量的功率谱密度 $S_1(f)$ ， $S_2(f)$ 和 $S_3(f)$ ，作为频率 f 的函数应逼近下列渐近线形式：

$$S_1(f) = 0.05 (\sigma_1)^2 (\Lambda_1 / V_{hub})^{-2/3} f^{-5/3}$$
$$S_2(f) = S_3(f) = 4/3 S_1(f)$$

在轮毂高度，纵向湍流尺度参数 Λ_1 由下式确定：

① 如希望其它分为点的风速用于附加的可选载荷计算，对于标准等级的风力发电机组可采用对数正态分布和下列公式近似：

$$E\langle \sigma_1 | V_{hub} \rangle = I_{ref} (0.75V_{hub} + c); c = 3.8 \text{ m/s}$$

$$\text{Var}\langle \sigma_1 | V_{hub} \rangle = (I_{ref} (1.4 \text{ m/s}))^2$$

② 实际值可取决于湍流模型的选择和 2.2.3.4 (3) b) 中的要求。

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0.7z_{hub} & \text{当 } z_{hub} < 60m \\ 42m & \text{当 } z_{hub} \geq 60m \end{cases}$$

c) 应使用公认的模型, 且模型的相关性定义为互谱的大小除以与纵向垂直的平面内空间离散点的纵向速度分量的自谱。

建议使用满足上述要求的湍流模型: 曼恩均匀剪切模型, 见本规范附录 4。在附录 4 中, 也给出了另一个满足上述要求的经常使用的模型。其它模型应慎重使用, 因为模型的选择会对载荷产生重大影响。

2.2.3.5 极端风况

极端风况用于确定风力发电机组的极端风载荷。极端风况包括由暴风造成的风速峰值、风向和风速的迅速变化。

(1) 极端风速模型 (EWM)

EWM 可以是稳态风速模型或湍流风速模型。这个风模型基于参考风速 V_{ref} 和一个确定的湍流标准偏差 σ_1 。

① 对于稳态极端风速模型, 50 年一遇 ($N=50$) 和 1 年一遇 ($N=1$) 极端风速 (3s 的平均值) V_{e50} 和 V_{el} 应作为高度 z 的函数用下式计算:

$$\begin{aligned} V_{e50}(z) &= 1.4V_{ref}(z/z_{hub})^{0.11} \\ V_{el}(z) &= 0.8V_{e50}(z) \end{aligned}$$

式中: z_{hub} ——轮毂高, 假定与平均风向短期偏离为 $\pm 15^\circ$ 。

参考风速 V_{ref} 按表 2.2.2.1 选取。

② 对于湍流极端风速模型, 50 年一遇 ($N=50$) 和 1 年一遇 ($N=1$) 的风速 10min 的平均值作为高度 z 的函数用下式给出:

$$\begin{aligned} V_{e50}(z) &= V_{ref}(z/z_{hub})^{0.11} \\ V_{el}(z) &= 0.8V_{e50}(z) \end{aligned}$$

纵向湍流标准偏差 σ_1 ①至少等于 $0.11V_{hub}$ 。

(2) 极端运行阵风 (EOG)

对标准等级的风力发电机组, 轮毂高度处的阵风幅值 V_{gust} ②由下列关系式给出:

$$V_{gust} = \min \left\{ 1.35(V_{el} - V_{hub}); 3.3 \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0.1 \frac{D}{\Lambda_1}} \right) \right\}$$

式中: σ_1 ——标准偏差, 按本节 2.2.3.4 (3) a) 中的公式计算;

Λ_1 ——湍流尺度参数, 按本节 2.2.3.4 (3) b) 中的公式选取;

D ——风轮直径;

风速由下列方程式确定:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0.37V_{gust} \sin(3\pi t/T) (1 - \cos(2\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ V(z) & t < 0 \text{ 或 } t > T \end{cases}$$

式中: $V(z)$ 按本节 2.2.3.4 (2) 中的公式计算;

$T=10.5$ s。

(3) 极端风向变化 (EDC)

① 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) 均无关。稳态极端风速模型与湍流极端风速模型大约有 3.5 的峰值因子关系。

② 阵风幅值被运行事件如起动和停止的概率校准来给出 50 年的重现周期。

极端风向变化幅值 θ_{eN} 按下列关系式计算：

$$\theta_{eN}(t) = \pm 4 \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left(1 + 0.1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right) \right)} \right)$$

式中： σ_1 ——标准偏差，按本节 2.2.3.4 (3) a) 中的计算；

θ_{eN} ——限定在 $\pm 180^\circ$ 范围内；

Λ_1 ——湍流尺度参数，按本节 2.2.3.4 (3) b) 中的公式选取；

D ——风轮直径；

极端风向瞬间变化 $\theta_N(t)$ ，由下式给出：

$$\theta_N(t) = \begin{cases} 0 & t < 0 \\ \pm 0.5 \theta_{eN} (1 - \cos(\pi / T)) & 0 \leq t \leq T \\ \theta_{eN} & t > T \end{cases}$$

其中： $T=6s$ 为极端风向瞬时变化的持续时间。通过选择 $\theta_N(t)$ 的取值情况来确定产生最严重瞬时加载。在风向瞬时变化结束时，假定风向保持不变，并按本节 2.2.3.4 (2) 中的公式确定风速。

(4) 极端湍流模型 (ETM)

极端湍流模型应使用本节 2.2.3.4 (2) 的正常风廓线模型。湍流纵向分量标准偏差按下式计算：

$$\sigma_1 = c I_{ref} [0.072 (V_{ave}/c + 3) (V_{hub}/c - 4) + 10]$$

式中： $c=2 \text{ m/s}$

(5) 方向变化的极端持续阵风 (ECD)

方向变化的极端持续阵风的幅值为：

$$V_{cg} = 15 \text{ m/s}$$

风速由下式确定：

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

式中 $T=10s$ 是上升时间，风速 $V(z)$ 按本节 2.2.3.4 (2) 的正常风廓线模型给出。

假定风速的上升与风向的变化 θ_{cg} (0 到 θ_{cg})同时发生。 θ_{cg} 由下面的关系式确定：

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ \text{ m/s}}{V_{hub}} & 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases}$$

同步的方向变化角由下列关系式给出：

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0.5 \theta_{cg} (1 - \cos(\pi / T)) & 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & t > T \end{cases}$$

此处上升时间 $T=10\text{ s}$ 。

(6) 极端风切变 (EWS)

应用下列两个瞬时风速来计算极端风切变：

瞬时垂直风切变（有正负号）：

$$V(z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left(2.5 + 0.2 \beta \sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) \left(1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & t < 0 \quad \text{或} \quad t > T \end{cases}$$

瞬时水平风切变（有正负号）：

$$V(y,z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{y}{D} \right) \left(2.5 + 0.2 \beta \sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) \left(1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & t < 0 \quad \text{或} \quad t > T \end{cases}$$

式中： $\alpha=0.2$ ； $\beta=6.4$ ； $T=12\text{ s}$ ；

Λ_1 —— 湍流尺度参数，按本节 2.2.3.4 (3) 正常湍流模型计算；

D —— 风轮直径。

应选择水平风切变正负号，以求得最严重的瞬时载荷。两种极端风切变应分别考虑，不能同时应用。

2.2.4 其它环境条件

2.2.4.1 除风速外，其它环境（气候）条件如热、光、化学、腐蚀、机械、电或其它物理作用都会影响风力发电机组的完整性和安全性，且气候因素共同作用会更加剧这种影响。

至少应考虑下列其它环境条件，并应将其影响在设计文件中说明：

- 温度；
- 湿度；
- 空气密度；
- 太阳辐射；
- 降雨、冰雹、覆冰和积雪；
- 化学活性物质；
- 机械活动颗粒；
- 雷电；
- 地震；
- 盐雾；
- 沙尘。

近海环境，需要考虑附加特殊条件。

设计中的气候条件可依照惯用值或气候条件变化范围来确定。选择设计值时，诸多气候条件同时出现的可能性也应予以考虑。对应 1 年周期里正常范围内气候变化不应影响风力发电机组设计的正常运行工况。

除相关因素外，本节 2.2.4.3 中的极端环境条件应和本节 2.2.3.4 中正常风况同时考虑。

2.2.4.2 其它正常环境条件

应考虑的有关正常环境条件包括：

- 设备正常工作环境温度范围 $-20^\circ\text{C} \sim 40^\circ\text{C}$ ；

- 最高相对湿度小于或等于 95%；
- 大气成分相当于无污染的内陆大气；
- 太阳辐射强度 $1000\text{W}/\text{m}^2$ ；
- 空气密度 $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ 。

由设计者规定附加外部环境条件参数时，这些参数值应在设计文件中说明，并应符合本社接受的有关标准的要求。

2.2.4.3 其它极端环境条件

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、覆冰和地震。

(1) 温度

标准安全等级风力发电机组极端设计温度范围值至少应为 $-20^\circ\text{C} \sim 50^\circ\text{C}$

① 如果安装场地的温度多年来平均每年低于 -20°C 或高于 50°C 的全年天数超过 9 天，则温度的上下限就得相应改变，且应验证风力发电机组的运行和结构噪声在所选温度范围内。如场地在多年内的平均温度与本节 2.2.4.2 中的设计温度有超过 15°C 的偏差，则应予以考虑。

② 应考虑极端温度的以下影响：

- 空气密度；
- 材料的力学性能；
- 热膨胀系数及其导致的应力；
- 降温或升温设备的周围温度；
- 电子设备及电子元件对温度的要求；
- 安全控制系统中的元器件失效温度。
- 结冰对空气动力系数的影响。

(2) 雷电

本规范第 10 章防雷电措施适于标准等级的风力发电机组。

(3) 覆冰

标准等级的风力发电机组（安装在结冰地区）应按以下情况考虑覆冰影响：

① 风轮不旋转时，所有表面（包括风轮叶片）覆冰厚度达到 30mm，冰的密度 $\rho_E = 700\text{kg}/\text{m}^3$ 。

② 风轮旋转时，要考虑所有风轮叶片上的覆冰和除一个叶片以外其它风轮叶片上的覆冰两种工况。其质量分布（质量/单位长度）假定在叶片前缘，从风轮轴心为零到 $0.5R$ 处线性增加到 μ_E ，从 $0.5R$ 到叶片外端 R 处保持为常量， μ_E 值计算如下：

$$\mu_E = \rho_E \cdot k \cdot c_{\min} (c_{\max} + c_{\min})$$

式中： μ_E = 覆冰质量分布 $[\text{kg}/\text{m}]$ ；

ρ_E = 冰的密度 ($700\text{kg}/\text{m}^3$)；

c_{\max} = 叶片最大弦长；

c_{\min} = 叶梢处弦长，从叶片轮廓线线性外推；

$k = 0.00675 + 0.3\exp(-0.32R/R_1)$ 。

式中： R = 风轮半径；

$R_1 = 1\text{m}$ 。

(4) 地震

标准等级的风力发电机组未提出抗震要求,因为地震仅发生在世界上的少数区域。在有可能发生地震的地区,应对风力发电机组的场地条件验证工程的完整性。地震载荷评估可基于本规范附录 5。载荷评估应考虑地震载荷和其它重要的、经常发生的运行负荷的组合。

地震载荷应由当地规范所规定的地面加速度和响应谱的要求来确定。如当地规范不适用或没有提供地面加速度和响应谱,则应对其进行适当的评估。

地面加速度应按 475 年的重现期评估。

地震载荷应和运行负荷叠加,其中运行负荷应取下述两种情况中的较大值:

- ① 风力发电机组寿命期内正常发电期间载荷的平均值;
- ② 在选定的风速下紧急关机期间的载荷,因关机前的载荷等于上述①所获得的载荷。

所有载荷分量的局部安全系数应取为 1.0。

地震载荷评估可用频域方法进行。该方法中,运行负荷直接加上地震载荷。

地震载荷评估也可用时域方法进行。该方法中,应采取充分的模拟以保证运行负荷代表上述①或②的时间平均值。

上述任一种评估中所使用的塔架固有振动模态的阶数应按通用的地震规范来选取。如无这样的规范,应使用总质量的 85% 的总模态质量的连续模态。

结构抗力的评估可仅假设为弹性响应或韧性能量损耗。但对所使用的特殊类型的结构(如晶格结构和螺栓连接件)应进行后期评估修正。

塔架的载荷计算和组合见本规范附录 5 的保守方法。如除了塔架外,地震还可能引起结构产生重要载荷,则不应使用本规范附录 5 的方法。

2.2.5 电网条件

2.2.5.1 以下列出设计中要考虑的风力发电机组输出端正常条件。当相关参数在下述范围内时,应采用正常电网条件:

- 电压: 额定值 $\pm 10\%$;
- 频率: 额定值 $\pm 2\%$;
- 三相电压不平衡度: 电压的负序分量与正序分量的比值不超过 2%;
- 自动并网的时间间隔: 应考虑第一次合闸后的重合时间间隔为 0.1s~5s 和第二次合闸后的重合时间间隔为 10s~90s。

——断电: 假定一年内电网断电 20 次,断电持续时间不超过 6h^①可认为是正常工况。风力发电机组设计的最长断电持续时间为 1 周。

第3节 设计载荷

2.3.1 一般要求

2.3.1.1 风力发电机组结构设计,应以承载零部件结构完整性验证为基础。零部件的极限强度和疲劳强度应通过计算或试验验证,以证明相应安全等级的风力发电机组结构的完整性。

① 假定运行 6h 对应于暴风最恶劣阶段的持续时间。

2.3.1.2 结构分析应以 ISO 2394^①或其它适用标准或手册为依据。

2.3.1.3 通过计算或试验验证以确定一个能够接受的安全等级，并证实载荷未超过设计值。

2.3.1.4 采用适当的方法计算时，设计文件中应有计算方法说明。这些说明应包括计算方法有效性的证据或相应研究验证的参考文献。任何试验中的载荷水平应能反映相应计算中的安全系数。

2.3.1.5 所验证的极限状态应不超过风力发电机组设计状态。如 ISO 2394 所指，模拟试验和原理试验可代替结构设计验证计算。

2.3.2 载荷

设计计算中应考虑本节 2.3.2.1~2.3.2.4 规定的载荷。

2.3.2.1 惯性力和重力载荷

惯性力和重力载荷是由于振动、转动、地球引力和地震引起的作用在风力发电机组上的静态和动态载荷。

2.3.2.2 空气动力载荷

空气动力载荷是由气流与风力发电机组的不动和运动部件相互作用引起的静态和动态载荷。气流取决于风轮转速、通过风轮平面的平均风速、湍流强度、空气密度和风力发电机组零部件气动外形及其相互影响（包括气动弹性效应）。

2.3.2.3 冲击载荷

冲击载荷是由风力发电机组的运行和控制产生的。冲击载荷包括由风轮起动和停转、发电机/变流器接通和脱开、偏航和变距机构的激励及机械刹车等引起的瞬态载荷。在各种情况的响应和载荷计算中，应考虑有效的冲击力的范围，特别是机械刹车摩擦力、弹性力或压力，还应考虑温度和老化的影响。

2.3.2.4 其它载荷

风能产生的其它载荷，如可能产生的波浪载荷、尾流载荷等均应考虑。

2.3.3 设计工况和载荷情况

2.3.3.1 本条规定了风力发电机组的设计载荷情况，并规定了设计中应考虑载荷情况的最低数量。

2.3.3.2 可用一组包含风力发电机组可能经历的最重要状态的设计工况来给出风力发电机组的寿命。

2.3.3.3 确定载荷情况应以具体的装配、吊装、维修、运行状态或设计工况同外部条件的组合为依据，必须考虑具有合理出现概率的所有相关载荷情况，以及控制和保护系统的特性。

2.3.3.4 通常用于确定风力发电机组结构完整性的设计载荷情况，可由下列组合进行计算：

- 正常设计工况和相应的正常外部条件；
- 正常设计工况和相应的极端外部条件；
- 故障设计工况和相应的外部条件；
- 运输、安装和维修设计工况和相应外部条件。

2.3.3.5 如极端外部条件和故障工况之间存在某种联系，则应将两者的实际组合作为一种设计载荷情况。

① ISO 2394 定义极限状态和使用状态如下：结构和作用于其上的力的一种状态，一旦超过这种状态，结构不再满足设计要求。设计计算的目的是要使所研究的结构处在规定极限值以下。例如：最大极限状态相当于：

- 视为刚体的结构或其一部分失去平衡（如倾覆）；
- 由于超过极限强度（或由于交变载荷强度减少）或材料最大变形，造成结构危险剖面的断裂；
- 机构机理破坏，失去稳定（弯曲等）。例如，使用效能和影响结构件或非结构件外表的变形；
- 造成不舒适，影响非结构件或设备的超标振动（尤其是发生共振）；
- 减少结构耐久性和影响使用功能或影响结构件或非结构件外表的局部损伤。

为了在设计中控制使用极限状态，通常使用一个或多个约束，如规定最大变形、最大加速度、最大裂纹等。

2.3.3.6 在各种设计工况中，应考虑用几种设计载荷情况以验证风力发电机组零部件的结构完整性。至少应考虑表 2.3.3.6 规定的设计载荷情况。

2.3.3.7 在特殊风力发电机组设计中，如需要，应考虑与安全有关的其它设计载荷情况。

2.3.3.8 对每种设计工况，在表 2.3.3.6 中用 F 和 U 规定了分析用的类型。F 表示疲劳载荷分析，用于疲劳强度评定；U 表示极限载荷分析，如超过材料最大强度分析、叶尖变形分析和稳定性分析。

2.3.3.9 标有“U”的设计工况，又分为正常（N），非正常（A），运输和安装（T）等类别。在风力发电机组寿命期内，正常设计工况是要频繁出现的，风力发电机组经常处于正常状态或仅出现短时的异常或轻微的故障。非正常设计工况出现的可能性较小，它的出现往往将产生严重故障，并激活安全系统功能。设计工况的形式 N、A 或 T 决定极限载荷使用的局部安全系数 γ_f ，见表 2.3.5.2。

2.3.3.10 表 2.3.3.6 给出了风速范围，且考虑到导致风力发电机组设计最不利状态的风速。可将风速范围分为若干段，每一段用离散值表示，且离散的精度^①应能充分保证计算的准确性。在设计载荷情况定义中，应使用本章所确定的风况。

载荷情况

表 2.3.3.6

设计工况	DLC	风况 ^①	其它情况	分析类型	局部安全系数
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 $V_{hub} = V_r - 2\text{m/s}$, V_r , $V_r + 2\text{m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.6	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	覆冰 ^②	F/U	*/N
	1.7	NWP $V_{hub} = V_r$ 或 V_{out}	温度作用 ^②	U	N
	1.8	NWP $V_{hub} = V_r$ 或 V_{out}	地震 ^②	U	**
2. 发电和有故障	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	控制系统故障或电网失效	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	保护系统或内部电气故障	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ 和 V_{out}	外部或内部电气故障，包括电网失效	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	控制、安全或电气系统故障，包括电网失效	F	*
3. 起动	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}$, $V_r \pm 2\text{m/s}$ 和 V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}$, $V_r \pm 2\text{m/s}$ 和 V_{out}		U	N

① 一般 2m/s 的精度认为是足够的。

4. 正常关机	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ 和 V_{out}		U	N
5. 紧急关机	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ 和 V_{out}		U	N
6. 停机（静止或空转）	6.1	EWM 50 年重现周期		U	N
	6.2	EWM 50 年重现周期	电网失效	U	A
	6.3	EWM 1 年重现周期	极端偏航角误差	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0.7V_{ref}$		F	*
	6.5	EDC ₅₀ $V_{hub} = V_{ref}$	覆冰 ^②	U	N
	6.6	NWP $V_{hub} = 0.8V_{ref}$	温度作用 ^②	U	N
	6.7	NWP $V_{hub} < 0.8V_{ref}$	可能地震 ^②	U	N/**
7. 停机和有故障	7.1	EWM 1 年重现周期		U	A
8. 运输、安装、维护、修理	8.1	EOG ₁ $V_{hub} = V_T$		U	T
	8.2	EWM 1 年重现周期		U	A
	8.3		漩涡诱导横向振动	F	*
缩写见注。 * 疲劳局部安全系数（见 2.3.5.3）； ** 地震局部安全系数（见 2.2.4.3）； ① 如果未确定切出风速 V_{out} ，则用 V_{ref} 代替。 ② 三种载荷情况——覆冰、温度作用、地震（可能地震），由设计者根据安装场地的气象条件选用。					

注：DLC 设计载荷状态

ECD 方向变化的极端持续阵风（见 2.2.3.5(5)）

EDC 极端风向变化（见 2.2.3.5(3)）

EOG 极端运行阵风（见 2.2.3.5(2)）

EWM 极端风速模型（见 2.2.3.5(1)）

EWS 极端风切变（见 2.2.3.5(6)）

NTM 正常湍流模型（见 2.2.3.4(3)）

ETM 极端湍流模型（见 2.2.3.4(4)）

NWP 正常风廓线模型（见 2.2.3.4(2)）

$V_r \pm 2\text{m/s}$ 在所分析的范围中对所有风速的灵敏度

F 疲劳

U 极限

N 正常的

A 非正常的

T 运输和安装

2.3.3.11 发电（DLC1.1~1.8）

在此设计工况，风力发电机组处于运行状态，并有电负载。风力发电机组总布局应考虑风轮不平衡的影响。在设计计算中应考虑风轮制造所规定的最大质量和气动不平衡限制（如叶片的变距角和扭转角

偏差)。

在运行载荷分析中,应考虑实际运行同理论上最佳运行工况的偏差,例如偏航和控制系统误差。DLC1.1 和 DLC1.2 应包括在风力发电机组正常运行中,由大气湍流 (NTM) 引起的载荷要求,在所研究的风速范围内,风速间隔的离散精度应不大于 2 m/s。

DLC1.1: 模拟数据的统计分析,至少应包括叶片根部摆振力矩和挥舞力矩及叶梢变形的极值计算。如这些参数的极端设计值小于 DLC1.3 的极端设计值,则可省略 DLC1.1 的进一步分析。如这些参数的极端设计值大于 DLC1.3 的极端设计值,则对于 DLC1.3 中所使用的极端湍流模型,本节 2.2.3.5 (4) 的公式中系数 c 可一直增大,直至 DLC1.3 计算的极端设计值等于或大于 DLC1.1 计算的参数的极端设计值。

DLC1.2: 在疲劳载荷计算中,如可能,应包括每年 700 次的发电机开关操作 (高速/低速和低速/高速)。此外,在水平轴风力发电机组主动偏航控制的情况下,如偏航速度超过 $15/R$ (单位 $^{\circ}/s$, 其中 R 是风轮半径,单位 m) 或偏航加速度超过 $450/R^2$ (单位 $^{\circ}/s^2$),在整个使用寿命期内应考虑偏航系统的运行。在使用寿命期的 10% 期间内应考虑偏航系统的运行。且还应考虑平均风速从 V_{in} 到 V_r 和从 V_r 到 V_{in} 的每年 300 次的变化,及平均风速从 V_r 到 V_{out} 和从 V_{out} 到 V_r 的每年 50 次的变化。

DLC1.3: 包含了极端湍流引起的极端载荷要求。

DLC1.4~DLC 1.5: 规定了瞬态情况作为风力发电机组寿命期内的潜在危险事件,在 DLC 1.5 中应考虑导致风力发电机组最不利工况的风轮起动位置,且风轮起动位置的间距应不超过 30° 。

DLC1.6: 考虑潮湿的天气条件和覆冰,应按本节 2.2.4.3 (3) 模拟覆冰作用。在疲劳载荷分析中,制造商应设定覆冰作用下风力发电机组运行的持续时间。

DLC1.7: 应根据本规范第 6、7、8 章的部件分析考虑本节 2.2.4.3 (1) 的温度影响。

DLC1.8: 在发生地震的风险区域应考虑地震引起的载荷。本设计载荷情况包括地震和地震可能触发的关闭程序的重叠。

2.3.3.12 发电和有故障 (DLC2.1~2.4)

此设计工况包括在风力发电机组运行过程中由故障或电网失效触发的瞬态事件。

控制系统和安全保护系统的任何故障,或电气系统的内部故障 (如发电机短路),对风力发电机组负载有明显影响。

DLC2.1: 与控制系统相关的故障或电网失效属正常事件。

DLC2.2: 保护系统或内部电气系统出现的故障为罕见事件。

DLC2.3: 潜在的重要风况 EOG 与内部或外部电气系统故障 (包括电网失效) 相结合属罕见事件,在此载荷情况,应适时选择这两种事件以产生最不利的载荷。

DLC2.4: 如故障或电网失效不能引起立即停机且随后产生的载荷可导致重大疲劳损伤,应在正常湍流工况中评估此工况的可能持续时间和导致的疲劳损伤。

2.3.3.13 起动 (DLC3.1~3.3)

此设计工况包括从任一静止位置或空转状态,到发电过渡期间对风力发电机组产生载荷的所有事件。

DLC3.1: 应考虑每年至少以 V_{in} 起动 1000 次,以 V_r 起动 50 次,以 V_{out} 起动 50 次。如可行,应根据场地要求考虑更多的起动程序。

2.3.3.14 正常关机 (DLC4.1~4.2)

此设计工况包括从发电到静止或空转状态的正常过渡期间对风力发电机组产生载荷的所有事件。

DLC4.1: 应考虑每年至少以 V_{in} 关机 1000 次,以 V_r 关机 50 次,以 V_{out} 关机 50 次。如可行,应根据场地要求考虑更多的关机程序。

2.3.3.15 紧急关机 (DLC5.1)

此设计工况应考虑由于应急关机引起的载荷增量。

2.3.3.16 停机 (静止或空转) (DLC6.1~6.7)

此设计工况, 风力发电机组处于停机状态, 风轮可能静止或空转。

在 DLC6.1、6.2 和 6.3 中, 应使用极端风速模型(EWM)。在 DLC6.4 中, 应使用正常湍流模型(NTM)。在 DLC6.5 中, 应使用重现周期为 50 年的极端风向变化 (EDC₅₀)。在 DLC6.7 中, 应使用正常风廓线模型 (NWP)。

如设计载荷情况的风况为极端风速模型 (EWM), 可用稳态极端风速模型或湍流极端风速模型。如用湍流极端风速模型, 应使用完全的动态仿真或准定常分析对响应进行评估, 并用 ISO4354 中的公式对阵风和动态响应进行适当修正。如用稳态极端风速模型, 应评估准定常分析对共振响应的影响。如共振响应与背景响应之比 (R/B) 小于 5%, 可使用稳态极端风速模型进行静态分析。如风力发电机组偏航系统在特征载荷下产生滑移, 平均偏航误差应加上最大的可能不利滑移。如风力发电机组的偏航系统在极端风况下的运动可预计 (如自动偏航、被动偏航或半自动偏航), 可使用湍流极端风速模型, 并由湍流方向变化和风力发电机组的偏航动力响应控制偏航误差。而且, 如果在风速从正常运行到极端工况的增长期间, 风力发电机组产生大的偏航运动或平衡变化, 其也应在分析中考虑到。

DLC6.1: 在本载荷情况中, 如保证平均偏航角误差不会变大和偏航系统不会滑移 (无需考虑额外的偏航误差), 对于稳态极端风速模型, 应假设瞬态倾斜角为 $\pm 15^\circ$, 或对于湍流极端风速模型, 平均倾斜角为 $\pm 8^\circ$ 。否则, 应使用偏航角误差为 $\pm 180^\circ$ 。

DLC6.2: 在本载荷情况中, 在极端风况暴风的初期应假设电网失效。如无独立的电力系统来保证控制系统至少运行 7 天和偏航系统工作 6 小时, 应假设偏航角误差为 $\pm 180^\circ$ 。

DLC6.3: 在本载荷情况中, 应采用 1 年重现周期的极端风和极端倾斜流或平均极端倾斜流。对于稳态的极端风速模型假设极端倾斜角为 $\pm 30^\circ$, 对于湍流极端风速模型假定平均倾斜角为 $\pm 20^\circ$, 在 DLC6.3 中不必考虑额外的偏航误差。

DLC6.4: 如在疲劳载荷作用下, 零部件会产生较大的损伤 (如空转时叶片重量引起的), 在 DLC6.4 中应考虑相应风速下所预期的不发电小时数。

DLC6.5: 本设计载荷情况包括天气条件和覆冰。覆冰应根据本节 2.2.4.3 (3) 模拟。不必考虑额外的偏航误差。

DLC6.6: 应根据本规范第 6、7、8 章的部件分析考虑本节 2.2.4.3 (1) 的温度影响。

DLC6.7: 在基础设计中, 地面出现裂口的分析中应考虑本载荷情况。

2.3.3.17 停机和有故障 (DLC7.1)

此载荷情况考虑由故障所引起的静止或空转状态。应对电网或风力发电机组故障引起停机后的风力发电机组正常特性变化进行分析。在停机工况中, 如风力发电机组正常特性变化是由任一非电网失效故障引起时, 则各种可能的后果应进行分析。故障状态应同极端风速模型 (EWM) 及一年一遇的外部条件结合起来进行分析。本载荷情况中, 对于稳态极端风速模型应假设瞬态倾斜角为 $\pm 15^\circ$, 或对于湍流极端风速模型平均倾斜角为 $\pm 8^\circ$ 。且不必考虑额外的偏航误差, 除非偏航系统本身有故障, 此情况下, 应采用偏航误差为 $\pm 180^\circ$ 。如不能排除偏航系统有滑移, 则应采用偏航误差为 $\pm 180^\circ$ 。

2.3.3.18 运输、安装、维护和修理 (DLC8.1~8.3)

DLC8.1: 制造商应规定风力发电机组运输、安装、维护和修理所假定的所有风况和设计工况。如果它们对风力发电系统产生大的载荷, 则在设计中应考虑最大允许风况。制造商应允许在规定工况和设计中所考虑的风况之间有足够的储备, 以给出可接受的安全水平。足够的储备可在规定风况上增加 5m/s 来获得。

DLC8.2: 包括风力发电机组的运输、安装、维护和修理状态, 且这些状态可持续一周以上。相应的状态应包括部分完成的塔体、塔体竖立 (不含机舱罩)、风轮 (不含叶片)。可假定所有叶片同时安装。应假定所有状态中电网未连接。只要采取的措施不需电网连接, 在所有状态期间可采取措施来减少载荷。锁定装置能够承受 DLC8.1 相应状态的载荷, 特别应考虑最大设计激励力的影响。

DLC8.3: 由于漩涡脱落引起的横向振动在塔架的验证中应按本规范 6.6.5.4 和 6.6.6.1 (5) 进行研究。

2.3.4 载荷计算

2.3.4.1 对每种设计载荷情况, 应考虑本节 2.3.2.1~2.3.2.4 所规定的载荷。若与下列因素有关, 也应予以考虑:

- (1) 由风力发电机组自身(尾流诱导速度、塔影效应等)引起的空气流场扰动;
- (2) 三维气流对叶片气动特性的影响(如三维失速和叶尖气动损失);
- (3) 非定常空气气动力学效应;
- (4) 结构动力学和振动模态的耦合;
- (5) 气动弹性效应;
- (6) 风力发电机组控制系统和保护系统的影响。

2.3.4.2 风力发电机组应避免与塔架共振(见本规范 6.6.5.1), 如在塔架共振频率附近运行, 应采用适当的振动监控系统。对载荷计算的评估, 应规定和考虑允许振动的合适的极限值。

2.3.5 极限限制状态分析

2.3.5.1 方法

局部安全系数分析方法取决于载荷和材料的不确定性和易变性、分析方法的不确定性以及失效零件的重要性。

(1) 局部安全系数

为保证载荷与材料的安全设计值, 载荷与材料的不确定性和易变性可用下列两个公式确定的载荷局部安全系数与材料局部安全系数进行补偿。

$$F_d = \gamma_f F_k$$

式中: F_d —— 载荷的设计值;

γ_f —— 载荷局部安全系数;

F_k —— 载荷的特征值。

$$f_d = \frac{1}{\gamma_m} f_k$$

式中: f_d —— 材料特性设计值;

γ_m —— 材料局部安全系数;

f_k —— 材料性能特征值。

载荷局部安全系数还应考虑下列因素:

- 载荷特征值出现不利偏差的可能性;
- 载荷模型的不确定性。

材料局部安全系数还应考虑下列因素:

- 材料强度的特征值出现不利偏差的可能性;
- 零件截面抗力或结构承载能力计算不准确的可能性;
- 几何参数的不确定性;
- 结构材料性能与试样上所测性能之间的不确定性;
- 换算因子的不确定性。

这些不确定性仅在个别局部安全系数中存在。本规范与大多数其它标准一样, 载荷的相关因素并

入系数 γ_f ；材料的相关因素并入系数 γ_m 。

(2) 重要失效局部安全系数 γ_n 与构件分类

引入重要失效系数 γ_n ，以便进行区分：

一类构件安全系数：用于失效-安全结构件，结构件的失效不会引起风力发电机组重要零件的失效，如被监测的可替换轴承。

二类构件安全系数：用于非失效-安全结构件。结构件的失效会迅速引起风力发电机组重要零件的失效。

三类构件安全系数：用于非失效-安全机械结构件。连接驱动和刹车到主要结构部件的机械结构件，用于实现风力发电机组非冗余保护功能。

风力发电机组极限限制状态的分析，应按下列四种相应的分析类型进行：

——极限强度分析（见本节 2.3.5.2）；

——疲劳损伤分析（见本节 2.3.5.3）；

——稳定性分析（见本节 2.3.5.4）；

——临界挠度分析（叶片与塔架机械干扰等）（见本节 2.3.5.5）

每种分析都要求用不同的极限状态函数表示，并用局部安全系数来考虑各种不确定性。

(3) 材料标准的应用

确定风力发电机组结构完整性，可采用国家或国际的相应材料设计标准。当国家或国际标准中的安全系数与本规范安全系数同时使用时，应保证最终的安全水平不低于本规范的安全水平。考虑各种类型的不确定性，如材料强度的固有可变性、加工控制范围或加工方法等，不同的标准将材料局部安全系数 γ_m 又细分为若干局部安全系数。本规范给出材料局部安全系数，即所谓“一般材料局部安全系数”，仅由强度参数固有变化决定。如果材料标准给出其它不确定局部安全系数，则也应加以考虑。

2.3.5.2 极限强度分析

极限状态函数可分成载荷函数 S 和抗力函数 R ，不超出最大极限状态的公式为：

$$\gamma_n \cdot S(F_d) \leq R(f_d)$$

极限强度分析用的载荷函数 S 为结构响应的最大值。结构抗力函数 R 是材料抗力允许的最大设计值，故 $R(f_d) = f_d$ 。当同时作用多个载荷时，公式变为：

$$S(\gamma_{f1}F_{r1}, \dots, \gamma_{fn}F_{rn}) \leq \frac{I}{\gamma_m \gamma_n} f_k$$

为了对风力发电机组的每个构件进行评定，应用表 2.3.3.6 的各种载荷情况进行极限强度分析。用本节 2.3.5.2 的作用多个载荷时的极限状态方程校核最临界极限状态，以有最小裕度为基础进行确定。

在载荷情况包括给定风速范围的湍流时，特征载荷超越概率的计算应考虑本章 2.2.3.4 (1) 给出的风速分布。因为许多载荷计算包括限定时段的随机模拟，由要求的重现期而确定的特征载荷，可能会大于任何模拟的计算值。使用湍流计算特征载荷可参见本规范附录 6。

如正常设计工况下任意 10min 周期的最大值小于或等于 3.8×10^{-7} （即重现期 50 年一遇），对于 DLC1.1，载荷的特征值应由统计载荷外推法确定，且符合超越概率，见本规范附录 6。

对于指定确定风场的载荷情况，载荷特征值的最差情况是由瞬时值计算。当用湍流时，对于不同 10min 周期的随机模拟，应采用最差情况计算的载荷的均值。除 DLC2.1，2.2 和 5.1 之外，载荷的特征值应为最大载荷的最大一半的均值。

(1) 载荷局部安全系数

载荷局部安全系数至少应取表 2.3.5.2 中的规定值。

对于表 2.3.5.2 中规定的正常和非正常设计工况的载荷，其局部安全系数的使用，要求载荷计算模型由载荷测量验证过。这些测量应在空气动力学、控制和动力响应与设计条件相似的风力发电机组上进行。

载荷局部安全系数 γ_f

表 2.3.5.2

非良性载荷			良性载荷
设计工况类型（见表 2.3.3.6）			所有设计工况
正常（N）	非正常（A）	运输、安装（T）	
1.35	1.1	1.5	0.9
<p>对于设计载荷情况 DLC1.1，载荷是在规定的风速 V_{in} 和 V_{out} 之间，用统计载荷外推法确定的，对于正常设计工况，应取载荷局部安全系数 $\gamma_f = 1.25$。</p> <p>如对于正常设计工况，载荷响应的特征值 $F_{gravity}$ 由于重力对于所考虑的设计工况是可计算出来的，且重力是非良性载荷，则由重力和其它来源的载荷组合，载荷的局部安全系数可取下列值：</p> $\gamma_f = 1.1 + \varphi \zeta^2$ $\varphi = \begin{cases} 0.15 & \text{对于 DLC1.1} \\ 0.25 & \text{其它情况} \end{cases}$ $\zeta = \begin{cases} 1 - \left \frac{F_{gravity}}{F_k} \right & F_{gravity} \leq F_k \\ 1 & F_{gravity} > F_k \end{cases}$			

(2) 无通用设计规范的材料局部安全系数

材料局部安全系数应根据充分有效的材料性能试验数据确定。考虑到材料强度的固有可变性。当使用 95% 存活率及 95% 置信度^①的典型材料性能时，所用材料的一般局部安全系数 γ_m 应不小于 1.1。该系数用于有延性^②的构件，且这些构件的失效会导致风力发电机组主要构件失效。如：焊接的管状塔架、塔架法兰连接、焊接的机械结构或叶片连接。失效模式包括：

- 延性材料屈服；
- 在单个螺栓失效后，足够多数量的螺栓提供强度 $1/\gamma_m$ 的螺栓连接中的螺栓断裂。

对非失效—安全的无延性的机械/结构部件，它们的失效会迅速导致风力发电机组主要构件的失效。材料的一般局部安全系数应不小于：

- 1.2，对于整体屈服的曲壳，如管状塔架和叶片；
- 1.3，对于超过拉伸或压缩强度而产生的破裂。

为了从一般系数导出综合材料系数，必须考虑尺寸效应、公差，以及由于外部环境如紫外线辐射、湿度和不能正常发现的缺陷造成的材料容限的降低。

(3) 重要失效局部安全系数

① 特征强度参数应选择 95% 的分位数（由 95% 置信度确定）或按制定的常规对代表性样品进行检验的材料的证明值。

② 延性不仅包括延性材料，而且包括特性像延性材料的构件（如由于内部冗余）。

一类构件: $\gamma_n = 0.9$

二类构件: $\gamma_n = 1.0$

三类构件: $\gamma_n = 1.3$

(4) 有通用设计规范的材料局部安全系数

载荷、材料的局部安全系数和重要失效局部安全系数 γ_f 、 γ_m 和 γ_n 应不小于本节 2.3.5.2(1)、2.3.5.2

(2) 和 2.3.5.2 (3) 的规定。

2.3.5.3 疲劳损伤

疲劳损伤可通过适当疲劳损伤容限计算来估计。根据麦纳 (Miner) 准则, 累积损伤超过 1 时, 达到极限状态。在风力发电机组的寿命期内, 累积损伤应小于或等于 1。

$$\sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_m \gamma_n \gamma_f S_i)} \leq 1.0$$

式中: n_i ——载荷特性谱 i 区段中疲劳循环次数, 包括所有载荷情况;

S_i —— i 区段中与循环次数相对应的应力 (或应变) 水平, 包括平均应力和应力幅的影响;

N_i ——至零件失效的循环次数, 它是应力 (或应变) 函数的变量 (即 $S-N$ 特性曲线);

$\gamma_m, \gamma_n, \gamma_f$ 分别为材料局部安全系数、重要失效局部安全系数、载荷局部安全系数。

使用麦纳准则的范例公式可见本规范附录 7。

(1) 载荷局部安全系数

正常和非正常设计工况载荷局部安全系数 γ_f 均为 1.0。

(2) 无通用设计规范的材料局部安全系数

如 $S-N$ 曲线存活率为 50%, 而变异系数小于 15%, 则材料局部安全系数 γ_m 应至少为 1.5。对于大变异系数构件的疲劳强度^①, 即变异系数为 15%~20% (如合成物制成的构件, 例如钢筋混凝土或合成纤维), 局部安全系数 γ_m 必须相应地增大, 至少到 1.7。

疲劳强度应从统计的大量试验中确定, 要获得特征值时应考虑尺寸效应、公差, 以及由于外部环境如紫外线辐射影响和不能正常发现的缺陷造成的材料损伤容限的降低。

对于焊接和结构钢, 传统上使用存活率为 97.7%的 $S-N$ 曲线, 可取 $\gamma_m = 1.1$ 。在进行定期检查可能发现临界裂纹扩展的情况下, 可使用 γ_m 的较低值。在所有情况下, γ_m 应大于 0.9。

对于合成纤维, 实际材料的强度分布应由试验数据确定。 $S-N$ 曲线应基于 95%存活率和 95%的置信度, 这种情况下 γ_m 可取 1.2。对于其它材料也可使用同样的方法。

(3) 重要失效局部安全系数

一类构件: $\gamma_n = 1.0$;

^① 这里的疲劳强度是以给定循环次数的应力范围来定义。

二类构件： $\gamma_n = 1.15$ ；

三类构件： $\gamma_n = 1.3$ 。

(4) 有通用设计规范的材料局部安全系数

载荷、材料局部安全系数和重要失效局部安全系数应不小于本节 2.3.5.3(1)、2.3.5.3(2)和 2.3.5.3(3) 的规定。

2.3.5.4 稳定性

在设计载荷下，非失效-安全承载零部件不允许屈曲，而其它零部件允许产生弹性变形。在特征载荷作用下，任何构件不允许屈曲。

载荷局部安全系数 γ_f 的最小值应根据表 2.3.5.2 中选取来得到设计值。材料局部安全系数应不小于本节 2.3.5.2 (2) 中的规定值。

2.3.5.5 临界挠度分析

应验证表 2.3.3.6 所列的设计工况没有产生影响结构完整性的变形。特别需要验证叶片与塔架之间无机械干扰。

对于表 2.3.3.6 所列的载荷情况，应使用特征载荷确定不利方向上的最大弹性变形，并将计算结果乘以载荷局部安全系数、材料局部安全系数和重要失效局部安全系数。

载荷局部安全系数 γ_f 由表 2.3.5.2 选取；弹性材料局部安全系数 $\gamma_m = 1.1$ ，但当弹性材料特性是由实尺寸试验确定时， γ_m 可减少到 1.0。应特别注意几何形状的不确定性和挠度计算方法的准确性。

重要失效局部安全系数：

一类构件： $\gamma_n = 1.0$ ；

二类构件： $\gamma_n = 1.0$ ；

三类构件： $\gamma_n = 1.3$ ；

在最不利方向上，应将弹性变形叠加到不变形的部位，并将其最终位置与无干扰的必要条件进行比较。

也可使用动力学方法分析变形。用这种方法确定的特征变形，与用表 2.3.3.6 中的各种载荷情况确定的特征载荷相对应的特征变形在某种意义上是一致的。两者在最不利方向的超越概率也应是相同的。应将特征变形乘以载荷局部安全系数、材料局部安全系数和重要失效局部安全系数，并叠加到上述不变形部位。

2.3.5.6 特殊局部安全系数

由测量或在测量基础上的分析得出的载荷值，如果比正常置信度高，可采用较低的载荷局部安全系数。所有使用的局部安全系数值应在设计文件中加以说明。

第3章 设计

第1节 一般规定

3.1.1 适用范围

3.1.1.1 本章适用于风力发电机组的设计。

3.1.2 定义

3.1.2.1 风力发电机组设计系是指风力发电机组的风轮子系统、传动子系统、电气子系统、控制子系统和结构子系统等的计算分析和设计工作。

3.1.3 技术文件

3.1.3.1 对风力发电机组进行设计评估，应提供设计报告、计算报告、试验报告、设计图纸、使用手册、安装手册和维护手册等技术文件。

3.1.3.2 风力发电机组的设计报告主要应包括下列内容：

- (1) 总体设计；
- (2) 风轮设计；
- (3) 传动系统设计；
- (4) 偏航系统设计；
- (5) 电气系统设计；
- (6) 控制和安全系统设计；
- (7) 防雷设计；
- (8) 塔架和基础设计。

3.1.3.3 除风力发电机组各部件设计技术文件中相关的计算内容外，还应分别提供整个风力发电机组载荷计算报告、结构动力特性分析计算报告和传动系统的振动特性计算报告。

第2节 总体设计

3.2.1 设计原则

3.2.1.1 在规定的外部条件、设计工况和载荷情况下，应保证风力发电机组在设计使用寿命内能安全正常运行。

3.2.1.2 风力发电机组重要部件应能承受所有可预见的外部的作用力，并应保证其局部的故障不会导致整体的破坏。

3.2.1.3 应考虑有关部件检查和维护的可行性，对无法进行检查和维护的零部件，设计时应保证其在设计使用寿命内的可靠性和耐久性。

3.2.1.4 应根据不同外部条件 and 设计工况确定载荷情况并编制载荷谱。

3.2.1.5 应根据安全等级确定载荷局部安全系数和材料局部安全系数。本规范规定了正常安全等级风力发电机组的局部安全系数。对特殊安全等级风力发电机组的局部安全系数可由制造商与用户商定，并经本社同意。

3.2.1.6 应根据外部条件、设计工况和载荷情况选用本社认可的材料，其质量要求和试验条件应符合本社接受的标准的有关规定。

3.2.1.7 应考虑风力发电机组零部件制造的工艺性和运输吊装的可行性。

3.2.1.8 应考虑风力发电机组噪声对环境的影响,采取措施降低气动噪声和机械噪声。

3.2.1.9 除考虑风况外,还应考虑风力发电机组的其它外部条件(温度、湿度、空气密度、太阳辐射、雨雪、冰雹、覆冰、沙尘、雷电、地震、盐雾等)。通过零部件设计、材料选择和防护措施减少其外部条件对风力发电机组安全性和完整性的影响。

3.2.1.10 应按本规范 2.2.5.1 考虑风力发电机组输出端的电网条件。

3.2.1.11 风力发电机组应进行综合优化设计,并应考虑其技术经济性。

3.2.2 设计方法

3.2.2.1 风力发电机组设计时,应对风力发电机组及其零部件的极限限制状态和使用限制状态进行下列分析:

- (1) 极限强度;
- (2) 疲劳;
- (3) 稳定性;
- (4) 变形限制;
- (5) 动力学。

3.2.2.2 风力发电机组零部件的强度分析可以采用应力法。应力计算一般采用传统的方法,如不能正确确定应力时,可采用有限元等数值计算方法计算。

3.2.2.3 风力发电机组零部件的疲劳分析可采用简化疲劳验证法和循环载荷谱的损伤累积法。

3.2.2.4 风力发电机组的变形限制分析一般采用传统的方法,如不能正确确定变形时,可采用有限元等数值计算方法计算。

3.2.2.5 风力发电机组的稳定性分析和动力学分析可采用本社认可的方法。

3.2.3 数学模型

3.2.3.1 通常风力发电机组设计时借助数学模型来确定载荷和应力,对风力发电机组及其零部件的结构特性和流场特性要做简化处理。

3.2.3.2 空气动力计算一般采用定常或准定常的计算模型。当需要考虑尾流、塔影、气动弹性、动态失速和三维流动等效应时,则必须考虑非定常空气动力的影响。

3.2.3.3 结构应力计算选择的数学模型应与所研究的限制状态相一致,尺寸的确定应尽可能建立在试验结果的基础上。

3.2.4 质量保证

3.2.4.1 质量保证是风力发电机组设计的一个组成部分,质量保证体系应遵循 ISO9001 或 GB/T19000 系列的要求。

3.2.5 标牌

3.2.5.1 设计时应风力发电机组标牌上清楚地标识下列资料:

- (1) 制造商和国家;
- (2) 型号或系列号;
- (3) 生产年份;
- (4) 额定功率;
- (5) 额定风速;
- (6) 运行风速范围;
- (7) 运行温度范围;
- (8) 风力发电机组等级;

- (9) 输出端额定电压;
- (10) 输出端频率。

第3节 部件设计

3.3.1 风轮设计

3.3.1.1 叶片初步设计,应在给定的安全等级下确定叶片的气动外形和风轮的总体参数,并计算风轮性能和载荷,必要时可在风洞中进行风轮模型试验,以验证风轮叶片气动设计的准确性。

3.3.1.2 叶片结构设计,应在规定的设计工况和载荷情况下通过计算分析和/或试验,使其满足静强度、动强度和疲劳强度的要求,以保证风轮在设计使用寿命内安全正常运行。

3.3.1.3 为使风轮叶片和其它部件之间保持最小的间隙,应进行风轮运行时变形限制分析。

3.3.1.4 叶片动力学设计,应通过计算分析和/或试验,确定叶片的固有特性、振动特性和阻尼特性,使其在规定的设计工况下满足结构稳定性和气动弹性稳定性的要求。

3.3.1.5 应通过计算分析和/或试验使桨毂在规定的设计工况和载荷情况下满足强度和刚度的要求。

3.3.1.6 风轮各零部件之间的连接件应在规定的设计工况和载荷情况下满足强度和刚度的要求。

3.3.2 机械部件设计

3.3.2.1 应在规定的设计工况和载荷情况下通过计算分析和/或试验对机械零部件及连接件进行强度分析。

3.3.2.2 应对机械部件中的传动系统进行振动特性的计算分析,使其在规定的设计工况下满足稳定性的要求。

3.3.2.3 风力发电机组主要承受动载荷的机械零部件及连接件应进行疲劳分析,疲劳分析一般采用计算方法,也可采用在模拟运行条件下进行零部件试验的方法。

3.3.2.4 液压系统的设计使其在压力丧失或发生故障时能处于安全状态。

3.3.3 电气系统设计

3.3.3.1 应保证风力发电机组在正常和极端的外部条件下运行和维修时不对人员和设备造成损害。

3.3.3.2 电气设备及元器件必须保证风力发电机组在其设计使用寿命内正常运行。

3.3.3.3 电气系统的设计应考虑风力发电机组独立运行方式和并网运行方式。

3.3.4 控制和安全系统设计

3.3.4.1 控制系统应保证风力发电机组在规定的条件、运行工况和载荷情况下能安全正常地运行。

3.3.4.2 安全系统应保证风力发电机组在发生故障时仍能保持安全状态。

3.3.4.3 控制和安全系统按失效—安全原则设计,即当系统中个别部件发生故障仍能可靠工作,保持功能不变。

3.3.4.4 控制和安全系统应相互独立,当控制功能和安全功能发生冲突时,控制系统的功能应服从安全系统的功能。

3.3.5 塔架和基础设计

3.3.5.1 塔架和基础应在规定的外部条件、设计工况和载荷情况下稳定地支撑风轮和机舱(包括发电机和传动系统),以保证风力发电机组安全正常运行。

3.3.5.2 塔架和基础应具有足够的强度、承受作用在风轮和塔架上的静载荷和动载荷。

3.3.5.3 应通过计算分析和/或试验确定塔架和基础系统(有机舱和无机舱)的固有特性和阻尼特性,并对塔架(有机舱和无机舱)进行风轮旋转引起的振动、风引起的顺风向振动和横风向振动进行计算分析,使其在规定的设计工况下满足稳定性和变形限制的要求。

第4章 材料与制造

第1节 一般规定

4.1.1 适用范围

4.1.1.1 本章适用于风力发电机组使用的所有材料。

4.1.2 材料的选择

4.1.2.1 风力发电机组中承受较高静载荷或动载荷的重要零部件以及受力较小但对设备运行特别重要的其它零部件所使用的材料，应由本社认可的制造商制造并具有质量合格证书或经本社批准使用的材料。

4.1.2.2 材料应与所处的环境条件、零部件的承载类型、零部件的设计相适应。所用材料应在送审资料中标明。

4.1.2.3 如选用本章未涉及的材料，则应符合本社接受的相关标准的要求，并应考虑风力发电机组的环境条件和工作状况。

4.1.3 材料试验

4.1.3.1 材料试验应根据部件的重要性、应力大小和制造后试验的类型和范围确定。

4.1.3.2 风力发电机组中承受较高静载荷或动载荷的重要零部件以及受力较小但对于设备的运行特别重要的其它零部件所使用的材料，应由材料制造商提供试验报告，且须经本社复验合格。

4.1.3.3 一般零部件使用的材料根据材料制造商出具的试验报告予以鉴定。

4.1.3.4 材料试验报告应符合本社接受的有关标准要求。报告应包括材料数据、标记，以便能可靠地跟踪零部件。

4.1.3.5 如需要，本社可要求重新进行材料试验。试验的类型和范围应经本社同意。

4.1.4 防腐蚀

4.1.4.1 防腐蚀一般应充分考虑陆地（沙尘）和近海（盐雾等）气候条件的影响。

4.1.4.2 防腐蚀设计应满足如下要求：

（1）结构设计应符合 IS012944.3 和 IS012944.5 或本社接受标准的要求，并应考虑腐蚀裕度和腐蚀防护。

（2）易腐蚀的表面应设计得尽可能光滑。任何必要的加强件、接头和管子等，应尽可能地布置在腐蚀风险低的部位。难以进行维护的空心零部件应焊接牢固。

（3）应采用斜面、排水管或排水孔等相应的措施，以避免积水或积聚其它腐蚀性物质。还应采用通风等措施减少冷凝作用。

（4）焊接留下的焊渣、焊珠和松散的飞溅等残余物应予以清除。当对涂层和腐蚀应力有要求时，熔入材料表面的飞溅和焊珠也应清除。

（5）清除毛刺并修圆锐边。

4.1.4.3 涂层应满足如下要求：

（1）不能用涂层和保护层保护的部位，应使用合适的材料。海洋性气候中使用的材料，应符合相关标准要求。

（2）涂层的选用应符合 IS012944.3 和 IS012944.5 的要求。

（3）对需用涂层保护的表面，其设计应保证表面预加工、操作、检查和维护工作能顺利进行。

第2节 材 料

4.2.1 钢材

4.2.1.1 结构钢

(1) 用于塔架、基础结构等的结构钢,可按 GB/T700 和 GB/T1591 选用 Q235B、Q235C、Q235D、Q275B、Q275C、Q275D、Q345B、Q345C、Q345D、Q345E 等材料;经本社同意,也可选用其它结构钢。

(2) 钢管可按表 4.2.1.1 所列标准选用,经本社同意,也可使用其它等效标准。

	结构钢管	承受内压的钢管
无缝钢管	GB/T8162	GB/T8162 或 GB/T3078
焊接钢管	GB/T13793	GB/T13793

(3) 一般非承载部件使用的结构钢应具有足够的强度,如有特殊要求还应具有特殊的性能(如冷加工特性,可焊性等),与重要部件或承载部件连接处的焊接不应使零部件产生不利影响。

4.2.1.2 铸钢

(1) 本章 4.1.2.1 规定的零部件,可按 GB/T11352 选用 ZG200-400, ZG230-450, ZG270-500 等材料。经本社同意,也可选用其它具有等效机械性能和焊接性能的铸钢。

(2) 铸钢材料的缺口冲击试验应在最低设计温度下进行。

(3) 当铸钢件用于焊接时,本节 4.2.1.2(1)中所列牌号钢的含碳量应不大于 0.23%,铬和钼的总含量应达到 0.3%。各合金元素的含量应由制造商出具证明。

(4) 铸钢件应根据铸造类型进行回火或调质热处理。

(5) 铸钢件表面和内部应无气孔、裂缝、缩孔、冷隔、结疤,以及影响铸钢件使用的其它缺陷。

(6) 凡拟采用焊补方法对铸钢件的缺陷进行修补时,应将所探明缺陷的数量、大小和部位的草图以及焊补工艺规程,提交本社认可。

4.2.1.3 不锈钢

(1) 不锈钢材料应按 GB/T1220、GB/T6967 选用,并应考虑材料的抗腐蚀能力和加工性能(如焊接等)。经本社同意,也可选用其它不锈钢材料。

(2) 焊接结构只能使用适合焊接并保证具有抗晶间腐蚀能力的不锈钢,一般是钛或铌/钽含量稳定或含碳量不超过 0.03%的牌号。

4.2.1.4 锻钢

(1) 本章 4.1.2.1 规定的零部件使用的锻件和棒材应按 GB/T 699、GB/T3077 选用,或选用性能不低于上述标准的其它锻件和棒材。不锈钢锻件可按 GB/T 1220 选用。

(2) 生产工艺

① 锻钢冶炼工艺由生产厂自定,但应镇静脱氧。其化学成分和机械性能应符合有关标准的规定。

② 钢锭的顶部和底部应切去足够的弃料,以保证成品锻钢件中不致有缩孔或偏析等有害缺陷。

③ 尽可能将锻钢件制成接近成品大小和形状,且有合理的加工余量。不允许有露出锻件芯部的超量(如锻件直径或厚度等特征尺寸的 1/3)机械加工,以免影响产品的品质。所选变形程度应使锻件的中心部位充分地锻到。对主要呈纵向纤维的锻钢件,其锻造比应不小于表 4.2.1.4 的规定。

④ 盘形锻钢件(如齿轮)应采用墩粗法锻制,如钢坯经过锻造比不低于 1.5:1 的初锻,则该盘形锻钢件的任何部位的厚度应不大于该钢坯长度的 1/2。如所用的坯料系直接切自钢锭或者钢坯经过锻造比低于 1.5:1 的初锻,则该盘形锻钢件任何部分的厚度应不大于原坯料长度的 1/3。

锻钢件的锻造比

表 4.2.1.4

锻制方法	总锻造比 ^{①②}
直接由钢锭锻制或由钢锭锻成的钢坯锻制	$L > D$ 时, 3:1 $L \leq D$ 时, 1.5:1
由轧制产品锻制 ^③	$L > D$ 时, 4:1 $L \leq D$ 时, 2:1

注: ① 锻造比系指钢锭平均横截面积与锻钢件截面积(毛坯)之比, 如果钢锭经过初锻, 则可取初锻后的平均横截面积作为计算锻造比的基准。

② L 和 D 系指成品锻钢件的长度和直径。

③ 作为代替锻钢件的轧制钢棒, 其总锻造比应不小于 6:1。

⑤ 环形锻钢件和其它类型的空心锻钢件应由切自钢锭或钢坯的料段锻制。而这些坯料在扩孔或滚锻之前, 应先经充分锻打, 例如锻造比不低于 2:1 的纵向加工或墩粗, 然后再钻孔或冲孔。该类锻钢件的壁厚应不大于该空心坯料壁厚的 1/2。

⑥ 对要求具有一定纤维方向的锻钢件, 例如曲轴, 其制造工艺应提交本社认可。

⑦ 如采用焊接连接两件或多件锻件, 焊接工艺应提交本社认可。对此, 本社可要求焊接工艺试验。

(3) 热处理

① 所有锻件应以与材料相适应的方式进行热处理。热处理应在有效期内的炉内进行。不同材料的热处理使用的炉子尺寸、等级必须符合相应标准的规定。当锻件大到不能在现有的炉内进行正火处理时, 可采用等效的热处理方法, 其热处理工艺应提交本社认可。

② 所有热锻加工, 应在最终热处理以前完成。如锻钢件确需重新加热进行热锻, 则必须重新进行最终热处理。

③ 如锻钢件在最终热处理后进行热矫直或冷矫直, 则应对该锻钢件进行消除残余应力处理。

④ 锻造后机械加工使横截面发生较大变化的锻件, 只能在充分预处理后进行调质处理。调质处理的重量应不超过成品件重量的 1.25 倍。

⑤ 对需表面硬化处理的锻钢件, 其工艺规程应提交本社认可。制造商应通过试验证实表面硬化层的硬度和深度确能达到要求的质量且不损害锻钢件本体的性能。

(4) 锻件宏观检查

① 所有锻件应不包含任何可能影响其使用和进一步加工的缺陷, 如分层、裂纹、缩孔、偏析、气孔和夹渣等。

② 锻钢件表面应保持清洁。除锻钢件以粗加工状态交货外, 可在必要时采用局部磨削、喷丸、喷砂或钢丝刷清理以及酸洗或其它方法清理表面。

③ 锻钢件表面的轻微缺陷可用铲削或修磨的方法去除, 并用磁粉探测或着色检测以证实该缺陷已被完全清除。

④ 锻钢件表面一般不允许采用补焊方法消除缺陷。对低应力区域的细小缺陷, 经本社同意, 可以焊补, 但应向本社提交补焊的详细资料及检查方法。

(5) 化学成分

制造商应确定各熔融金属中的化学成分并提交相应的证书(明)。

(6) 机械性能

① 拉伸试验: 材料的机械性能应通过拉伸试验测定。试验应确定材料的抗拉强度、屈服点或 0.2% 的弹性应变极限、伸长率、断面收缩率和硬度。

② 夏比缺口冲击试验: 试验应按 GB/T 12778 或本社接受的其它标准。

(7) 试样

① 锻钢件试件的截面尺寸应与所代表的锻钢件的那一部分截面相同。试件与锻钢件构成整体且与锻钢件经受相同的热处理, 并在相当于钢锭的冒口处取样。

② 批量生产的锻件, 试样可自多余的锻钢件或单独锻造的锻件上切取, 但它们必须是同一炉号并

同炉进行热处理。试件数量的多少按有关标准规定。

③ 所有切下的试件和试样都要打上标记，标记应清楚标明它代表的锻件或试验的组别。

④ 一般情况下，试样应取自试样切取点，或距表面以下 1/6 半径或 1/6 厚度处。

(8) 无损检测

① 如要求表面裂纹检验，除奥氏体钢外，一般应使用磁粉探伤。探伤应在热处理后进行，并应尽可能在机械加工后进行。工件表面切向的有效场密度至少 2KA/M (25 奥斯特)，最多不超过 5KA/M (62.5 奥斯特)。

② 在特殊情况下可使用着色渗透探伤法进行表面裂纹检验。试剂应按试剂制造商说明书由渗透剂、清洗剂和显象剂组成。

③ 超声波探伤适用于具有简单几何形状的试件。检验的试件至少应经过正常热处理。若试件的形状和尺寸允许，超声波必须沿径向和轴向通过试件。

④ 无损检测应符合我社接受的相关标准的要求，无损检测的方法和结果应记入报告，并提交本社验船师认可。

4.2.2 铸铁

4.2.2.1 本章 4.1.2.1 规定的零部件，根据机械性能要求可使用 GB/T1348 中的适当牌号的球墨铸铁或耐磨铸铁。经本社同意，也可使用本社接受的其它标准。

4.2.2.2 对主要传递力和力矩的零件，如轮毂、与风轮轴承结合在一起的齿轮箱壳体、风轮轴承壳体和机座，应使用球墨铸铁。在高寒地区服役的零部件建议用 QT400-18L。使用的球墨铸铁夏比冲击值需要按标准进行试验验证。

4.2.2.3 主要承受动载荷的球墨铸铁零部件，其材质应符合本社接受相关标准的要求^①。

4.2.3 铝合金

4.2.3.1 一般要求

(1) 铝合金可采用经本社认可的锭模以及连续或半连续铸造方法生产。

(2) 除另有协议外，铝合金的无损检测不作为验收条件，但制造商应采取有效措施确保铝合金的内部质量。

(3) 铝合金产品表面不应有裂纹、分层、腐蚀、氧化夹杂物、起皮、气泡、硝酸盐痕和严重的机械损伤以及影响后续加工或使用的有害缺陷。

(4) 铝合金产品局部表面的轻微缺陷，经本社同意后，可用机加工或研磨的方法去除。

(5) 铝合金的疲劳强度和缺口敏感性和高强度钢相当，设计和制造必须予以特别注意。表面必需涂敷合适的防腐层，防止接触腐蚀，特别是在潮湿大气中的腐蚀。

4.2.3.2 锻造铝合金

(1) 锻造铝合金可按本社接受的有关标准选用。

(2) 化学成分和机械性能应符合本社接受的有关标准要求。

4.2.3.3 铸造铝合金

(1) 根据 GB/T1173，可选用下列牌号的铝合金：

ZALSi12

ZALSi9Mg

ZALMg5Si1

经本社同意，也可选用等效的其它牌号的铸造铝合金。

(2) 化学成分和机械性能应符合本社接受的有关标准的要求。

① 一般不低于 DIN1690 第二部分的 4 级。

4.2.4 纤维增强塑料

4.2.4.1 定义和术语

- (1) 纤维增强塑料系指以树脂为基体以纤维或其制品作增强材料复合成的材料。
- (2) 树脂系指一种具有不同高分子量一类有机物质，其具有固态、半固态、假固态、液态等不同形态。活性树脂系由多种成分混合而成，包括活性树脂和固化剂以及添加剂。通常有一个软化或熔融温度范围，当受外力作用时有流动倾向，断裂时呈贝壳状。
- (3) 增强材料系指由不同材料的纤维，依照不同用途可加工成不同产品。

下面两种产品之间的区别：

同质：单种材料纤维构成的增强产品。

异质：含有多种材料纤维的增强产品，一个独立层内或一层中的某个范围内可能是同一种材料。

- (4) 层合板系指由铺成层状的增强材料与活性树脂复合而成的产品。

(5) 夹层结构系指以层压板(蒙皮)与轻质芯材胶接在一起的一种层状复合结构。按其芯材形式的不同通常有蜂窝、波纹和泡沫等夹层结构。

- (6) 预浸料系指用活性树脂浸渍过的纤维增强材料，不必再加树脂即可用于加工。

4.2.4.2 树脂

(1) 根据用途和要求，树脂可分为层压树脂和胶衣树脂。两种树脂若联合使用，除非基本树脂相同，否则应验证两种树脂的相容性。

(2) 胶衣树脂应能保护层压板抵御外部损伤和影响。在固化状态下，具有较好的防潮、防紫外辐射及抗海洋、抗工业环境影响的性能，并具有良好的耐磨性、低吸水性和高弹性。胶衣树脂中只允许添加触变剂和颜料。

(3) 层压树脂应在铺层时有良好的浸渍性能，在固化状态有好的防潮性和高的防老化性能。即使使用的添加剂和填料也应具有足够的抗水解能力。

(4) 树脂的所有添加物如促进剂、催化剂、填料和颜料，应与活性树脂相协调，且彼此之间应相容，以保证树脂完全固化。

(5) 树脂、固化剂、催化剂、促进剂应根据制造商的工艺说明书使用。对于冷固化体系其配比应保证在 16~25℃温度范围内能良好地固化。需要在其它温度下固化的冷固化体系或热固化体系，经本社的同意后方能使用。

(6) 填料应不影响树脂的主体性能。选用填料的类型和数量应经本社批准。填料在树脂中的比例应不超过重量（包括最多 1.5%的触变剂）的 12%。如果制造商已规定的比例更低，则应采用制造商的规定。触变剂的比例在胶衣树脂中不应超过重量的 3%。

(7) 颜料应不受气候影响，可由无机或光照不褪色的有机染料物质组成，颜色由用户决定。填加比例不超过制造商的规定或者按重量的 5%制配。

4.2.4.3 增强材料

(1) 增强材料有玻璃纤维、碳纤维、芳纶纤维长丝和其它有机或无机材料纤维及其制品，如粗纱、毡、各类织物及纤维复合物。

(2) 纤维表面一般应有保护纤维和改善胶接且与层压树脂匹配的涂层，以保证纤维和树脂间的胶层有足够的防潮和防老化性能。

4.2.4.4 芯材

- (1) 芯材应满足使用要求，且不应影响树脂的固化。

(2) 金属材料局部加强件应在连接前仔细清洗、去油、喷砂或用合适的预处理方法直接将表面加工粗糙，以获得最佳胶接效果。

(3) 硬质泡沫塑料可作为夹层板或加强腹板的芯材，其应是闭孔结构，并具有抗层压树脂、胶接剂、老化、海洋和工业环境影响的能力以及具有吸水性低、密度小的特点。

(4) 用作芯材的木材必须在采伐后立即用防腐剂和杀虫剂处理，消毒和均化。在 10 日内进行烘干使其平均水分含量不大于 12%。

4.2.4.5 预浸料

预浸料应满足制造组件的要求并适于保存，树脂含量应不小于 30%且在工作温度下具有足够的粘性。

4.2.4.6 胶粘剂

(1) 纤维增强塑料间或与其它材料间的胶接，应使用无溶剂的胶粘剂，最好使用双组份反应型胶粘剂。如可能，应使用与产品相同组份的树脂。

(2) 层压板只能在固化状态下相互粘接。使用热固性胶粘剂（包括单组份热固化胶粘剂）时，粘接材料上的热应力不能超过许用值。

(3) 要按制造商的说明书使用胶粘剂，其不应影响胶接材料，并应具有良好的抗潮湿和抗老化能力。温度对其强度影响要尽量小，应至少用到 60℃。

4.2.4.7 材料的批准

(1) 用于制造纤维增强塑料零部件的所有材料应预先经过试验并经本社的批准。

(2) 材料性能试验应在本社的监督下完成或者由本社确认的试验机构出具认证材料试验结果的报告。本社认为材料符合要求即予批准。

4.2.5 木材

4.2.5.1 木材可根据本社接受的相关标准选用。

4.2.6 钢筋混凝土和预应力钢筋混凝土

4.2.6.1 一般要求

(1) 设计、计算及施工均以本社接受的标准为依据。

(2) 推荐引用的标准：

GBJ 10	混凝土结构设计规范；
GB50204	混凝土结构工程施工及验收规范；
GB50164	混凝土质量控制标准；
GB J107/87	混凝土强度检验标准；
GB 13788	冷轧带肋钢筋；
GB 1499	钢筋混凝土用热轧带肋钢筋；
GB13013	钢筋混凝土用热轧光圆钢筋；
GB4463	预应力混凝土用热处理钢筋。

(3) 如上述标准不能满足设计、计算和施工的需要，经本社同意，可使用其它相关标准。

4.2.6.2 混凝土原料

(1) 水泥型号

水泥型号应符合 GB175（硅酸盐水泥、普通硅酸盐水泥）、GB199（快硬硅酸盐水泥）或本社接受的其它相关标准的要求。

(2) 混凝土骨料

① 骨料应符合本社接受相关标准的要求，其有害成分含量不能过高，否则将严重影响混凝土的持久性或腐蚀钢筋。

② 任何环境下都不应使用对碱性敏感的骨料。

③ 骨料的最大粒度和粒度分布曲线的选择应按本社接受的标准和/或规范进行。

(3) 水

符合本社接受标准的生活饮用水，可用来拌制各种混凝土。海水可用于拌制素混凝土，但不得用于拌制钢筋混凝土和预应力混凝土。水中的有害成分含量不允许过高，以免影响混凝土的凝固、硬化和持久性以及钢筋产生腐蚀。

(4) 掺合料

- ① 掺合料不应损害混凝土和水泥浆的主要性能，也不应影响钢筋的防腐。
- ② 在钢筋混凝土或预应力钢筋混凝土中不应掺入氯化物或其它能产生氯化物而促使钢筋腐蚀的材料。

(5) 添加剂

混凝土拌合物中添加剂的数量不应影响混凝土的耐久性，且不应引起钢筋腐蚀。

4.2.6.3 建筑材料

(1) 混凝土

① 混凝土包括水泥、骨料及水（如需要可加掺合料或添加剂），其成分的选择应满足新拌和已凝固混凝土的一致性、耐久性、强度、密度以及钢筋防腐等性能要求。可通过调整混凝土成分以适合所采用的施工方法。

② 混凝土根据 28 天龄试件的抗压强度，可分为不同等级，见表 4.2.6.3。抗压强度系指用边长为 150mm 的立方体试件在 28 天龄时用标准试验方法测得保证有 95% 概率的抗压强度。

③ 混凝土强度设计取值应按表 4.2.6.3。

混凝土强度标准值

表 4.2.6.3

强度种类	符号	混凝土强度等级											
		C7.5	C10	C15	C20	C25	C30	C35	C40	C45	C50	C55	C60
轴心抗压	F_{ck}	5	6.7	10	13.5	17	20	23.5	27	29.5	32	34	36
弯曲抗压	F_{cmk}	5.5	7.5	11	15	18.5	22	26	29.5	32.5	35	37.5	39.5
抗拉	F_{tk}	0.75	0.9	1.2	1.5	1.75	2	2.25	2.45	2.6	2.75	2.85	2.95
轴心抗压	F_c	3.7	5	7.5	10	12.5	15	17.5	19.5	21.5	23.5	25	26.5
弯曲抗压	F_{cm}	4.1	5.5	8.5	11	13.5	16.5	19	21.5	23.5	26	27.5	29
抗拉	F_t	0.55	0.65	0.9	1.1	1.3	1.5	1.65	1.8	1.9	2	2.1	2.2

(2) 混凝土钢筋

混凝土钢筋的直径，表面性质，强度特性及标记、型号应符合本社接受的相关标准。如混凝土钢筋需要焊接，应使用适宜焊接的材料。

(3) 预应力钢筋

预应力钢筋的性能应符合本社接受的相关标准，且有制造商出具的合格证，特别是关于钢筋成分的数据和试验结果、产品型号、应力—应变特性、弹性极限、屈服极限、拉伸强度、疲劳强度和蠕变极限等资料。如不能提供这些资料，则应进行相关试验并取得本社认可。

(4) 灌注水泥浆

① 灌注水泥浆由水泥、水及掺合料组成。其功能是确保预应力元件和包封件之间的良好粘结，用灌注水泥浆充满预应力钢筋套管内部空间的办法保护被封住的钢筋不受腐蚀。

② 一般应采用硅酸盐水泥灌注水泥浆，配制灌注水泥浆的水、掺合料、添加剂等应符合本社接受相关标准的要求。

(5) 高强度抗拉螺栓

高强度抗拉螺栓应按本社接受的相关标准选用。

4.2.6.4 混凝土的持久性能

(1) 要选择使混凝土有足够持久性且不腐蚀钢筋的原材料。

(2) 应选择合适的混凝土成分，以满足所有新拌的或已凝固的混凝土的性能指标。通过拌合使原材料分布均匀、不流浆，且能顺利地浇注、捣实，以便能得到封闭的结晶组织，在表面形成能承受内、外环境影响的致密表层。

(3) 混凝土的固化，特别是近表面区域（覆盖层）的固化能得到期望性能的结构。

第3节 制造和试验

4.3.1 一般要求

4.3.1.1 生产前应将生产工艺提交本社认可。生产施工和检验应按本社认可的图纸、工艺规程和检验标准进行。

4.3.2 焊接

4.3.2.1 焊接的前提条件。

(1) 焊接用的设备和装置应适用于拟定的用途，并始终保持良好的工作状态。同时，应对其妥善地加以布置，以保证有良好的焊接操作条件。

(2) 焊接工装应保证工件的精度，易于接近焊缝，并使焊缝处于有利的位置。

4.3.2.2 焊工和焊接工艺

(1) 工厂的焊工应按本社《材料与焊接规范》或本社接受的规范的要求参加焊工考试。焊工应持有本社颁发或承认的《焊工合格证书》且仅可从事证书规定类别的焊接工作。

(2) 焊接工艺应按本社《材料与焊接规范》第3篇第3章或本社接受的规范的有关规定提交本社批准后方可采用。

4.3.2.3 焊接材料

(1) 焊接材料(包括焊条、焊丝、焊剂和保护气体)应符合本社的有关规定，并应经本社认可。

(2) 焊接材料的贮存、运输、焊前处理(包括焊条和焊剂烘干、焊丝除锈、气体干燥)和使用应符合焊接材料制造商使用说明书的要求。

4.3.2.4 质量管理与焊接检验人员

(1) 工厂应具有健全的质量保证管理机构，并能有效地运行。重要焊缝应由有经验的焊接检验人员监督施焊，以确保焊接质量。

(2) 无损检测人员应持有本社颁发的或承认的《无损检测人员资格证书》，并从事与证书的种类和定级相符的无损检测工作。

4.3.2.5 焊接接头设计

(1) 焊接应在设计阶段予以正确地规划，焊缝应尽量布置在容易接近和尽可能有利的位置上，应采用最有利的焊接次序，确保焊接后的零部件的残余应力和变形尽量小。在寒冷地区焊接应注意最小弯曲半径不能太小。

(2) 对焊接头(如矩形、单或双V型对接焊缝)和直角焊或十字焊(单、双斜角焊)接头的布置，应确保板或型材的整个截面能完全焊透。

(3) 任何位置的角焊接头，应为双面连续焊，角焊缝的尺寸取决于载荷。焊角高度不能超过 $0.7t$ (t 为最薄截面的厚度)。除了薄壁及类似的轻型规格元件外，其厚度应不小于3mm。

(4) 搭接接头只能用于承受较低应力的零部件并且应尽可能平行于主应力的方向。搭接宽度至少为 $1.5t+15\text{mm}$ ， t 为较薄平板的厚度。

4.3.2.6 焊接施工

(1) 焊接区域的铁锈、氧化皮、熔渣、油污、油漆（工厂底漆除外）和脏物等在焊前应予清除，并保持清洁和干燥。涂有工厂底漆的板材、零部件，如在焊前无需清除底漆，则应向本社提交该底漆对焊缝的质量没有不良影响的证明文件。

(2) 在零部件准备和装配时，应保证接头规定的几何形状和根部对接面间的间隙。若因装配间隙过大需要处理时，其方法应经本社同意。

(3) 板材和型材应精确定位，特别是接头被横向件断开的地方。最大允许的错位是板或型材截面厚度的 15%，但不超过 3mm。

(4) 当需要在潮湿、有风或寒冷的露天场地进行焊接时，应对焊接作业区域提供适当的遮蔽和防护措施。在下列情况下，应考虑对焊件采取适当的预热和/或缓冷措施，以防焊件内产生过大的应力或不良的组织：

- ① 施工环境的温度低于 0℃；
- ② 结构刚性过大、构件较厚或焊接长度较短；
- ③ 焊接母材含碳量大于 0.45%时，焊前应预热，并考虑焊后热处理。

(5) 焊接工作应在最有利的焊接位置进行，并应选择合适的装配和焊接顺序，尽可能允许焊件自由收缩且使之残余应力降至最小。

(6) 焊接时应小心操作，以获得均匀的渗透深度，充分均匀熔化，低的焊缝剖面，焊缝表面无缺损地过渡到基材。进行多道焊时，在下道焊接前，应仔细地清除前道的焊渣、裂纹（包括裂开的虚焊）、气孔和夹渣等缺陷。

(7) 修理较大的缺陷及其修理工艺需经本社的同意后方能进行。较小的表面缺陷尽可能用砂轮磨除。较深的缺陷必须切削干净后重焊。对有裂纹的零部件进行修补时，其修补工艺应经本社同意，且修补工作应在本社验船师的监督下完成。

4.3.2.7 焊接检验

(1) 结构施焊完工后，应对所有焊缝进行外观检查。焊缝表面应成型均匀、致密、平滑地向母材过渡，无裂纹和大的余高且不应存在焊瘤、弧坑和咬边等缺陷。

(2) 焊缝的内部质量可采用射线、超声波或其它适当的方法进行无损检测。无损检测的工艺和评定标准应经本社同意。焊缝无损检测的数量和位置可根据实际情况由制造商和本社商定。无损检测的位置和结果应记入报告，并应提交本社认可。

4.3.3 螺纹、铆钉或螺栓连接

4.3.3.1 螺纹连接接头

- (1) 应使用经本社认可的连接件。
- (2) 承受动载荷的螺纹连接接头应无松动的危险^①。

4.3.3.2 铆钉连接接头

- (1) 铆钉应与结构材料相适应，并符合本社《材料与焊接规范》的有关要求。
- (2) 承载零件的铆接接头，应在工作条件下验证其稳固性和承载能力。

4.3.4 纤维增强塑料的层压

4.3.4.1 一般要求

- (1) 应按下述要求严格隔离生产区和储存间并尽可能避免层压材料受到污染：
 - ① 所有车间、仓库、设备应符合有关安全部门和劳动保护法的要求。
 - ② 层压用的有毒、有害材料应与其它产品严格隔离。
 - ③ 在进行层压及胶合工作时，车间内不允许有产生粉尘的机械加工、油漆和喷涂等作业。
- (2) 层压车间

^① 弹簧垫圈不能提供足够安全的防松动保障。

① 层压车间应为全封闭空间，并应配备通风和加热设备。一般要求环境温度为 16~25℃，最大相对湿度 70%，并通过自动记录式温度计和湿度计进行监测记录。

② 为监视环境条件，应根据操作条件安装温度计和湿度计，其安装位置应经本社同意。测量仪器应按规定进行校准。环境监控记录应保留并提交本社备查。

③ 工作场地应有适当照明，并应有适当措施防止阳光和灯光影响树脂的正常固化。

(3) 仓库

① 层压树脂复合材料应按照制造商说明书储存。若无说明书，则应储存在 10~18℃ 的避光、干燥的室内。

② 预浸料应按照制造商说明书的要求储存在专用的冷藏箱。温度通常应不超过 -22℃。

③ 固化剂、催化剂、促进剂应按制造商说明书的要求单独储存在通风良好的室内，若无说明，则应保存在干燥、避光、温度为 10~18℃ 的室内。

④ 增强材料、填料和添加剂等应储存在防尘、干燥的密封容器里。

⑤ 储存物的存放应保证制造商规定的材料标记、储存条件和最大存储期（终止日期）等明显可见。超过存储期的储存物应立即搬离库房。储存间的温度应有温度记录仪并连续记录。

⑥ 预定加工的材料应及时送到加工车间以使其在材料包装拆封之前完全调整到加工所需温度。

⑦ 出库并拆封的材料包装须经本社同意后方可重新入库。

4.3.4.2 加工

(1) 树脂的准备和加工应符合本规范和制造商说明书的要求，以及有关安全部门及劳动保护法的有关规定。

(2) 树脂和固化剂的混合应尽量均匀，并尽量避免空气混入。

(3) 层压期间，混合过的树脂施工时间不应超过制造商规定的时间。若未有时间规定，则应预先进行试验，并和本社协商后确定。

4.3.4.3 模具

(1) 模具的材料、结构由制造商决定，但必须保证有足够的强度、刚度、表面硬度以及尺寸精度。

(2) 对使用真空袋的模具，还要确保密封良好。

(3) 模具表面应尽量光滑，不应有任何锐边，成型面不得有缺陷。

(4) 在层压工作开始前，模具表面应涂用适量脱模剂，如需要可预热到层压温度。模具表面应保持干燥、无灰尘。

4.3.4.4 铺层

(1) 应按合适的工艺将胶衣树脂均匀涂在准备好的模具表面，涂层厚度在 0.4~0.6mm 之间。

(2) 涂上胶衣树脂后应尽快铺第一层材料，此层应使用单位面积重量轻，树脂含量高的增强材料。

(3) 铺层应符合批准的技术文件及工艺规程的要求，加强层要充分排除空气并压实，以达到要求的树脂含量，要避免树脂富集。严格控制铺层的位置、纤维方向，单向纤维束、带要保持平直，严格控制各节点位置。

(4) 一次铺层的最大厚度，取决于固化时允许的最大放热量。

(5) 低温固化树脂，如铺层过程中断超过 3 天，再次铺层时，固化层表面应加工粗糙，去除尖点，并清洗干净以获合适的胶接面。

(6) 层板厚度变化应缓慢。对 600g/m² 玻璃纤维增强材料过渡长度至少为 25mm。在夹层结构中由夹层板到完全层板的过渡区夹芯以不大于 1:2 的斜率削尖。

(7) 在复杂的模制过程中切断加强层是不可避免的。在切断处的加强层要搭接或用加强带，在层板加强层的对接区或缝合区搭接宽度至少为 25mm。

(8) 不同零件只要它们没有完全固化即可层压在一起，应特别注意交叉层压。

(9) 平叠的或插入的衬层不应含有水分和杂质，它们与层板的胶接面应做好适当的准备（加工

粗糙，涂促进剂)。

(10) 层间应压实，含胶量一般控制在 35%~50%，但胶衣及富脂层除外。

4.3.4.5 固化和后处理

(1) 完工零部件应在树脂完全固化后脱模。固化的时间由制造商给出。对于冷固化体系，最小固化时间应不少于 12h。

(2) 加温固化的树脂体系，用紫外线 (UV) 照射和/或加温应按照制造商说明书进行。

(3) 零部件加温固化后应立即进行后处理。处理时间和具体树脂可达到的温度有关，可达到的温度应在变形或玻璃转化温度以下。后固化应按制造商的说明书或已有的经验进行，如没有这些数据则可按 40℃下至少 16h；或 50℃下至少 9h。冷固化体系不需后续处理，但应在固化条件下储存 30 天。

4.3.4.6 层压复合材料胶接

(1) 除非已有成熟的经验可用，承载零件的胶接接头通常根据各自情况由工艺试验来验证。

(2) 胶粘剂经本社认可后方可用于胶接。

(3) 应采用适当的方法清理胶接表面，仔细地作胶接准备（加工粗糙，腐蚀等）。在某些情况下须利用底漆和胶接促进剂改善胶接强度。

(4) 应采取适当的方法防止接触腐蚀。

(5) 若纤维增强塑料与不是同一体系的层压板胶接，胶接前它们都必须完全固化。

(6) 胶粘剂应均匀无泡地涂于整个被粘接的表面，其厚度应尽可能薄。

(7) 胶接接头固化后应采取适当的方法保护，防止外部介质（潮气）侵入。

4.3.4.7 密封

(1) 没有防护的层压板表面在固化/后处理时要使用合适的密封剂密封。特别是切断和胶接接头的切边要仔细保护，防止外部介质（潮气）侵入。

(2) 密封材料不应影响层板和胶接接头的性能。

4.3.4.8 生产监控

(1) 纤维增强塑料产品的生产监控包括原材料的质量控制、生产制造监控和完工后的质量检验。

(2) 本社对生产监控可予以随机检查，本社检验人员可进入生产、储存和试验现场并检查其生产文件。

4.3.4.9 进货检验

(1) 进货时应对其检查制造商提供的材料质量证明书，以证明材料性能符合要求，对材料性能应随机抽样测试。

(2) 应建立货物存放清单，并按照本规范要求予以储存。

4.3.4.10 工艺监控

(1) 产品生产过程应按具体的生产工艺用检验单和工作进度表进行监控，每一步都要由负责人签署。

(2) 上岗人员应经专业培训，并持证上岗。

(3) 在生产过程中要及时检查增强层的施工质量，且应检查纤维方向是否正确。

(4) 对每批树脂都应取样并作标记，然后固化、储存。要随机检查这些样本的固化程度并作记录。

(5) 在生产过程中，应制备用于检查特性和机械性能的试样，并以试样的试验结果确定材料参数，作为强度计算的基础。如无法从产品上切取足够大的层板试样，可随件生产 500mm×500mm 的层板试样。

4.3.4.11 零件检验

(1) 在产品制造期间和完工后应进行目视检查，不应有气泡、夹杂、起层、变形、变白、污染、损伤和积胶等缺陷。并目视检查总体质量，即表面光洁度。

(2) 应选取具有代表性的数个位置，确定零件纤维含量，据此判断层压质量。应采取类似适当的试验，检查铺层质量。

(3) 应按要求完成成品零件所规定的静、动载荷作用下的单项或随机抽样试验。

(4) 修补任何产品缺陷应向本社报告，修补工艺应经本社同意。

4.3.5 胶接

4.3.5.1 一般要求

(1) 除有足够的经验证据表明胶接的质量外，承载零件的胶接前，一般应进行工艺试验验证粘接强度，其工艺试验应经本社认可。

(2) 用于符合材料胶接的活性胶应经本社认可。

(3) 胶接剂应不会导致被胶接材料的性能降低。

(4) 胶接接头设计应尽量避免承受剥离力矩和剥离力。粘接表面应设计得尽可能大，对载荷传递区要大范围修形。

(5) 应注意制造商对胶接剂的使用限制说明。

4.3.5.2 表面准备

(1) 胶接材料的表面应干燥、无油、无尘、无溶剂。除油时要特别注意材料与溶剂的相容性。

(2) 光滑表面应加工粗糙，如粗磨、喷砂或化学腐蚀等。如被粘材料表面已形成了包层（如聚酯树脂形成的外皮）影响胶接效果时，必须加工粗糙。

(3) 在大多数情况下可用专门配套的底漆提高粘接强度，特别是以后使用中受环境影响特别大的胶接接头。

4.3.5.3 施工

(1) 胶接要按照制造商的说明书施工，填料的比例不应超过允限。

(2) 涂胶要均匀、无气泡，不能太厚。

(3) 如果胶接接头中存在较大的间隙，以及胶中含填料比例较大时，应在胶接表面上先涂一层无填料的胶粘剂。

(4) 在胶粘剂完全固化前不允许对胶接接头施加载荷。

(5) 胶接接头固化后必须采用适当的保护措施防止潮气和其它介质侵入。

(6) 出库但未使用过的胶粘剂组分和表面胶衣组分只能放回原容器内。

4.3.6 木材加工

4.3.6.1 木材加工可按本社接受的相关标准进行。

4.3.7 混凝土制造和养护

4.3.7.1 混凝土制造和养护可按 GB50204 或本社接受的有关标准进行。

4.3.8 混凝土的质量控制

4.3.8.1 一般要求

(1) 混凝土质量控制包括：对混凝土结构设计和建造所必须的计量。它们由重要的测量和判断、按规章和标准要求必须做的试验和对持久性有重要意义的工艺状态验收组成。

(2) 对建筑材料和施工质量监督管理进行的所有计量构成生产制造的监控。其中应包括适用性试验和控制方法、施工过程中的试验和控制、最终试验和最终检验。

(3) 如有必要，可在开始施工前进行适用性试验，以确保用已确定的建筑材料、设备及浇筑程序能够建成满意的设计结构。

(4) 由已有经验或通过试验保证混凝土和水泥浆原料的质量及其相容性。

(5) 应选用符合标准的建筑材料。

(6) 检验要求概括如表 4.3.8.1 所示。

生产和制造过程中的检验项目

表 4.3.8.1

项 目	建筑材料及其加工控制	建 造 程 控
混凝土	原料 混合物 生产 生混凝土 固化混凝土	运送、浇注 捣实 固化 表面处理
模壳及支撑	材料性能	紧固 装配、拆除 翘曲 偏斜 基础 密封 混凝土内侧表面修整
增强材料	规定原材料性能、表面光洁度	加工与储存 切断 组合件、加强件 搭接和其它端部接头 焊接 铺置 覆盖混凝土。
预应力钢和 预应力装置	规定原材料性能、表面光洁度 预应力件装置 拉紧预应力件 灌注用水泥浆	加工与储存 切断 安放 预应力装置 施加预应力 灌浆
部件、预制件		尺寸偏差 翘曲和偏斜 允许偏差

4.3.8.2 施工期间的检验

(1) 一般要求

- ① 对建筑材料的计量、性能和适用性，结构中零件的安置、及设备的安装应进行连续监控。
- ② 对运到建筑工地的材料和部件，必须对照说明予以复验。
- ③ 对完成的重要项目应作记录（写入日记簿），所有有关人员均可查阅。
- ④ 根据要求的可靠性水平，允许进行附加的特殊检查。
- ⑤ 混凝土质量监控可按混凝土质量控制标准 GB50164 或本社接受的其它标准进行。
- ⑥ 对其它建筑材料或其它材料可引用现行有效技术文件。

(2) 交货地验收

- ① 关于预拌混凝土的交货单形式按 GB50164 或本社接受的其它形式。
- ② 预制件交货单应说明制造、标记和按定货技术要求所进行的处理。

③ 钢加强件的交货记录应包括钢捆、盘钢、或工程状态的钢结构；钢棒或焊接钢筋网；定长切断并弯曲的钢筋；预制加强件等。

④ 查明所有已经接收的钢加强件的来源及特性。

⑤ 对预应力钢和预应力设备要按本社接受的标准进行检查。

(3) 浇注前及加预应力时的检查

① 浇注前的检验按 GB50164 或本社接受的其它标准进行。

② 插入预应力元件前先检验运抵现场前后整个过程中有无损坏。

③ 施加预应力前，建议首先检查是否可以顺利地施加预应力。

④ 对预应力施加过程须提交报告，其中要包括每一步的测量结果（拉紧力、伸长量及夹头的滑动情况等）。

⑤ 应检查施加预应力和完成保护性测量的时间间隔并做记录。

⑥ 灌注水泥浆期间，应检验喷注压力。水泥浆流出时应无冲击。检查水泥浆注入量、水泥浆泄漏量以及水泥浆一致性检查所取样量和水分流失量。若有必要，应检验水泥浆浓度。

4.3.8.3 验收检验

(1) 验收检验是指所有的监督测量，应确定其符合规定准则和技术条件(包括全部相关文件)的要求。

(2) 混凝土的验收检验可按照 GB50164 或本社接受的其它标准进行。

(3) 其它建筑材料的验收检验按本社接受的有关标准进行。

4.3.8.4 完工建筑的保养和监控

(1) 在使用期间，应制定监控程序并进行控制测量。

(2) 维修和保养的所有资料，均由负责整体结构的人员处理。

第5章 强度分析

第1节 一般规定

5.1.1 适用范围

5.1.1.1 本章适用于风力发电机组的承载结构和机械部件所用材料的强度分析。

5.1.2 分析要求

5.1.2.1 应按本规范第2章第3节确定的各种载荷情况的设计载荷,对风力发电机组的承载结构和机械部件进行极限限制状态和使用极限状态验证。

5.1.2.2 结构强度取决于结构的材料、形状和加载的形式(拉伸、压缩、剪切、弯曲、扭转),应按本章和本规范第6章、第7章的有关规定进行校核。

5.1.2.3 一般应采用计算方法进行强度分析。但对疲劳分析,允许在模拟的运行条件下进行试验。

5.1.2.4 当共振效应、冲击力等动态载荷对风力发电机组的应力—应变水平的影响不能忽略不计时,应以适当的方式予以考虑。不需要用特殊的程序来确定其影响类型时,可采用简化模型的动态放大因子(例如类似于单自由度系统共振放大的评估)。

5.1.2.5 应考虑局部塑性变形对轴承、齿轮箱托架等构件及其邻近部件的功能上的负面作用,并按本章5.3.2和本规范第7章第1节的有关要求进行分析。

第2节 应力确定

5.2.1 一般要求

5.2.1.1 对于强度分析,应考虑对所分析的结构区域起决定作用的载荷情况。对于疲劳强度的评估,应考虑在临界区域产生动态循环应力的载荷情况。

5.2.1.2 如承载部件中出现相关的非线性,则应考虑非线性的影响,且应注意线性叠加理论不再适用。在某些情况下仅由特殊变形(如结构部位的接触)引起的力,可通过附加载荷情况和结构非线性的叠加来进行分析。

5.2.1.3 对于选定的工况,可用全面考虑了运动和载荷的特殊方法(如时间序列计算),来替代一般的强度分析方法。

5.2.1.4 在时间序列计算中,设计载荷情况的特征数据应得到载荷或应力过程。结构分析的时间序列和统计频率应根据本规范第2章选取。对计算目标所选择简化的有效性应进行记录。

5.2.2 分析方法

5.2.2.1 一般要求

(1) 通常应力计算是采用常规的静力理论进行。当用此方法不能充分精确地确定对分析起决定作用的应力时,应采用数值计算方法(如有限元法)进行计算。

(2) 对于强度分析,作用在部件上的载荷产生的影响一般是用应力来确定。在失效临界区域,名义应力或结构应力应按本社认可的规范/标准确定。失效临界区域的选择应进行记录。

(3) 分析过程中所使用的修改应经本社同意,且应采用一致的分析原则。

5.2.2.2 名义应力法

(1) 名义应力是根据线弹性力学的基本理论得到的应力,不包括由缺口效应引起的应力分量,其应力分量应参照名义应力通过应力集中系数和缺口疲劳系数来考虑。

(2) 名义应力法只限于细长杆和梁, 以及那些可被非常近似地理想化为带状、杆状或梁形状的部件。

(3) 在非焊接部件的疲劳分析中, 应使用考虑了零件等级或几何不连续性的 $S-N$ 曲线。如焊接结构中设计零件所选的零件等级没有包括几何不连续性, 则应修正此名义应力。

(4) 应力类型的叠加应满足本章 5.3.4.2 (4) 的要求。

5.2.2.3 结构应力法

(1) 结构应力可完全反映结构的应力水平, 其包括复杂构件形状(空间弯曲结构)的影响, 与设计相关的缺口(如凹槽、台阶、钻孔)的影响, 以及载荷作用点处的局部影响。在焊接结构中, 结构应力也称为热点应力, 其说明该结构几何应力包括名义应力和局部效应的影响, 但不包括焊缝自身的缺口效应影响。结构应力通常要求用数值计算方法来确定。

(2) 疲劳分析中, 如结构应力包括所有缺口效应的局部影响, 对于非焊接部件应采用材料所确定的 $S-N$ 曲线来进行计算。

(3) 根据离散的程度, 在数值计算中, 应通过 $S-N$ 曲线的简化来考虑尚未包含在结构应力中的缺口效应。

(4) 对于焊接节点, 热点应力在疲劳分析中是起决定作用的。

(5) 应力类型的叠加应满足本章 5.3.4.2 (4) 的要求。

5.2.2.4 在强度分析中应考虑载荷类型、几何形状或材料的影响, 也应考虑它们的非线性影响。

5.2.3 动力计算

5.2.3.1 动力计算中, 随时间变化的载荷所引起的结构和部件相关振动系统的响应, 是由整个风力发电机组结构的动力影响来确定的。

5.2.3.2 应按本规范第 6 章和第 7 章的有关规定对单独的结构和部件进行动力计算。塔架的定向振动设计应按本章 6.6.5.2 的有关要求进行。

5.2.4 准静态计算

5.2.4.1 准静态计算所采用的载荷包含整个风力发电机组一定程度的结构动力影响。应通过动力放大系数(如阵风因子)来考虑未计及的动力部件的影响。

5.2.4.2 应按本规范第 6 章和第 7 章的有关规定对单个的结构和部件进行准静态计算。应按本规范 6.6.5.3 的有关要求进行塔架的准静态设计。

第3节 金属材料

5.3.1 材料特性

5.3.1.1 机械部件材料应符合本规范第 4 章的相关要求。

5.3.1.2 钢结构计算分析的材料参数应满足本社接受的相关规范/标准的要求。

5.3.2 一般强度分析

5.3.2.1 应满足本社接受的规范/标准的有关要求。对非标准零部件可按现行标准进行分析。

5.3.2.2 应根据设计载荷和设计强度来确定零部件的尺寸。

5.3.2.3 所有载荷情况下, 作为分析基础的金属部件的材料局部安全系数 γ_M , 取 $\gamma_M = 1.1$ 。

5.3.2.4 对于设计载荷, 塔架和基础应使用相同的局部安全系数准则。

5.3.2.5 分析方法

(1) 分析应符合本章 5.2.2 的有关规定。当两类或两类以上的载荷同时发生时, 应叠加应力结果。

一般对于极限限制状态验证, 应使用本节 5.3.2.5 (2) ~ 5.3.2.5 (4) 有关材料和载荷的等效应力假设。

(2) 对于脆性材料, 用最大主应力假设描述材料特性。对于半延性材料, 可采用最大主应力假设或者 von Mises 应力假设 (最大剪切应变能标准; 八面体剪切应力假定)。

(3) 对于延性材料, 可采用 von Mises 应力假设或最大剪切应力假设来描述失效机理。其它的应力假设, 如延性材料的剪切应力强度假设, 若其有效性通过可信的部件试验验证, 也可采用。

(4) 对于延性或半延性材料制成的结构部件, 允许有较小的局部塑性变形。若结构的局部应力值大于弹性极限值, 对于部件的静强度评估, 应考虑局部应力的分布和局部应变, 其中应考虑到局部应力和应变的分布依赖于部件的形状 (如缺口) 和载荷的类型 (拉/压, 弯曲, 扭转)。许可的应变取决于材料和结构功能的要求, 如发生塑性变形, 应给出部件及其邻近部件可有效使用的证明, 且证明过程应经本社同意。

5.3.3 稳定性分析

5.3.3.1 特定 (使用) 载荷作用下, 零部件不应产生扭曲或屈曲; 设计载荷下, 仅非失效—安全部件的承载零件不应产生扭曲或屈曲; 其它部件可产生弹性屈曲。

5.3.3.2 可进行下述稳定性分析, 并考虑变形限制:

- (1) 板和壳的屈曲分析;
- (2) 梁和杆的屈曲和失稳;
- (3) 组件部分飞出或滑动。

5.3.3.3 设计载荷情况下, 不应产生影响风力发电机组性能及安全的变形。

5.3.3.4 应按本社接受的规范/标准的有关要求进行分析。

5.3.4 疲劳分析

5.3.4.1 一般要求

(1) 应对风力发电机组中主要承受动载荷的机械零部件进行疲劳分析。一般情况下, 包括从叶片连接件到发电机之间传动链上的所有机械零部件、机舱 (包括它和塔架的连接件)、连接件以及风力发电机组的其它特殊部件 (如叶片变距控制机构)。

(2) 可通过对零部件试验或计算进行疲劳验证。零部件疲劳试验应采用与运行相关的载荷进行, 并以本规范第 2 章的要求为基础。试验结果评估应可靠地覆盖那些未能直接予以考虑的因素 (如载荷循环数 $> 10^9$, 试验结果的分散性等)。

(3) 应按本社接受的规范/标准的有关要求计算螺纹连接件强度, 零件等级应按本节 5.3.5.1 (4) 选用。

5.3.4.2 疲劳分析方法

(1) 一般要求

根据所要求的计算精度, 可借助下列三种方法中的一种进行疲劳分析计算。

① 使用应力时间序列和损伤累积来尽可能精确地记录外部载荷和结构响应之间的复杂相互作用。

② 使用应力谱和损伤累积, 从而在物理意义上讲, 不利影响中包括了不同载荷效应的叠加。

③ 使用等效恒幅谱作为疲劳分析的简化方式, 其中等效恒幅谱应根据本规范附录 2.1.2.3 来使用, 且应进行相应地验证。

对于上述方法②和方法③, 应适度地考虑到平均应力的影响, 因为材料对平均应力很敏感。

(2) 简化疲劳分析

① 当考虑安全裕度时, 通常采用简化疲劳分析, 可使用等效恒幅谱。

② 在生成等效恒幅谱时, 应使用相应结构 $S-N$ 曲线的斜率参数。本节 5.3.5 给出了设计用 $S-N$ 曲线确切的斜率参数。

③ 疲劳验证用的局部安全系数 γ_M 见表 5.3.4.2 (1)。对于风力发电机组的力和力矩传递部件的局

部安全系数 γ_M 的应用实例见表 5.3.4.2（2）。

- ④ 多轴应力状态的应力叠加应满足本节 5.3.4.2（4）的要求。
- ⑤ 当使用简化疲劳分析考虑安全裕度时，应注意到所假定的基准载荷循环数并不与实际值相符。
- ⑥ 在 $S-N$ 曲线的评估中应根据本节 5.3.5 类似地考虑到疲劳抗力的减缩影响（如存活率 P_d 和表面影响等）。

疲劳验证用的局部安全系数 γ_M 表 5.3.4.2（1）

检查和可达性	零件失效导致机组损坏 或危及人员安全	零件失效导致机组失效 或重大损伤	零件失效导致机组运行中断
定期检查维护，可达性好	1. 15	1. 0	0. 9
定期检查维护，可达性差	1. 25	1. 15	1. 0

局部安全系数 γ_M 的应用实例 表 5.3.4.2（2）

基础截面中钢筋的渗透	不能检查	$\gamma_M=1.25$
旋转轴的齿轮圈	不移开轴时不能检查	$\gamma_M=1.25$
锁紧螺栓	能检查	$\gamma_M=1.15$
毂/旋转轴的螺栓连接	能检查	$\gamma_M=1.15$

- (3) 利用载荷谱的损伤累积法
- ① 通过载荷谱进行疲劳验证所运用的损伤累积理论及方法的具体说明可参考有关资料。
 - ② 计算损伤累积时，一般应将本规范第 2 章第 3 节运行载荷产生的所有应力变化幅度 $\Delta\sigma_i$ 与它们的载荷循环数 n_i 结合起来使用，由疲劳强度计算的损伤总和 D 不应超过 1，即：

$$D \leq 1$$

当采用 Palmgren/Miner 线性损伤累积假设时：

$$D=\sum_i \frac{n_i}{N_i} \leq 1$$

式中： n_i —在一个应力变化幅度恒定时段内的载荷循环数；
 N_i —在一个应力变化幅度恒定时段内许用载荷循环数。

- ③ 许用载荷循环数 N_i 应为 $S-N$ 曲线上应力变化幅度 $\Delta\sigma_i \cdot \gamma_M$ 所对应的许用载荷循环数。
 - ④ 局部安全系数 γ_M 可按表 5.3.4.2（2）取值。
 - ⑤ 对损伤累积，应使用本章给出的 $S-N$ 曲线来进行计算。
 - ⑥ 多轴应力状态的应力叠加应满足本节 5.3.4.2（4）的要求。
- (4) 应力叠加
- ① 用于复杂多轴应力状态的应力叠加方法及相应的应用程序需经本社同意。
 - ② 进行多轴应力分析时，建议以主应力和主应力方向来确定临界区域主要（与损伤有关）应力分布或应力合力。许多情况下，可允许对此问题作适当的简化。使用方法应经本社同意。

- ③ 对独立变化的正应力和剪应力，允许采用辅加叠加法进行损伤累积计算：

$$D(\Delta \sigma_i) + D(\Delta \tau_k) \leq 1$$

式中： $D(\Delta \sigma_i)$ —正应力分量的损伤累积；
 $D(\Delta \tau_k)$ —剪应力分量的损伤累积。

(5) 疲劳极限的使用

① 若按本节 5.3.4.2 (2) ①所确定的载荷循环数 N_V 小于或等于作为制定疲劳极限基准用的载荷循环数 N_D 时可使用疲劳极限。

② 对影响降低抗疲劳的因素,如存活率 P_b 、表面影响等的考虑,应按本节 5.3.5 评估 $S-N$ 曲线的类似方法。

③ 仅在既无 $S-N$ 曲线可用,又不能人为建立,且当 $N_D < N_V$ 时,方允许使用疲劳极限。降低使用疲劳极限应经本社同意^①。

5.3.5 确定零件尺寸用的 $S-N$ 曲线

5.3.5.1 焊接钢结构和螺纹连接件设计用 $S-N$ 曲线

(1) 应按本社接受的规范/标准的有关要求选定 $S-N$ 曲线和/或零件等级。

(2) 疲劳验证

① 对主要承受变化幅度为 $\Delta \sigma_i$ (见图 5.3.5.1) 交变应力的零部件,可按本规范第 2 章以应力变化幅度为基础,使用损伤累积进行疲劳验证。

② 在正应力加载情况下,下列补充规定适用于本社接受的规范/标准所规定的 $S-N$ 曲线。

I 区: 斜率 $m = 3$, 载荷循环数 $< 5 \times 10^6$

II 区: 斜率 $m = 5$, 载荷循环数 $\geq 5 \times 10^6$

图 5.3.5.1 所示为作为使用基础的 $S-N$ 曲线的一般形状。

③ 对主要承受剪应力的零部件,应使用本社接受的规范/标准中具有等斜率 $m = 5$ 的 $S-N$ 曲线。即 I 区 + II 区: 斜率 $m = 5$ 。

④ 当确定许用载荷循环数 N_i 时,应考虑表 5.3.4.2 (1) 的局部安全系数 γ_M 。

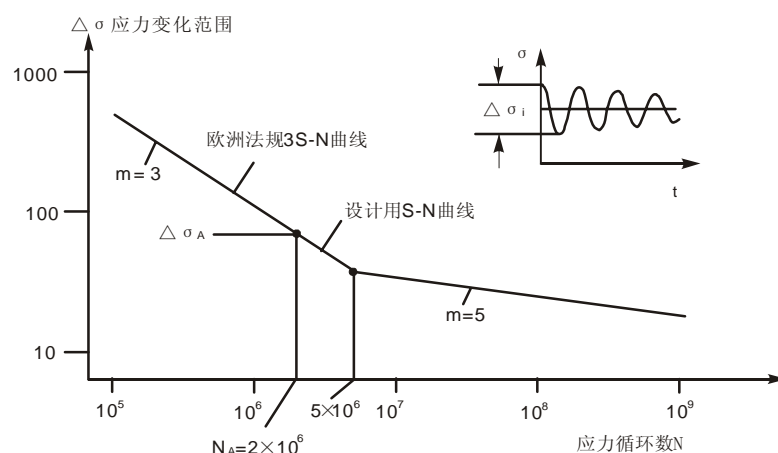


图 5.3.5.1 焊接钢结构设计用 $S-N$ 曲线一般形状

(3) 简化验证用的疲劳应力变化幅度 $\Delta \sigma_V$

① 用作简化验证基础的许用疲劳应力变化幅度 $\Delta \sigma_V$ 可按本节 5.3.4.2 (2) 规定计算的载荷循环数 N_V , 由图 5.3.5.1 的 $S-N$ 曲线查出。

② 表 5.3.5.1 给出了一些典型载荷循环数下的钢制螺纹及焊接连接件许用应力变化幅度,尚未考虑局部安全系数。

① 当风力发电机组在通常会发生腐蚀的不利环境条件下运行时,应考虑进行假定无疲劳极限的疲劳校验。

钢制螺纹及焊接连接件的许用应力变化幅度

表 5.3.5.1

等级 (N/mm ²) $\Delta \sigma_A = \Delta \sigma_{(N=2, 10^6)}$	疲劳应力变化幅度 $\Delta \sigma_r$ (N/mm ²)			
	$\Delta \sigma_{(N=5, 10^6)}$	$\Delta \sigma_{(N=5, 10^7)}$	$\Delta \sigma_{(N=1, 10^8)}$	$\Delta \sigma_{(N=2, 10^8)}$
160	117.9	74.4	64.8	56.4
140	103.2	65.1	56.7	49.3
125	92.1	58.1	50.6	44.0
112	82.5	52.1	45.3	39.5
100	73.7	46.5	40.5	35.2
90	66.3	41.8	36.4	31.7
80	58.9	37.2	32.4	28.2
71	52.3	33.0	28.7	25.0
63	46.4	29.3	25.5	22.2
56	41.3	26.0	22.7	19.7
50	36.8	23.2	20.2	17.6
45	33.2	20.9	18.2	15.9
40	29.5	18.6	16.2	14.1
36	26.5	16.7	14.6	12.7

(4) 螺纹连接件

① 分析螺纹连接件的疲劳强度时，其应力水平的划分应考虑螺栓承受的拉力和弯矩，下列的零件等级适用于 M30 以下的螺栓（公制标准螺纹）。

热处理前热浸镀锌轧制螺栓：零件等级 50；

热处理前轧制螺栓：零件等级 71；

热处理后轧制螺栓：零件等级 $71 \times \left(2 - \frac{F_{Smax}}{F_{0.2min}} \right) \leq 85$

式中： F_{Smax} ——极限载荷下的最大螺栓力；

$F_{0.2min}$ ——0.2%弹性应变极限处的螺栓力。

② 与计算相关的横截面 A 是指螺栓中的应力横截面 A_S 。通常对于热浸镀锌部件可忽略横截面缩小的影响。

③ 对大于 M30 的螺栓，应考虑用系数 $k_s=(30/d)^{0.25}$ 对 $S-N$ 曲线进行简化，其中 d 是公称直径，单位 mm。螺栓尺寸还应满足本规范第 6 章第 5 节的相关要求。

5.3.5.2 无焊接锻件和轧制件设计用 $S-N$ 曲线

(1) 一般应采用统计方法确定的原材料 $S-N$ 曲线作为基础(见图 5.3.5.2)。如得不到所使用材料的 $S-N$ 曲线，则综合疲劳分析可用本社接受的规范/标准规定的合成的 $S-N$ 曲线（按本节 5.3.4.2 (3) 进行损伤累积计算）。

(2) 降低疲劳强度的影响因素：

- ① 加载型式；
- ② 应力比 $R = \sigma_{min} / \sigma_{max}$ ；
- ③ 应力集中系数和缺口影响系数；
- ④ 零件尺寸；
- ⑤ 表面状态；
- ⑥ 工艺参数；
- ⑦ 存活率 P_d ；
- ⑧ 环境条件（腐蚀等）。

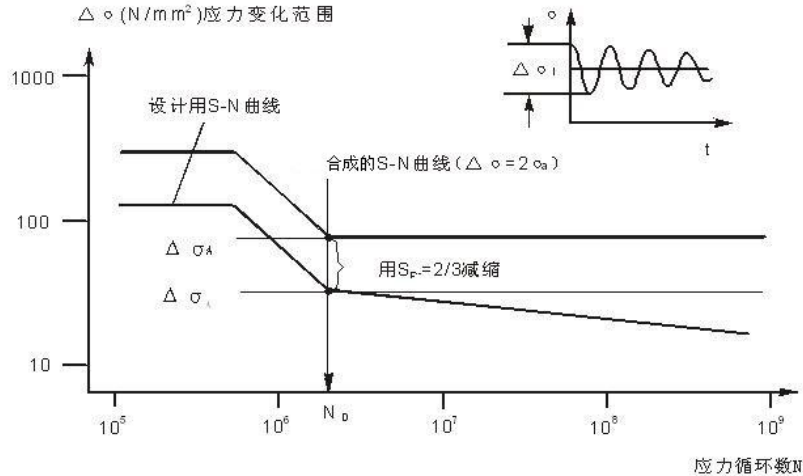


图 5.3.5.2 无焊接锻件及滚锻件 S-N 曲线，合成的 S-N 曲线一般形状的例子

(3) 存活率 P_a

- ① 所给出的 S—N 曲线一般具有 50% 存活率；
- ② 疲劳分析应在存活率 $P_a > 97.7\%$ 的情况下进行。除非另有规定，S—N 曲线的参考值 $\Delta \sigma_A$ 应减缩到：

$$\Delta \sigma_A^* = \Delta \sigma_A \cdot S_{P_a}$$

式中减缩系数 $S_{P_a} = 2/3$ 所对应的存活率 $P_a > 97.7\%$ （均值减去 2 倍标准方差）。

- ③ 如使用存活率 $P_a > 50\%$ 的 S—N 曲线，经本社同意后，可采用减缩系数 $S_{P_a} > 2/3$ 。
- (4) 应力循环数

① 对应力循环数 $N_i > N_D$ 的情况，S—N 曲线应以 $2 \cdot m - 1$ 的斜率从 $\Delta \sigma_A^*$ 起向外延伸，其中 m 是疲劳强度曲线的斜率（见图 5.3.5.2）。

② 限制应力循环数 N_D 是在最优试验条件下（无腐蚀影响等）得出的疲劳极限的循环数。若采用合成的 S—N 曲线， N_D 可通过计算获得。

(5) 利用 S—N 曲线进行简化疲劳验证时，最大许用应力变化幅度 $\Delta \sigma_V$ 应按本节 5.3.4.2 (2) 确定的应力循环数 N_V 在减缩后的曲线上获得。以疲劳极限为基准的疲劳验证，按本节 5.3.4.2 (5) 的有关规定。

5.3.5.3 铸钢件和球墨铸铁件设计用 S—N 曲线

(1) 一般应采用统计方法确定的材料 S—N 曲线。如果这种曲线不适用于所用的铸造材料，经本社同意可使用合成 S—N 曲线作为基础进行综合疲劳分析（按本节 5.3.4.2 (3) 进行损伤累积计算）。

(2) 降低疲劳强度的影响因素包括：

- ① 加载型式；
- ② 重要的残余应力（如喷丸强化）；
- ③ 应力比；
- ④ 应力集中系数和缺口影响系数；
- ⑤ 零件尺寸；
- ⑥ 表面状态；
- ⑦ 工艺参数；
- ⑧ 存活率 P_a ；
- ⑨ 环境条件（腐蚀等）。

(3) 存活率 P_a

- ① 一般所给出的 $S-N$ 曲线具有 50% 存活率；
- ② 疲劳分析时， $S-N$ 曲线的参考值 $\Delta \sigma_A$ 应按式减缩：

$$\Delta \sigma_A^* = \Delta \sigma_A \cdot S_{P_{\Delta}}$$

式中：减缩系数 $S_{P_{\Delta}} = 2/3$ 所对应的存活率 $P_d > 97.7\%$ （均值减去 2 倍标准方差）。

- ③ 如使用存活率 $P_d > 50\%$ 的 $S-N$ 曲线，经本社同意后，可采用减缩系数 $S_{P_d} > 2/3$ 。

(4) 减缩系数

① 应考虑大壁厚及表面粗糙度的影响。如果从相同厚度区域的试样处确定 $S-N$ 曲线，则这些影响已包含在 $S-N$ 曲线中。在按本社接受的规范/标准确定合成的 $S-N$ 曲线时，应满足与厚度有关的力学特征值（保证最小的抗张强度和屈服点）和通过现有表面粗糙度的减缩。

- ② 在使用合成的 $S-N$ 曲线时，应通过下列系数考虑制造缺陷（气孔、缩孔、夹渣）的影响：

$$S_d = 0.85^{(j-j_0)}$$

式中： j —零部件质量等级；

j_0 —依赖于材料和测试方法的常数，可以取下面的值：

测试方法	铸钢	铸铁
超声波或射线测试	$j_0=0$	$j_0=0$
液体渗透和磁检测	$j_0=1$	$j_0=1$

对铸造质量和所采用的测试技术的评估，应满足本社接受的规范/标准的有关要求。

- ③ 零件质量等级的划分应满足本社接受的规范/标准的有关要求，并和图纸、计算、说明书中记录地一致。

(5) 设计用 $S-N$ 曲线

- ① 作为 $S-N$ 曲线基准用的参考应力变化幅度应为：

$$\Delta \sigma_A^* = S_{P_d} \cdot S_d \cdot \Delta \sigma_A$$

可将此作为应力循环数 N_D （见图 5.3.5.3）时的理想疲劳极限。

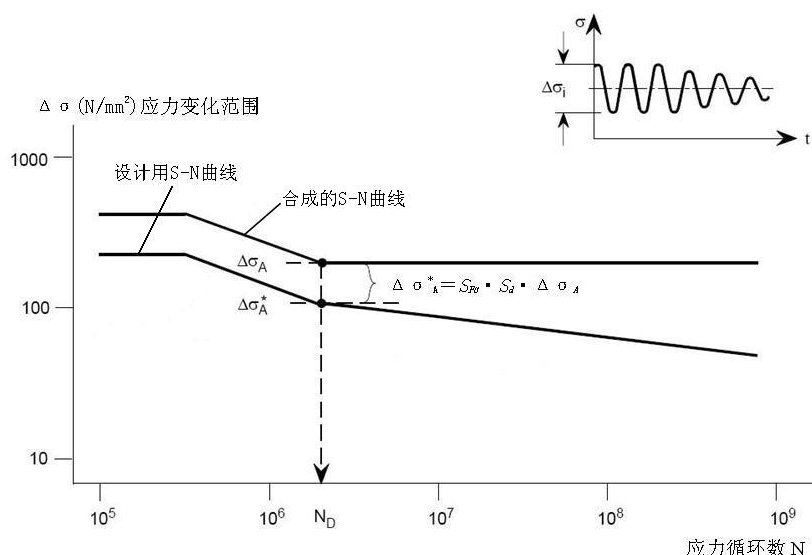


图 5.3.5.3 铸钢件和球墨铸铁件设计用 $S-N$ 曲线，合成的 $S-N$ 曲线一般形状的例子

- ② 应力循环数 $N_i > N_D$ 时， $S-N$ 曲线应以 $2 \cdot m - 1$ 的斜率从 $\Delta \sigma_A^*$ 起向外延伸，其中 m 是疲劳强度曲线的斜率（见图 5.3.5.3）。

5.3.5.4 铝制零件设计用 $S-N$ 曲线

- (1) 一般应使用统计方法确定的 $S-N$ 曲线。
- (2) 零件等级应按本社接受的规范/标准予以选择。

5.3.6 可靠性分析

- 5.3.6.1 对于使用极限状态的验证，应使用局部安全系数 $\gamma_m=1.0$ 。
- 5.3.6.2 若对设备的运行没有特殊的要求，可不必有变形限制。

第4节 混凝土

5.4.1 材料特性

5.4.1.1 对于混凝土、钢筋和预应力钢筋的计算分析所要求的材料参数应满足本社接受的规范/标准的有关要求。

5.4.1.2 设计抗力的确定应根据表 5.4.1.2 考虑局部安全系数 γ_m 的影响。对于钢筋混凝土和预应力混凝土制成的塔架，应按二阶理论计算，对混凝土可取 $\gamma_m=1.2$ 。

材料的局部安全系数 γ_m 表 5.4.1.2

材料	极限限制状态		使用极限状态
	破裂和失稳	疲劳	
混凝土	1.5 ^① (1.2) ^②	1.5	1.0
旋制混凝土	1.4 ^① (1.2) ^②	1.4	1.0
钢筋和预应力钢筋	1.15 ^①	1.15	1.0
①：在非正常设计工况，如地震计算，对于混凝土和旋制混凝土可取 $\gamma_m=1.3$ ，对于钢筋和预应力钢筋可取 $\gamma_m=1.0$ ； ②：对于变形计算，当考虑几何和/或材料的非线性时，可取 $\gamma_m=1.2$ （表括号中的值）。			

5.4.2 极限限制状态

5.4.2.1 破裂和失稳

- (1) 在设计载荷作用下，钢筋混凝土或预应力混凝土部件应采用一致的局部安全系数原则进行分析。
- (2) 应按本规范 2.3.3 和表 2.3.3.6 对 N、A 和 T 类别作用力的所有组合中最不利的组合进行分析。
- (3) 钢筋混凝土和预应力混凝土部件应按 GB50010 或本社接受的规范/标准的有关要求进行分析。
- (4) 应考虑由非线性影响（如二阶理论，裂纹形成）导致的内应力和弯矩的增加，其可通过准静态计算确定。
- (5) 对于预应力部件，应考虑蠕变和收缩影响。
- (6) 集中载荷作用的区域应详细分析。

5.4.2.2 疲劳分析

(1) 对于钢筋混凝土或预应力混凝土部件，应对疲劳载荷作用下的混凝土、钢筋和预应力钢进行疲劳分析，可用全面的疲劳分析或按本社接受的规范/标准的有关要求来进行。对于运行载荷循环标度数 $N_{nom}=r \cdot n_R \cdot t \leq 2 \times 10^9$ （式中 r 为叶片数， n_R 为额定转速， t 为运行时间）的风力发电机组，如满足下列公式所示的条件，则不必对受压的混凝土进行详细分析。

$$S_{cd,max} \leq 0.40 + 0.42 \cdot S_{cd,min}$$

式中： $S_{cd,min} = \gamma_{Sd} \cdot \sigma_{c,min} \cdot \eta_c / f_{cd,fat}$

$$S_{cd,max} = \gamma_{Sd} \cdot \sigma_{c,max} \cdot \eta_c / f_{cd,fat}$$

式中： γ_{Sd} ——应力计算中考虑模型误差的局部安全系数，取 $\gamma_{Sd} = 1.1$ ；

$\sigma_{c,max}$ ——混凝土最大压缩应力值，在表 2.3.3.6 的 F 类型的作用力的组合作用下；

$\sigma_{c,min}$ ——在压力区 $\sigma_{c,max}$ 发生的相同位置处混凝土最小压缩应力值，由较小的作用效应值确定（对拉应力，取 $\sigma_{c,min} = 0$ ）；

η_c ——考虑混凝土压缩应力非均匀分布的系数，作为简化，取 $\eta_c = 1.0$ ；

$f_{cd,fat}$ ——在压缩载荷作用下混凝土疲劳强度的设计值，按下式计算：

$$f_{cd,fat} = 0.85 \cdot \beta_{cc}(t) \cdot f_{ck} \cdot (1 - f_{ck} / 250) / \gamma_c$$

式中：

f_{ck} ——圆柱特征压缩强度，单位 N/mm^2 ；

γ_c ——混凝土局部安全系数（见表 5.4.1.2）；

$\beta_{cc}(t)$ ——用于考虑混凝土中与时间有关的强度增量的系数，对于混凝土龄期不小于 28 天的周期

初始载荷， $\beta_{cc}(t)$ 应不大于 1.0；对于在更早混凝土龄期的周期初始载荷，在分析中应

予以考虑并取 $\beta_{cc}(t) < 1.0$ 。

(2) 一般对于简化的分析应考虑如下因素：

- ① 载荷变化范围的最大值；
- ② 有混凝土最大压缩应力 $\sigma_{c,max}$ 的载荷变化范围；
- ③ 有混凝土最小压缩应力 $\sigma_{c,min}$ 的载荷变化范围；
- ④ 有混凝土最大平均压缩应力的载荷变化范围。

(3) 应根据本规范 6.6.6.1 (5) 考虑没有机器的安装条件下载荷效应中的损伤成分。

5.4.3 使用极限状态

5.4.3.1 对于使用极限状态的验证，应取局部安全系数 $\gamma_M = 1.0$ 。

5.4.3.2 如对风力发电机组的运行无特殊要求，则不必有变形限制。

5.4.3.3 应力极限状态

(1) 对于钢筋混凝土和预应力混凝土制成的塔架，在载荷情况 DLC1.6 的罕见的组合作用下，混凝土压应力应限制在 $0.6f_{ck}$ 。如结构的可靠性和承载能力或耐久性受蠕变的影响很大，则由作用力的准永久组合产生的压应力应限制为 $0.45f_{ck}$ 以防止由于蠕变产生的过度变形。

(2) 对于预应力混凝土塔架，在恒载（自身重量和预应力）作用下，混凝土压应力应限制在 $0.45f_{ck}$ 。对于粘结预应力混凝土的塔架，对载荷情况 DLC1.1 的准永久组合应进行减压验证。

5.4.3.4 对于 0.2mm 的理论裂纹宽度应进行裂纹宽度极限验证。对于钢筋混凝土和没有粘结的预应力混凝土部件，应使用载荷情况 DLC1.1 的准永久组合；对于粘结预应力混凝土部件，应使用载荷情况 DLC1.5 和 1.11 的常见组合。还应根据本规范 2.2.4.2 考虑热影响因素。

第5节 纤维增强塑料和粘接

5.5.1 一般要求

5.5.1.1 应按本节 5.5.2.3 规定的特征值 R_k 分析。应证明作用力设计值 S_d 不超过部件抗力设计值 R_d （特征值 R_k 除以该材料局部安全系数 γ_{Mx} ）：

$$S_d \leq R_k / \gamma_{Mx} = R_d$$

5.5.1.2 如无试验结果或其它已验证的数据用于分析，可取本章 5.5.4 至 5.5.6 给出的最小特征值。在制造开始之前，应能证明材料至少达到分析中采用的特征值。

5.5.2 材料

5.5.2.1 对制造商的要求：

- (1) 由本社评估的纤维增强塑料部件宜应由本社认可的制造商生产。
- (2) 对风轮叶片制造商的要求应满足本规范 6.2.1.2 和本社接受的规范/标准的有关要求。

5.5.2.2 材料要求：

- (1) 应使用性质验证过的材料，并应经本社同意。
- (2) 一般结构材料的要求和质量验证（证明、试验报告、认可）应满足本社接受的规范/标准的有关要求。
- (3) 应确定各种情况下所用材料的强度和刚度，即所用典型层板的弹性模量、泊松比、失效应变、失效应力、与纤维平行和垂直的拉伸和压缩载荷及剪力。
- (4) 基体和结构粘接材料的玻璃转变温度（根据 ISO11357-2 外推的起始温度 T_{eig} ）应高于 65℃，且也应高于结构部分的预期温度。

5.5.2.3 特征值

- (1) 特征值 R_k 通常计算如下：

$$R_k(\alpha, P, \nu, n) = \bar{x} \left[1 - \nu \left[U_\alpha + \frac{U_p}{\sqrt{n}} \right] \right]$$

式中： U_i ——相应于 $i\%$ 概率的正态分布；

n ——试验次数；

\bar{x} ——试验值的平均值；

ν —— n 个试验值的偏差系数。

- (2) 对于这个方程，假定观察值的标准偏差符合正态分布，从而发生的误差包含于缩减系数中。
- (3) 应用概率 $P=95\%$ 置信度， $\alpha=5\%$ 破坏概率的正态分布，可得到：

$$R_k(5\%, 95\%, \nu, n) = \bar{x} \left[1 - \nu \left[1.645 + \frac{1.645}{\sqrt{n}} \right] \right]$$

5.5.2.4 材料局部安全系数

- (1) 应按下述要求分别确定材料局部安全系数 γ_{Mx} ：

①静强度验证（ $x=a$ ）；

②疲劳验证（ $x=b$ ）；

③稳定性分析 ($x=c$);

④粘接分析 ($x=d$ 和 $x=e$)。

这些系数由局部安全系数 γ_{M0} 和减缩系数组 C_{ix} 的相乘得到:

$$\gamma_{Mx} = \gamma_{M0} \cdot \prod_i C_{ix}$$

对于所有分析, 局部安全系数 γ_{M0} 为:

$$\gamma_{M0} = 1.35$$

如无确切的验证数据, 应使用下列减缩系数 C_{ix} , 或使用由试验验证的减缩系数。

(2) 在静强度验证中, γ_{Ma} 应根据本节 5.5.2.4 (1) 由 γ_{M0} 和减缩系数 C_{ia} 的相乘确定, 考虑到材料特性的影响, 应用下列减缩系数:

$C_{1a}=1.35$	老化影响;
$C_{2a}=1.1$	温度影响;
$C_{3a}=1.1$	用预浸料、弯曲技术、拉挤或树脂浇灌方法成型;
$C_{3a}=1.2$	用手工铺层、压制技术湿法成型;
$C_{4a}=1.0$	后固化成型;
$C_{4a}=1.1$	非后固化成型。

(3) 在疲劳验证中, γ_{Mb} 应根据本节 5.5.2.4 (1) 由 γ_{M0} 和下列减缩系数 C_{ib} 的相乘确定:

$C_{1b}=N^{1/m}$	对应于载荷循环次数 N 和斜率参数 m 的高周疲劳强度曲线。 m 由本社认可的分析 ($S-N$ 曲线) 来确定。对聚酯树脂基体层板, $m=9$; 对环氧树脂基体层板, $m=10$; 对于 CRP, $m=14$ 。
$C_{2b}=1.1$	温度影响;
$C_{3b}=1.0$	单向 (UD) 增强制品;
$C_{3b}=1.1$	非编织纤维和单向编织粗纱;
$C_{3b}=1.2$	编织纤维和垫子;
$C_{4b}=1.0$	后固化成型;
$C_{4b}=1.1$	非后固化成型。
$C_{5b}=1.0 \sim 1.2$	叶片后缘的局部安全系数。其准确大小依赖于检验的质量 (对摆振方向的动态叶片试验取 1.0; 对有限元计算取 1.1; 对根据柏努利理论的计算取 1.2)。

5.5.3 分析

5.5.3.1 一般要求

(1) 所有载荷情况中的静强度、疲劳强度和稳定性的应变或应力的设计值是由防止夹层失效和失稳的要求来确定的。应考虑层板的不连续性、载荷作用区域和高载荷循环次数。

(2) 按各向异性材料的失效假设来分析静强度和疲劳强度时, 应记录实际的安全状态。经本社同意后, 可使用其它的失效假设。对于强度分析, 纤维失效和纤维间的失效应始终进行单独的检验。

(3) 关于静强度和疲劳强度的纤维失效和纤维间失效及稳定性的验证可用应变或应力分析的形式进行。

5.5.3.2 纤维失效分析

(1) 对于拉伸、压缩和/或剪切载荷作用下的区域应采用作用力设计值 S_d 进行纤维失效分析。

(2) 疲劳分析应建立在所研究层板的特征 $S-N$ 曲线和用此曲线绘制的古德曼图的基础上。对所

研究的层板，如无适用的 $S-N$ 曲线，应采用本节 5.5.2.4 (3) 系数 C_{1b} 所对应的 $S-N$ 曲线。

(3) 古德曼图给出了抗力 R 和作用力 S (R 和 S 相当于应变 ε 或应力 σ) 的平均分量和交变分量之间的关系，且绘制成图 5.5.3.2 所示。

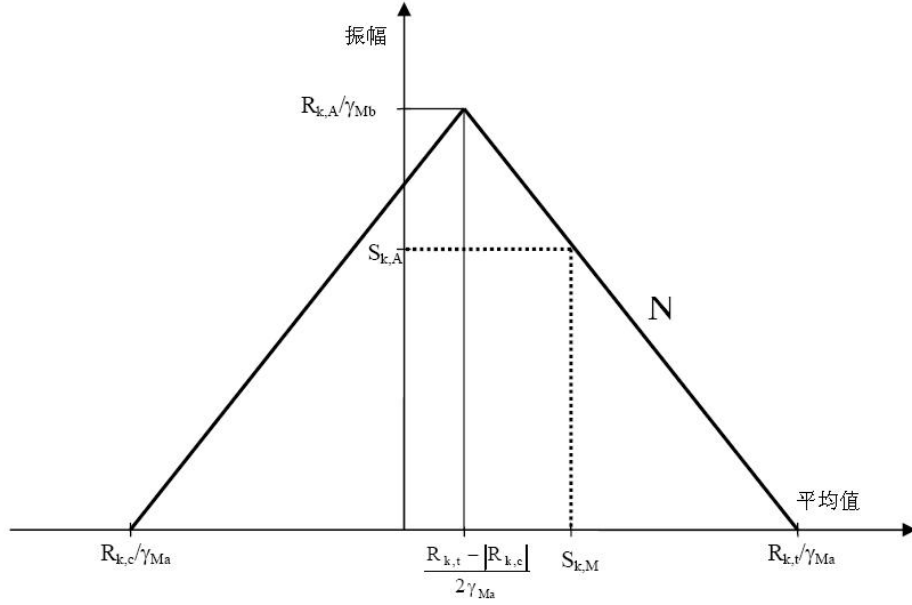


图 5.5.3.2 古德曼图

图中，许用载荷循环次数 N 应按式确定：

$$N = \left[\frac{R_{k,t} + |R_{k,c}| - |2 \cdot \gamma_{Ma} \cdot S_{k,M} - R_{k,t} + |R_{k,c}||}{2 \cdot (\gamma_{Mb} / C_{1b}) \cdot S_{k,A}} \right]^m$$

式中： $S_{k,M}$ ——特征作用力的平均值；

$S_{k,A}$ ——特征作用力的振幅 ($|S_{k,\max} - S_{k,\min}|/2$)；

$R_{k,t}$ ——特征短期结构部件的拉伸抗力；

$R_{k,c}$ ——特征短期结构部件的压缩抗力；

m —— $S-N$ 曲线的斜率参数；

$R_{k,A}$ ——载荷循环次数 $N=1$ 的特征结构部件抗力的振幅；

辅助变量 m 和 $R_{k,A}$ 是由经本社同意的分析 ($S-N$ 曲线) 来规定，其简化假定，见本节 5.5.4 和 5.5.5；

N ——许用载荷循环次数；

γ_{Ma} ——材料的局部安全系数 (按本节 5.5.2.4 的静强度)；

γ_{Mb} ——材料的局部安全系数 (按本节 5.5.2.4 的疲劳强度)；

C_{1b} —— $N^{1/m}$ ，见本节 5.5.2.4 (3)。

(4) 对于给定的作用力，可用古德曼图来确定用于损伤累积计算的许用载荷循环次数 N 。损伤 D 系指实际载荷循环次数 n_i 和许用载荷循环次数 N_i 的商的总和，其值不大于 1：

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N_i} \leq 1$$

式中：D——损伤；

n_i ——i 类作用力的实际载荷循环次数；

N_i ——i 类作用力的许用载荷循环次数。

5.5.3.3 纤维间失效分析

(1) 对于单个层板，可按本节 5.5.3.1 (2) 在相应临界位置用计算方法来验证裂纹。为了确定和纤维方向平行与垂直的许用失效力和失效应变^①及必须验证的剪切，应用减缩系数 ($\gamma_{Ma} C_{IFF}$) 简化特征参数，但减缩系数 ($\gamma_{Ma} C_{IFF}$) 应不小于 1.35。

(2) 如计算表明没有破裂时单个层板不能传递其所承受的应力，则作用在断裂层板上的力分量 ΔF 应由其它层板承受。 C_{IFF} 应根据表 5.5.3.3 由被传递的力分量 ΔF 的大小来确定。

(3) 在部分破裂的单个层板中，传递引起的应力变化不必进行精确的追踪。

用于纤维间失效分析的 C_{IFF} 表 5.5.3.3

相对于纤维方向的失效模式	在纤维间失效的情况中被移位的力分量 ΔF	
	$0\% < \Delta F < 5\%$ 时的 C_{IFF}	$\Delta F > 5\%$ 时的 C_{IFF}
与横向拉力相结合的剪切	0.60	0.80
与横向压力相结合的主要剪切	0.60	0.80
与剪力相结合的主要横向压缩	0.80	1

5.5.3.4 稳定性分析

(1) 应根据作用力设计值 S_d 验证受拉、受压和/或受剪部件的稳定性（屈曲和皱折等）。

(2) 对稳定性分析，应使用材料的局部安全系数 γ_{Mc} 来表示材料刚度的平均值，以便确定部件抗

力设计值 R_d 。 γ_{Mc} 应由本节 5.5.2.4 (1) 的局部安全系数 γ_{M0} 和下列减缩系数 C_{ic} 相乘确定：

$C_{1c}=1.1$ 模数离散在大块层板和夹芯结构表层的影响；

$C_{1c}=1.3$ 模数离散在芯材中的影响；

$C_{1c}=1.0$ 芯材，如果使用了最小验证特征值。

$C_{2c}=1.1$ 温度影响（见本节 5.5.4.7 和 5.5.5.8）

(3) 如通过计算验证稳定性（通常都是这种情况）不能详细分析实际结构时，所做的假设和估计应是有裕量储备。

(4) 稳定性分析可用（几何）非线性的有限元计算来完成。对于各种载荷，结构应用自由应力预变形仿射到第一线性失稳本征形式。第一线性本征形式的全局缩放应以这样一种方式来完成，即临界失稳的最大水平尺寸（弦长）的 1/400 作为临界失稳的最大高度。如其高度经过验证，可允许使用较小的预变形。以上这些情况下，许用应力应不能超过载荷的设计值。

(5) 如用非线性有限元法进行稳定性分析，应按线性方法进行附加验证以确定一次分岔载荷，且其必须大于特征载荷。另外，在预变形后由于屈曲的原因，邻近的结构部件和零件处（如粘结部位）不应出现损伤。

(6) 如用线性有限元分析稳定性，则应考虑 1.25 的附加安全系数。

(7) 如对所要求的稳定性分析用解析方法来替代，则可通过试验来验证稳定性，且应根据本节 5.5.3.4 (2) 考虑载荷的设计值和减缩系数，应使用减缩系数 $C_{1c}=1.0$ 。如在结构部件或试样上进行试验，试验的认可条件应经本社同意。

^① 横向应变可由计算或试验确定。

5.5.4 玻璃纤维增强塑料 (GRP)

5.5.4.1 为确定结构部件中所用材料在允许的环境温度 (-30℃~+50℃) 下的强度和刚度^①, 应在本社认可的实验室至少进行下述试验:

(1) 基体和粘接材料:

① 按 GB/T1634.2 的方法 A, 至少需要 3 个试件来确定载荷作用下的温度偏差。

② 按本节 5.5.2.2 (4) 确定玻璃转变温度的最低温度。

(2) 复合材料:

① 按 ISO527-5 的类型 A 进行的平行于纤维方向的拉伸试验, 至少需要 6 个试件来确定抗拉强度、失效应变、弹性模量和泊松比。

② 按 ISO527-5 的类型 B 进行的垂直于纤维方向的拉伸试验, 至少需要 6 个试件来确定抗拉强度、失效应变和弹性模量。

③ 按 ISO14126 进行平行于纤维方向的压缩试验, 对试样类型 B 至少需要 6 个试件来确定抗压强度、失效应变和弹性模量。

④ 按 GB/T1448 进行垂直于纤维方向的压缩试验, 至少需要 6 个试件来确定其抗压强度和失效应变。

⑤ 按 ISO14129 进行±45° 层板的拉伸试验, 至少需要 6 个试件来确定其抗剪强度。

5.5.4.2 在允许的环境温度低于-30℃时, 还应至少进行下述试验:

(1) 基体和粘接材料:

① 基体和粘接材料的初始温度在低于最低容许环境温度 10℃时, 按 ISO6721-2 的要求需要 3 个试件来确定其动力学特性。

② 按 GB7124 规定的粘接剪切试验或在室温和在最低容许环境温度下的等效试验, 各需 6 个试件。试验的过程和试件的生产应经本社同意。

(2) 复合材料:

① 按 ISO527-5 的类型 B 进行的垂直于纤维方向的拉伸试验, 至少需要 6 个试件来确定其在最低容许环境温度下的抗拉强度、失效应变和弹性模量。

② 按 ISO14129 进行±45° 层板的拉伸试验至少需要 6 个试件来确定其在最低容许环境温度下的剪切应力和剪切模量。

5.5.4.3 其它可能需要的试件数量可由试验值或相关资料确定。在经本社同意后, 可选用其它标准。一般试验值应每 4 年验证一次。

5.5.4.4 用于疲劳验证的系数 C_{1b} 的斜率参数 m 应满足本节 5.5.2.4 (3) 的相关要求。

5.5.4.5 如无确切的验证数据, m 值适用于纤维体积含量最少为 30%和最大为 55%的层板。对于其它的纤维含量和基体树脂, 应进行适当的分析 ($S-N$ 曲线)。

5.5.4.6 载荷循环数 $N=1$ 的特征结构部件的抗力振幅可按下式计算:

$$R_{k,A}=(R_{k,t}+|R_{k,c}|)/2$$

5.5.4.7 层板的剪切或弯曲模量如 50℃与其 23℃时的相比, 下降不超过 20%, 系数 C_{2x} 适用的环境温度影响范围是-30℃~+50℃。

5.5.4.8 对单向玻璃纤维增强层作承载层的结构, 可用简化的应变分析来验证其静强度和疲劳强度。在作用力设计值作用下, 沿纤维方向的应变应始终低于下列设计值:

(1) 拉伸应变 $\epsilon_{Rd,t} \leq 0.35\%$

(2) 压缩应变 $\epsilon_{Rd,c} \leq |-0.25|\%$

5.5.4.9 如无确切的验证数据, 载荷作用区域的平均承载应力沿纤维方向应不超过 100N/mm²。

5.5.5 碳纤维增强塑料 (CRP)

5.5.5.1 本节仅适用于高拉伸增强纤维。对于其它纤维类型的分析应经本社同意。

① 纤维的属性和尺寸要比无机纤维的更重要。

5.5.5.2 在 CRP 和金属部件直接接触时,应采用适当的方法防止接触腐蚀产生的可能损伤。

5.5.5.3 应由试验验证平行于纤维方向的压缩力学特性。试样的层压质量应与以后生产线上的质量相当。层压的质量(纤维的方向和波状、孔隙等)应在部件的生产说明书中规定。

5.5.5.4 可参照本节 5.5.4.1 来确定所用材料在容许的环境温度($-30^{\circ}\text{C}\sim+50^{\circ}\text{C}$)下的强度和刚度,如 5.5.4.1 的规定不适用时,应按本社接受的规范/标准的相关要求进行下列试验:

(1) 垂直于纤维方向的拉伸试验,至少需要 6 个试件来确定其抗拉强度、失效应变和弹性模量。

(2) 平行于纤维方向的压缩试验,至少需要 6 个试件来确定其抗压强度和失效应变。

5.5.5.5 对于容许的环境温度低于 -30°C 时,应采用本节 5.5.4.2 的规定。如 5.5.4.2 的规定不适用时,应按本社接受的规范/标准的相关要求进行下列试验:

垂直于纤维方向的拉伸试验,至少需要 6 个试件来确定其抗拉强度、失效应变和弹性模量。

5.5.5.6 本节 5.5.2.4 (3) 中用于疲劳验证的系数 C_{1b} 的斜率参数 m ,对于 CRP 可以采用 $m=14$ 。如无确切验证数据,这一系数适用于环氧树脂基体和纤维体积含量至少为 50%和最多为 60% 的层板。对于其它的纤维体积含量和基体树脂,应进行适当的分析($S-N$ 曲线)。

5.5.5.7 载荷循环数 $N=1$ 的特征结构部件的抗力振幅可按下式计算:

$$R_{k,A}=(R_{k,t}+|R_{k,c}|)/2$$

5.5.5.8 层板的剪切或弯曲模量如 50°C 与其 23°C 时的相比,下降不超过 20%,系数 C_{2x} 适用的环境温度范围是 $-30^{\circ}\text{C}\sim+50^{\circ}\text{C}$ 。

5.5.5.9 对单向碳纤维增强层作承载层的结构,如可验证高层板特性,可用简化的应变分析来验证其静强度和疲劳强度。在作用力设计值作用下,沿纤维方向的应变应始终低于下列应变的设计值:

(1) 拉伸应变 $\epsilon_{Rd,t}\leq 0.24\%$

(2) 压缩应变 $\epsilon_{Rd,c}\leq |-0.18|\%$

5.5.5.10 如无确切的验证数据,载荷作用区域的平均承载应力沿纤维方向应不超过 150N/mm^2 。

5.5.6 粘接

5.5.6.1 在作必要的变换后,粘接部位的强度分析可按本节 5.5.3 进行。且应考虑粘接表面的应力集中和缺陷。

5.5.6.2 应满足制造商规定的胶粘剂的应用限制要求。粘接部位应设计成在最大可能范围内避免剥离力矩或剥离力的产生。

5.5.6.3 如分析是以试验获得的特征值为基础,在所有情况下,应验证试件应力集中的结论是否能转换到实际部件上。如必要,应对特征值按不同的应力集中成比例的修正。

5.5.6.4 为了确定静应力曲线的容许剪切应力,应在 23°C 和 50°C 对所使用的胶粘剂进行粘接剪切试验或等效试验。试验程序和试件的加工应经本社同意。材料的局部安全系数 γ_{Md} 应对应于所确定的特征值。 γ_{Md} 应由本节 5.5.2.4 (1) 中的局部安全系数 γ_{M0} 乘以下列减缩系数 C_{id} 得到:

$C_{1d} = 1.5$ 老化影响;

$C_{2d} = 1.0$ 温度作用;

$C_{3d} = 1.1$ 粘接表面可重复性;

$C_{4d} = 1.0$ 后固化粘接;

$C_{4d} = 1.1$ 非后固化粘结。

5.5.6.5 如无确切的验证数据,特征剪切应力 $\tau_{Rk}=7\text{N/mm}^2$ 可用于本社认可的两个部件的热固性粘接,且结构部件中出现的应力集中系数可取 3.0。

5.5.6.6 对于疲劳验证,应从 23°C 的试验中确定特征 $S-N$ 曲线。试验程序和试件的加工应经本社同意。材料的局部安全系数 γ_{Me} 应对应于所确定的特征 $S-N$ 曲线。 γ_{Me} 应由本节 5.5.2.4 (1) 中的局部安全系数 γ_{M0} 乘以下列减缩系数 C_{ie} 得到:

$C_{1e} = 1.0$ (仅仅是个形式的占位符号);

$C_{2e} = 1.1$ 温度作用;

$C_{3e} = 1.1$ 粘接表面可重复性;

$C_{4e} = 1.0$ 后固化粘接;

$C_{4e} = 1.1$ 非后固化粘接。

在疲劳验证中,应类似于本节 5.5.3.2 (3) 和 5.5.3.2 (4) 考虑平均应力的影响。

5.5.6.7 如载荷循环次数为 10^7 的等效常幅值谱中的应力幅值小于 $\tau_{Rk}=1.0\text{N/mm}^2$, 应对本社认可的
两个部件的热固性粘接的粘接部位进行疲劳验证, 且粘接部位应具有静剪切应力曲线特性和没有突变
(突变如腹板和翼弦之间的连接或叶片上壳与下壳的连接)。在 $\tau_{Rk}=1.0\text{N/mm}^2$ 时, 结构部件中的应力集
中系数可取为 3.0。

5.5.6.8 对于集中载荷(如金属嵌件)作用下的疲劳验证, 应从 23℃ 的试验中确定特征 $S-N$ 曲
线。且应考虑粘接部位的湿度影响。

第6节 木材

5.6.1 一般要求

5.6.1.1 应按本社接受规范/标准的有关要求对木材的极限限制状态和使用极限状态进行验证。

5.6.1.2 承受动力载荷的木制结构部件(如木制风轮叶片)的分析应满足本社接受规范/标准的有
关要求, 其中疲劳分析的基本前提是确保木制结构采用有效的防潮措施。

5.6.1.3 应按本社接受规范/标准的有关要求验证木制叶片和轮毂之间的连接部件。

第6章 结 构

第1节 一般规定

6.1.1 适用范围

6.1.1.1 本章适用于风力发电机组的承载结构，包括风轮叶片、铸件（包括轮毂）、锻件和焊接结构（包括机舱底座）、机舱罩、整流罩、塔架和基础，以及连接这些结构的螺栓。

6.1.2 一般要求

6.1.2.1 应按本章第2节至第7节的要求提交技术文件供本社审批。

6.1.2.2 本章承载结构的强度计算应考虑本规范第5章的有关要求，设计载荷应按本规范第2章确定的载荷情况来选取。

6.1.2.3 对制造商、材料和最终检查的要求，应符合本章及本规范其它章节的有关规定。

第2节 风轮叶片

6.2.1 一般要求

6.2.1.1 设计原则

(1) 水平轴风力发电机组风轮叶片的强度和适用性可按本章的有关规定进行分析，非常规设计分析应经本社同意。

(2) 制造风轮叶片及其连接件的常用材料是纤维增强塑料、钢、铝（合金）和木材。应按本规范第5章的相关规定对由这些材料制成的叶片和叶片零部件进行强度分析。

(3) 叶片的防雷系统应满足本规范10.4.8的有关要求。

6.2.1.2 叶片材料应满足下述要求：

(1) 所使用的材料应经本社同意；

(2) 所使用的叶片材料的要求和质量验证（认证、批准）应满足本规范第4章的有关要求。

6.2.1.3 对制造商的要求：

(1) 应满足本规范第4章的有关要求；必要时，亦应对厂房进行评估；

(2) 质量体系的批准要求及获得批准和维护的程序应满足本规范第4章的有关要求；

(3) 叶片制造商应经本社认可。

6.2.2 技术文件

6.2.2.1 应向本社提交下列技术文件：

(1) 叶片的气动外形图、叶片结构图、翼型横剖面坐标、工艺铺层图及附有材料数据的零部件图；

(2) 叶片材料特性数据报告；

(3) 叶片静强度校核报告、固有特性分析报告等；

(4) 按本章6.2.3要求进行验证评估的书面文件；

(5) 按本章6.2.4要求的叶片试验报告；

6.2.3 分析

6.2.3.1 分析要求

(1) 部件抗力设计值 R_d 应大于作用力设计值 S_d 。通常叶片的强度应按极限强度分析和疲劳分析

来验证。压缩和/或剪切载荷作用下的区域应通过极限限制状态分析进行失稳检查（屈曲、皱折）。

(2) 对于额定输出功率达到 100kW 的风力发电机组，经本社同意后可简化分析的范围。

(3) 对于叶片的极限强度和疲劳强度分析，各情况下的决定性载荷应分别对应于最大载荷/损伤最低安全（临界点）的位置。如这些临界点的位置和决定性载荷的类型及大小不能直接取得，则应由计算来获得，还应特别注意有几何和/或材料的非线性的临界点。

(4) 在特殊情况中（如疲劳分析），可采用简化方法，用适当的载荷检验参考点（如主轴上或翼弦坐标系轴线上的点）来替代临界点，再由结论得出临界点的安全度。在参考点和临界点之间的最小安全关联应由基础研究和试件计算等方法充分验证。在叶片根部的疲劳分析中，如果其挥舞和摆振方向给出的剩余安全系数是 1.2，则不必扩大验证范围。

(5) 承载局部力的连接件应采用损伤容限设计。

(6) 为了确保风轮叶片和其它设备部件之间的最小间隙，应在使用极限状态下进行变形分析。如用静态方法分析，风轮旋转时，在所有载荷情况下，叶片和其它部件之间的最小间隙应不小于结构未变形时的 50%；风轮静止时，在所有载荷情况下，叶片和其它部件之间的最小间隙应不小于结构未变形时的 5%。如由动态和气动弹性方法进行变形分析，在风轮旋转的所有时间内，应保持的最小间隙不小于结构未变形时的 30%。

(7) 应确定叶片运行和静止状态下的挥舞和摆振方向的一阶、二阶固有频率。如可能，亦应考虑轮毂和叶片轴承的影响。激振频率与风轮的固有频率相差应不小于 20%，与叶片的固有频率相差应不小于 10%。如不满足上述要求时，应提供适当的验证。

6.2.3.2 载荷分析时应根据外部条件和运行状态按本规范第 2 章的要求确定叶片分析时的载荷工况，并对决定叶片结构尺寸的载荷工况进行分析，通常应确定极限内力和力矩（作为决定性作用力）的包络线。

6.2.3.3 其它材料制造的零部件应满足下述要求：

(1) 对用其它材料制造的叶片零部件（例如，叶尖机构或叶片连接部位的钢制零部件，叶片的铝制连接件等）的验证，应按本规范的相应规定进行。

(2) 对本节 6.2.3.3(1) 中的零部件与纤维增强塑料之间的连接强度应在最严重的载荷情况下进行验证。

6.2.4 叶片试验

6.2.4.1 一般要求

(1) 叶片应在评估的范围内进行固有频率试验和静力试验来验证计算，由于设计的特殊性，叶片、叶片剖面或相关试件还应另外进行强度试验。叶片试验应满足 JB/T 10194—2000 的要求。

(2) 所有试验应由本社认可的实验室（如相关的试验被本社授权或承认）完成，或在本社的监督下完成。对于在本社监督下完成的试验，应在试验开始前提交本社认可的试验说明书。

6.2.4.2 试验要求

(1) 试验的叶片应与所提交的图纸、说明书上的完全一致。由于试验，叶片需要局部加固（如载荷作用区域），应预先征得本社同意。作为试验报告的一部分，应验证试验的叶片与所提交图纸、说明书的一致性，如有不一致，修改应列出。在试验开始前，应确定和记录叶片的质量和重心。

(2) 应进行叶片挥舞和摆振方向的试验，包括叶片的正向和负向。在证明是正确的情况下，经本社同意后可简化试验的范围。试验至少应确定被固定的叶片在挥舞和摆振方向的第一阶固有频率。对于长度超过 30 米的叶片，还应确定其挥舞方向的第二阶固有频率。对于扭转柔性叶片，还应确定其第一阶扭转固有频率。对于失速型风力发电机组的叶片，应测量其摆振方向的阻尼。

(3) 试验载荷 S_{Test} 按下式计算：

$$S_{Test} = S_d \cdot \gamma_{1T} \cdot \gamma_{2T}$$

式中： S_d —— 载荷设计值；

γ_{1T} ——批量生产中叶片特性离散的影响，取值为 1.1；

γ_{2T} ——当试验的周围空气温度至少为 20℃时，取值为 1.0；当试验的周围空气温度为-30℃时，

取值为 1.1；在 20℃ 和-30℃之间的值可线性内插得到。

(4) 为得到试验中发生的最大载荷，试验载荷 S_{Test} 应至少从叶片长度的 2.5%至约 70%范围内的各个点中获得。此外，对叶片最低剩余安全系数的剖面应进行试验，且应考虑叶片的变形对加载的影响。

(5) 对以下可能的临界区域，应是无扰动的加载：

- ① 从叶片根部到翼型横剖面特性仅缓慢和连续变化的叶片部分；
- ② 用于抵抗失稳或失效的最小计算的剩余安全系数的叶片部分；
- ③ 有局部加强（如叶梢制动器）或其它特殊设计特点的叶片部分；

如无更多的分析，在载荷作用区域的两边，无扰动的加载不应超过局部剖面深度的 80%。

(6) 在试验的范围内，至少对最大试验载荷 S_{Test} 的 40%至 100%之间的四种载荷等级，应确定其相应的结果，且至少应完成下列测量项目：

- ① 每个载荷作用点处所施加的载荷；
- ② 风轮半径的 1/2 处和叶梢处叶片的挠度；
- ③ 应按本节 6.2.5.2 (4) 的要求测量分布在试验区域的四个横剖面处上、下壳上的梁应变。
- ④ 至少应测量最大弦长和叶片长度 1/2 处前缘和后缘的应变。
- ⑤ 叶片根部区域腹板的剪切应变，一般应在最大加载点处测量。
- ⑥ 试验期间的外部温度。

(7) 在某些环境下，还应测量其它临界点处的应变。试验期间，相应等级载荷的持续时间应至少为 10s。如无更多的分析，不应在试验期间出现局部失效或屈曲。

(8) 风力发电机组的风轮叶片一般应和其邻近的结构一起试验，也可确定螺栓连接的应力状态。

6.2.4.3 文件要求

(1) 试验说明书中应清楚地说明载荷和加载方式。特别应记录载荷作用的位置、大小和在叶片长度上实际载荷和所要求的试验载荷 S_{Test} 之间的偏差。应指定所采用的测量方法和测量工具。应列出预期结果，并与计算和测量得到的精度相比确定最大的容许偏差。一般允许的最大偏差，弯曲挠度为 $\pm 7\%$ ，固有频率为 $\pm 5\%$ ，应变为 $\pm 10\%$ 。还应附上试验顺序计划和试验报告的试件。

(2) 试验应在报告中记录，其中应清楚地描述试验对象、试验过程，并列出试验结果和根据计算对试验结果进行的评估。试验报告应包括如下内容：

- ① 试验日期和时间；
- ② 试验负责人；
- ③ 风轮叶片的描述和特征数据；
- ④ 产品文件（如附件中必需的话）；
- ⑤ 质量、重心和固有频率的确定；
- ⑥ 由载荷模拟得到的试验载荷 S_{Test} 的说明和出处；
- ⑦ 试验计划说明和载荷加载方式；
- ⑧ 测量工具；
- ⑨ 测量装置的校准；
- ⑩ 测量的精度；
- ⑪ 测量参数（力、挠度、应变、温度等）；
- ⑫ 试验载荷 S_{Test} 的实际值与所要求值的比较；
- ⑬ 计算值和测量值的比较；
- ⑭ 测量结果的评估。

6.2.5 验收

6.2.5.1 最终试验和检验要求:

(1)除生产期间的质量控制外,叶片制造商或其指定的人员应在本社批准的范围内进行最终试验。在批量生产开始之前,应向本社提交相应叶片类型的质量评估文件。

(2)作为最终试验的一部分,至少应检查下列项目:

- ① 伴随叶片生产过程的试验单、控制单、加工进度单和检查单中数据和条目的真实性和完整性;
- ② 包括翼型数据精度在内的几何数据(至少对一个系列中的一个叶片测定其挥舞方向和摆振方向的固有频率;如果叶片质量和重心有较大偏差,则应测定更多的叶片);
- ③ 叶片质量和重心的测定;
- ④ 通过叶片外表的外观检查(可能的话,还有叶片内部),对粘接进行检验;
- ⑤ 在本社同意的范围内,在随机抽样的基础上对材料特性的可接受性检验;
- ⑥ 按本规范 2.3.4.1 的要求对每套叶片平衡性质进行检验。

6.2.5.2 文件要求:

(1)在完成最终试验后,对每片叶片应提供至少包括下列项目的文件:

- ① 型号;
- ② 序列号和制造年份;
- ③ 尺寸;
- ④ 叶片法兰盘尺寸和材料;
- ⑤ 质量和重心;
- ⑥ 气动刹车类型(如有的话)。

(2)每片叶片应有一个可见的永久性的序列号标记,且应贴上一个标有下列内容的标牌:

- ① 制造商;
- ② 类型名称;
- ③ 序列号。

6.2.5.3 缺陷

(1)应记录叶片生产过程中产生的缺陷。

(2)如在制造监控期间发现与安全相关的缺陷,所采用的修正措施应征得本社同意。

第3节 机械结构

6.3.1 一般要求

6.3.1.1 应按本节的有关规定对风力发电机组的铸件(包括轮毂)、锻件和焊接结构(包括机舱底座)等机械结构的强度和使用状态进行评估。

6.3.2 技术文件

6.3.2.1 应向本社提交部件的材料特性数据,及批量生产时制造商提供的标准件的有关标准和使用说明等。对于焊接结构,还应提供零件清单。

6.3.2.2 所提交的设计文件(装配图,如必要的话,还有工作图和说明书,也包括主要邻近部件的)应按标准形式完成,且能清晰识别(零部件名称、图纸编号、更改单索引)。其中应包括:

- (1) 对于铸造和锻造的结构,验收时所有必需的数据,如表面光洁度、热处理、防腐等;
- (2) 对于焊接结构,关于材料名称、焊接接缝类型、热处理和防腐等数据。

6.3.2.3 对于在类似技术中已成功使用,并证明了其适用性的批量生产的零部件,提供型号技术参数即可。对于风力发电机组特别修改的结构应提供进一步的文件或证明。

6.3.3 分析

6.3.3.1 对于机械结构的极限强度和使用状态应作出完整、清晰和明确的强度分析。分析应包含下列资料：

- (1) 设计载荷；
- (2) 静力系统（数学模型）和通常采用的边界条件（即邻近部件的影响）；
- (3) 材料；
- (4) 许用应力；
- (5) 参考资料。

6.3.3.2 应按本规范第 4 章所规定的材料要求和验证进行分析。载荷应满足本规范第 2 章的要求。

6.3.3.3 计算分析文件应和其它文件（图纸、说明书）形成一个统一的整体。其中计算分析中所提到的邻近部件和结构范围的相关资料应写入文件中。

6.3.3.4 如采用不同标准的分析原则和规定，则不应混淆。

第4节 机舱罩和整流罩

6.4.1 一般要求

6.4.1.1 设计要求

(1) 水平轴风力发电机组的机舱罩和整流罩的强度和使用状态应按本节的内容进行分析。非常规设计的分析应经本社同意。

(2) 机舱罩和整流罩的防雷系统应满足本规范 10.4.7 的有关要求。

6.4.1.2 材料要求

(1) 材料的一般要求应满足本规范第 4 章的有关规定，纤维增强塑料(FRP)还应满足本规范 5.5.2.2 的要求。

(2) 若纤维增强塑料（FRP）与本规范 5.5.2.2 的要求不一致时，则应按下列要求：

① 应充分了解各种情况下所使用材料的强度和刚度，即材料的弹性模量、泊松比、所使用的典型层板的失效应变和应力、纤维平行方向与横向的拉力和压力及剪力。材料的弹性模量、强度和刚度值亦可由制造商提供的相关材料的说明书获得。

② 制造商应核实用于批量生产的材料特征值，是否达到按本章 6.4.3 分析所要求的特征值。

6.4.2 技术文件

6.4.2.1 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 按本章 6.4.3 进行验证的评估文件。
- (2) 图纸和设计文件。

6.4.3 分析要求

6.4.3.1 应由计算或试验证明抗力设计值 R_d 大于作用力设计值 S_d ，并考虑到附件的总力和载荷作用及主要的结构部件（如主要框架、轮毂）的影响。对于纤维增强塑料（FRP），应满足下列要求：

- (1) 在试验验证时，作用力设计值 S_d 应类似于本章 6.2.5.2 (3) 由试验系数进行增大；
- (2) 可省略纤维间的失效分析。

6.4.3.2 一般应采用极限载荷作为作用力。

6.4.3.3 特征载荷作用下的结构部件的最大弯曲挠度一般应不大于其最大自由跨距的 1/200（对于框架或悬臂为：1/150）。

6.4.4 作用力

6.4.4.1 自重

(1) 自重应按本社接受的有关结构设计的规范/标准的要求来取值。如所使用的材料没有制成表格, 在特征值没有明确规定时, 应把制造商提供的图表的平均值 (作为特征值的估计值) 乘以 1.05 倍来使用。如个别值不一致或不可用, 应按下列优先顺序采用:

- ① 制造商提供的平均值乘以 1.05 倍;
- ② 本社接受的有关结构设计的规范/标准。

(2) 对于自重, 局部安全系数 γ_f 应按本规范第 2 章的有关规定来选择。

6.4.4.2 活荷载

(1) 楼梯、铺板、内部适于行走的盖子部分、平台等:

$$P_{Sk} = 3.0kN/m^2$$

$$F_{Sk} = 1.5kN \quad \text{在 } 20 \times 20\text{cm}^2 \text{ 的面积上}$$

(2) 顶部载荷, 外部适于行走的盖子部分:

$$P_{Sk} = 3.0kN/m^2 \quad \text{顶部的总载荷可通过现场适当的标记 (如出口舱盖处的公告) 来缩减。}$$

$$F_{Sk} = 1.5kN \quad \text{在 } 20 \times 20\text{cm}^2 \text{ 的面积上}$$

(3) 提供水平抗力的所有结构单元上的水平载荷 (载荷作用点离地面或固定水平面的高度 $H=1.1\text{m}$, 载荷分布宽度 20cm 或对于大面积的机舱罩压力面积为 $20 \times 20\text{cm}^2$):

$$P_{Sk} = 1.0kN/m$$

$$F_{Sk} = 1.5kN \quad \text{沿每个方向}$$

(4) 各种情况下最不利的载荷应是决定性的载荷。

(5) 系安全带作为防止坠落的保护 (出于人身安全, 索孔要用显目的颜色标记):

$$F_{Sk} = 20kN \quad \text{沿每个方向}$$

(6) 本节 6.4.4.2 (2) ~ 6.4.4.2 (5) 给出的值是最小值。如风力发电机组的安装地点所采用的规范或指南要求更高的值, 则应采用该值。

(7) 活载的局部安全系数: $\gamma_f = 1.5$ 。

(8) 系安全带的载荷局部安全系数: $\gamma_f = 1.0$ (可用来检验失效载荷)。

6.4.4.3 风载

$$w_{Sk} = \rho / 2 \cdot v_{Wind}^2 \cdot A \cdot c_w \quad (\text{风是一种外部事件; 可忽略阵风作用因素。})$$

式中: ρ ——空气密度, 见本规范第 2 章;

v_{Wind} ——按本规范第 2 章, 可分为下列设计载荷情况:

DLC6.1——50 年一遇带气流的阵风, 从前方分成 $\pm 15^\circ$ 的扇形, $\gamma_f = 1.35$);

DLC6.2——50 年一遇来自所有方向的阵风， $\gamma_f = 1.1$ 对应于电网失效，偏航驱动没有能量缓冲器；

DLC7.1——1 年一遇来自所有方向的阵风， $\gamma_f = 1.1$ 对应于电网失效，偏航驱动没有能量缓冲器；

A —— w 和 c_w 的基准面；

c_w —— 按本社接受的规范/标准的有关要求来取值。为了简化，图 6.4.4.3 和表 6.4.4.3 中给出的设定值是容许的。

(1) c_w 反映了每个表面受垂直气流作用的情况，其值见表 6.4.4.3。

(2) c_w 的设定值适用于带锐边的机舱罩。对于圆形形状，所有 c_w 值可缩减 20%。圆形形状是指那些机舱罩拐角的曲率半径代表了相应受风面的 10%（中间值可线性内插得到）。

(3) 风载的局部安全系数 γ_f 按照第 2 章的 DLC6.1，6.2 和 6.3 来取值。

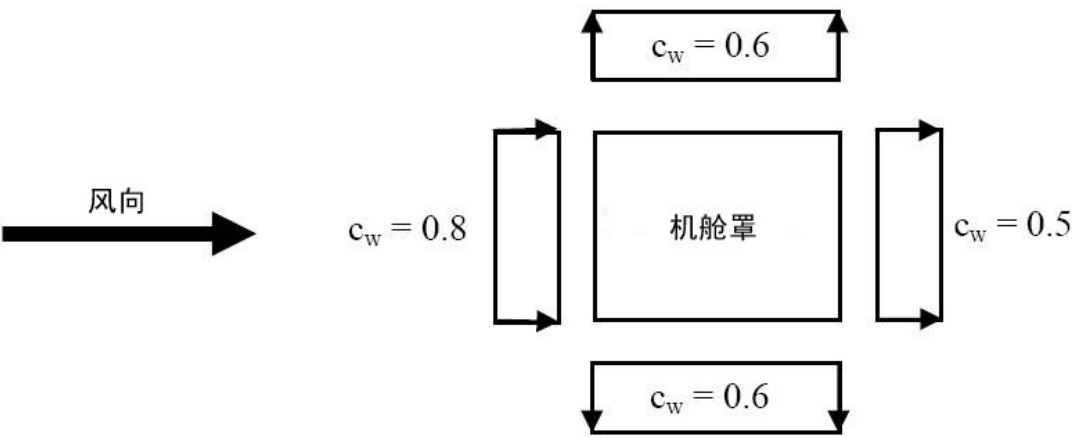


图 6.4.4.3 机舱设定的 c_w 简化值

机舱设定的 c_w 简化值			表 6.4.4.3
表面 A 和风的方位	迎风	背风	和风向平行
c_w	+0.8（正压）	-0.5（负压）	-0.6（负压）

6.4.4.4 雪和冰载包含在机舱顶部的活载荷内，则雪和冰载应按本节 6.4.4.2（2）的要求确定。如在风力发电机组的安装地点所采用的规范或指南要求更高的值，则应采用该值。

6.4.4.5 应考虑以下的载荷组合：

- (1) 静载荷和活载荷的叠加。
- (2) 静载荷和风载的叠加（包括最不利情况）。

6.4.4.6 通常部件抗力设计值 R_d 应按本规范第 5 章来确定，可考虑塑性裕量和大位移的利用。

第5节 螺栓连接

6.5.1 技术文件

6.5.1.1 按本节 6.5.2、本章 6.6.7.1 和 6.6.7.3 的要求进行的螺栓连接的设计计算；

6.5.1.2 螺栓连接的装配说明书，其中至少应包括下列各项：

- (1) 连接表面的预处理或检查；
- (2) 如在连接工作期间，凸缘（如支柱）处的附加作业已在设计中指定，其应和必需的材料一起在文件中进行说明。当某些标准被超过（如最大缝隙宽度），则标准和测量过程应进行说明。
- (3) 螺纹和螺栓/螺母的润滑油条件。
- (4) 螺栓连接的紧固程序及其所需要的数据（如预载、所要求的扭矩、紧固工具）。
- (5) 螺栓连接紧固的顺序。

6.5.1.3 螺栓连接的保养说明书，其中应按本节 6.5.3 的要求说明试验间隔时间和试验过程。

6.5.1.4 提交螺栓连接设计的图纸和说明书（包括剩余参数），应包括下列内容：

- (1) 尺寸和公差；
- (2) 凸缘表面或其部分可能有的涂料的数据；
- (3) 螺栓、螺母和所有垫圈的名称；
- (4) 防腐保护。

6.5.2 螺栓连接的强度分析

6.5.2.1 螺栓连接的强度分析应满足 GB/T3098 或本社接受的规范/标准的有关规定。

6.5.2.2 对承受动力载荷的螺栓连接件，应预加一个适当的载荷。且应考虑加载偏心、接合处可能的缝隙和缺陷的影响。可使用有限元法进行分析。

6.5.2.3 所使用的零件等级应按本规范 5.3.5.1（4）来选用。

6.5.3 螺栓连接的检查

6.5.3.1 在风力发电机组的运行寿命内，螺栓连接应作为维护的一部分来检查，检查要求应在维护手册中规定，且应注意下列各项：

- (1) 通过扭矩控制或张力控制方法紧固的所有螺栓连接在试车后，应至少再紧固一次，且应规定其所要求的时间间隔。紧固之后，螺栓连接应进行定期的外观检查和松动检查。
- (2) 再次紧固和定期检查的要求和次数，应在维护手册中予以规定。
- (3) 如螺栓连接采用其它方法紧固，或螺栓连接被拉紧时进入塑性区，应对各单独的情况规定特殊的检查程序。
- (4) 对受拉的 GRP、CRP 或混凝土的螺栓连接，应分别规定相应的检查程序。

第6节 塔架

6.6.1 一般要求

6.6.1.1 应按本节 6.6.6 的有关规定对塔架的极限限制状态和使用极限状态进行分析。

6.6.2 技术文件

6.6.2.1 应提交用于证明计算分析的计算文件。

6.6.2.2 所提交的施工图纸应包括所有必需的信息和技术要求，且应包括下列内容：

- (1) 塔架几何形状的描述，包括示意图；
- (2) 设计详图及详细说明；

- (3) 材料特性;
- (4) 焊接接缝说明书和验收标准;
- (5) 公差数据;
- (6) 防腐系统说明。

6.6.2.3 安装顺序的简要说明和安装特殊的边界条件应附在技术文件中。安装特殊的边界条件应包括以下内容:

- (1) 安装时的最大风速;
 - (2) 如有, 安装时的最低/最高温度;
 - (3) 塔架与装有风轮叶片的机舱底座之间的最大间隙;
- 安装要求还应符合本规范 11.2.2 的相关规定。

6.6.3 分析要求

6.6.3.1 塔架部件的分析应满足本规范第 5 章规定的安全要求。

6.6.4 载荷要求

6.6.4.1 应按第 2 章表 2.3.3.6 对载荷情况的所有组合中最不利的组合进行分析。

6.6.4.2 在极限限制状态和使用极限状态的分析中, 应使用相应局部安全系数的特征载荷和设计载荷。

6.6.5 设计内力和力矩的确定

6.6.5.1 一般要求

(1) 塔架和基础计算用的内力和力矩应考虑本节 6.6.5.2 的相关规定, 由整机动力计算得到。由这种方式确定的内力和力矩可在任意点进行线性插值。

(2) 不同于本节 6.6.5.1 (1) 的方式, 如根据下述公式, 塔架的固有频率 $f_{0,n}$ 和激振频率 f_R 、 $f_{R,m}$ 之间确保有适当的间隔, 对于没有叶片变桨距系统的水平轴风力发电机组, 可按本节 6.6.5.3 进行塔架结构的简化计算。简化方法也可在设备超出正常使用状态的分析中使用。

$$\frac{f_R}{f_{0,1}} \leq 0.95$$

$$\frac{f_{R,m}}{f_{0,n}} \leq 0.95 \quad \text{或} \quad \frac{f_{R,m}}{f_{0,n}} \geq 1.05$$

式中: f_R ——正常运行范围内风轮的最大旋转频率;

$f_{0,1}$ ——塔架的第一阶固有频率;

$f_{R,m}$ —— m 个风轮叶片的通过频率;

$f_{0,n}$ ——塔架的第 n 阶固有频率。

要确定的固有频率的阶数 n 应选择的足够大, 以便计算的最高固有频率比叶片的通过频率至少高出 20%。

(3) 如材料是弹性的, 对于所分析的振动系统, 应确定和规定塔架的固有频率, 且应考虑基础的影响。对于大地, 应使用土壤的动态参数。特别是对于桩式基础, 除了要考虑水平轴的转动外, 还应考虑基础垂直轴的转动和水平位移。

(4) 在计算固有频率时为了考虑不确定性因素的影响, 频率应有 $\pm 5\%$ 的浮动。

(5) 若风力发电机组在连续运行中不满足本节 6.6.5.1 (2) 中的公式, 如在共振范围附近运行, 则应进行运行振动监测。

6.6.5.2 整机动力计算

(1) 整体系统的载荷应根据弹性理论由整机动力计算确定。一般内力和力矩的各自分量是不同相的,应挑选出最不利的时步来计算。

(2) 时域内的整机动力计算不应使用局部安全系数。

(3) 对于相应横截面上所分析的载荷组合,整机动力计算产生所有内力和力矩的时间序列,其被用于塔架和基础的设计。在极限限制状态和使用极限状态的分析中应确定这些内力和力矩。

(4) 对于强度分析、失稳分析和使用极限状态的分析,可通过简化的方法来确定载荷,即仅用内力和力矩的极值以及同时发生在所分析横截面的内力和力矩的剩余值。

(5) 作为简化,疲劳安全分析的内力和力矩可用载荷谱的形式确定,对于螺栓连接取其平均值(见附录 2 的 2.1.2.3)。

6.6.5.3 简化计算

(1) 简化计算的一般要求如下:

① 在本节 6.6.5.1 的规定范围内,对没有叶片变桨距系统的水平轴风力发电机组,塔架结构的分析可仅用简化计算,其中整机动力计算所确定的内力和力矩应作为塔架的作用力,且塔架上其它所有点的内力和力矩都由这些作用力计算出。在相应作用力的组合中应根据本节 6.6.5.3 (2) 考虑塔架上风载的大小和方向。

② 作为简化,可设定作用力的所有组合均以最大值同时作用,或者最小值为最不利时,以它们的最小值同时作用。

③ 机械/塔架交界面处的作用力也可用于轮毂高度从-10%到+20%之间变化的塔架。且这些塔架应至少有相同的弯曲和扭转刚度,并应满足本节 6.6.5.1 (2) 中的公式。

(2) 按本节 6.6.5.1 对超出正常使用状态的风力发电机组的分析,由阵风引起的塔架顺风向的振动应通过增加的静态载荷来考虑。当使用湍流极端风速模型(EWM)时,沿风向直接作用在塔架上的风载荷应乘以阵风因子,其中阵风因子可按本社接受的规范/标准的有关规定确定。作为简化,可假定塔架的宽度 b 为其高度 h 的 0.1 倍。对于预加载混凝土,钢筋混凝土或钢制的塔架,可设定对数衰减率 $\delta_B = 0.1$,其包括结构阻尼和空气动力阻尼。

6.6.5.4 风引起的横风向振动

(1) 由漩涡脱落引起的横风向振动在圆剖面或近似圆剖面的塔架上引起的载荷,可按本社接受的规范/标准的有关规定计算。

(2) 横风向振动的分析应包括在安装和维修情况下的无机舱塔架。

6.6.5.5 疲劳安全分析的内力和力矩

(1) 应根据本规范第 5 章确定疲劳安全分析的内力和力矩。

(2) 如疲劳安全分析是以载荷谱为基础,则载荷谱应通过疲劳仿真,由相应横截面的计算方法来确定,如必要的话应由载荷测试验证,且载荷测试应满足本规范第 12 章第 4 节的要求。内力和力矩的范围应以最不利的方式叠加。

(3) 作为简化,谱可用仿真分析得到的载荷谱的包络线来表示(如用梯形形式),其中对于所有的作用力分量^①应采用统一的载荷循环次数。

6.6.5.6 交界面

(1) 在计算的范围内,机舱/塔架交界面处的内力和力矩以及相关的风速和风向角应汇总在表格中以得到特征载荷和设计载荷。在气动弹性计算中,相应完整系统的塔架和基础的几何尺寸、刚度、固有频率和阻尼因子应作另外规定。另外对交界面还应规定下列内容:

- ① 风力发电机组机械部分的惯性质量和惯性矩;
- ② 塔架和基础疲劳分析中载荷情况的内力和力矩;

^① 通常考虑作用力分量转子推力 F_x 、倾覆力矩 M_y 和塔架扭转力矩 M_z 是足够的了。可假定倾覆力矩和塔架扭转力矩作用在一个相互成 90 度的不同相位上。

③ 塔架顶部偏心距的影响。

(2) 塔架/基础交界面处的载荷应满足本节 6.6.4 的要求。

6.6.6 塔架验证

6.6.6.1 极限限制状态

(1) 极限限制状态应满足如下要求：

① 载荷的局部安全系数应按本规范 2.3.5.2 和 2.3.5.3 的要求确定。

② 应根据本规范 2.3.3 和表 2.3.3.6 选择类别 N、A 和 T 的作用力的所有组合中最不利的组合作为设计载荷进行分析。

③ 应考虑由非线性影响（如二阶理论，状态 II）产生的内力和力矩的增加，其可通过准静态计算来确定。

④ 对本节 6.6.5.3 简化计算得到的内力和力矩进行分析，作用力的设计值应按本规范 2.3.5.2 (1) 将特征值乘以局部安全系数 γ_f 来确定，对最大局部安全系数 γ_f 的最不利的作用力，可使用相应载荷组合的作用力。

(2) 极限限制状态的强度分析应满足如下要求：

① 对于钢结构，应考虑到本规范 5.3.2 的有关规定。对于圆柱或圆锥形状的管状钢制塔架，极限限制状态验证所需的应力可通过壳体薄膜理论计算得到，如对于风载荷的传递，可应用初等的管弯曲理论。而由塔架周围风压分布不均匀引起的壳弯矩，或凸缘或加强筋的边缘扰动引起的二次应力均不必考虑。对于圆柱和圆锥形塔架截面之间的过渡，在没有布置加强环的地方，应考虑由于力偏斜引起的局部切向膜应力和壳弯矩。如非此情况，则应对加强环进行适当的验证。对于塔架开口削弱的区域，应满足本节 6.6.7.2 的要求。

② 钢筋混凝土和预加载混凝土结构应按本规范 5.4.2.1 的要求进行验证。如果塔壁的厚度至少为其半径的 1/20，则塔架柱身的内力和力矩可根据管弯曲理论来确定，但其并不适用于塔架开口附近区域的局部分析。为了确定钢筋混凝土或预加载混凝土的热影响产生的载荷，应采用一个 $\Delta T_M = 15K$ 的温度分量均匀分布在圆周上并且沿着壁厚线性变化，同时采用另一个 $\Delta T_N = 15K$ 的温度分量余弦分布在圆周 180 度的扇区内且沿着壁厚保持不变。

(3) 极限限制状态的稳定性分析应满足如下要求：

① 对于钢结构的稳定性分析，等效为长圆柱的塔架截面的简化屈曲安全分析中，可采用下列公式：

$$C_x = 1.0 \cdot \frac{\sigma_{x,M}}{\sigma_x} + C_{x,N} \cdot \frac{\sigma_{x,N}}{\sigma_x}$$

式中： σ_x ——纵向应力；

$\sigma_{x,N}$ ——塔架垂向力产生的纵向应力分量；

$\sigma_{x,M}$ ——塔架弯矩产生的纵向应力分量；

$C_{x,N}$ ——等于附录 8 中计算的系数 C_x ；

上述公式适用于钢牌号为 Q235 至 Q345（或相当）的塔架，且还应满足下列条件：

$$r/t \leq 150$$

$$0.5 < \frac{l}{r} \cdot \left(\frac{t}{r} \right)^{0.5} \leq 6$$

式中： l ——壳段的长度；

r ——中面半径；

t ——壁厚。

② 屈曲安全分析也可按照数值支持的全局计算屈曲安全分析进行，如采用有限元分析。

③ 钢筋混凝土和预加载混凝土结构的稳定性分析（屈曲和折皱）应按本社接受的规范/标准的有关规定计算。

（4）极限限制状态的疲劳分析应满足如下要求：

① 应按本规范 2.3.3 和表 2.3.3.6 对 F 类别作用力的组合进行分析。

② 对于钢结构，应考虑本规范 5.3.4 的规定，且应进行定期维修和监测^①。

③ 钢筋混凝土和预加载混凝土结构应按本规范 5.4.2.2 的要求进行验证。

④ 应按本规范 5.3.4 选择钢结构 $S-N$ 曲线；混凝土、钢筋和预压钢的疲劳分析应满足本规范 5.4.2.2 的要求。

（5）风引起的横向振动应满足如下要求：

① 应考虑由风的横向振动引起的损伤 D_Q 。已安装机器的停顿状态和没有机器的塔架直立状态分别引起的损伤 $D_{Q,1}$ 和 $D_{Q,0}$ ，应按本节 6.6.5.4 的要求进行计算。

② 计算损伤 $D_{Q,1}$ 时，应采用运行寿命的 1/20 作为停顿周期。

③ 计算损伤 $D_{Q,0}$ 时，没有机器的塔架直立的时间由制造商规定，并应在计算中考虑到。只有在没有机器的塔架直立的时间超过 1 周时，才应考虑损伤 $D_{Q,0}$ 。对于达到 1 周而没有进行检验的停顿时间，当确定内力 and 力矩时，最大风速应是计算的临界风速的 90%。否则，应采取预防横向振动的措施。

④ 如用于确定 D_F 的风向被设定为在整个活动过程中是不变的，则损伤 D_Q 不需要与运行状态作用导致的损伤 D_F 进行累积。

⑤ 当确定 D_F 时，如考虑风向的分布，则应将 D_F 和 D_Q 进行累积，其中应考虑下列两个公式中的最不利值：

$$D = D_F$$

$$D = \frac{19}{20} D_F + D_Q$$

6.6.6.2 使用极限状态

（1）对于使用极限状态的分析，应使用特征值来确定作用力的设计值。

（2）对于钢结构，应考虑本规范 5.3.6 的要求。

（3）钢筋混凝土和预加载混凝土的结构应按本规范 5.4.3 进行验证。

（4）以下的极限状态应分别满足如下要求：

① 变形极限状态，应由安全间隙（风轮叶片与塔架或风轮叶片与张索之间的距离）来确定，或由热膨胀来确定。

② 振动极限状态，应由可接受的振动幅值或加速度来确定。通常该极限状态由控制系统来调控。

③ 裂缝形成的极限状态，在混凝土结构中应予以考虑。其裂缝的宽度应保持在可接受的范围内。

④ 应力或应变的极限状态，应由混凝土结构中拉伸和/或压缩应力的限制要求，或由作用力特征值作用下钢结构不发生塑性化的前提条件予以确定。

① 通常风力发电机组的塔架所包含的部件是绝不能失效的。很容易失效的部件有法兰连接的螺栓和塔壁上的对接焊缝。

6.6.7 设计细节

6.6.7.1 法兰连接

(1) 法兰连接应按 GB50205 的要求进行紧固连接。

(2) 法兰连接的极限限制状态分析中,不必考虑螺栓的预紧力,即对于没有被预紧的螺栓连接可进行极限限制状态分析。但应考虑局部塑性化的影响(法兰和/或塔架封套上的铰链屈服)。

(3) 法兰连接的疲劳安全分析,如满足本节 6.6.7.1 (4)~6.6.7.1 (6) 的要求,螺栓的疲劳载荷可采用法兰压缩预紧力来确定。

(4) 如安装的法兰之间的间隙满足制造商规定的公差值,可允许法兰接触表面最大的压缩预紧力为设计预载的 10%。且应记录在工作文件和图纸中^①。

对于设计预载 10%处的法兰间隙 k ,作为替代已规定的公差值,允许在工作文件中规定预载量级的最大值(与设计预载有关)一直到塔壁区域内所有法兰间隙 k 都闭合为止。这些值应由计算进行验证。

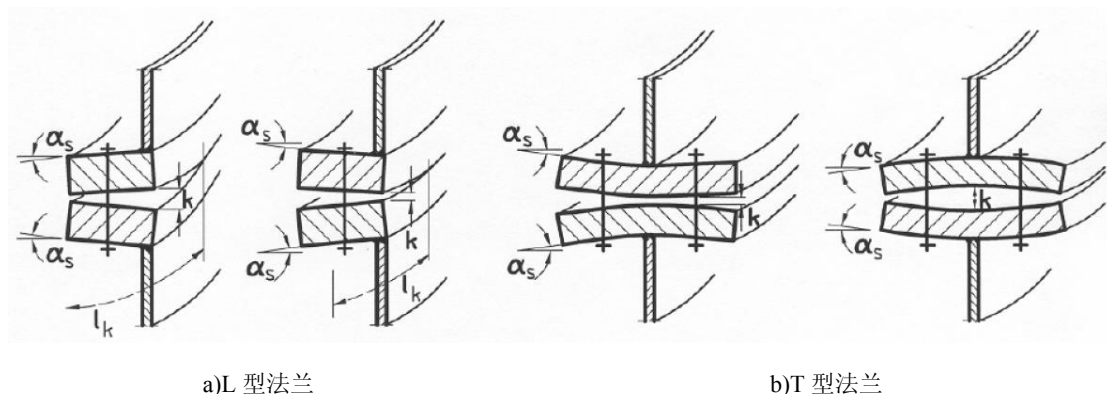


图 6.6.7.1 钢制塔架中的法兰连接

(5) 如没有满足工作文件中规定的法兰间隙的公差值,应采取适当的措施。适当的措施包括如返工、加垫片或在加预载前填充有害的间隙。如间隙空间用垫片填充,则应使用合适的垫片,其压缩强度(压缩下的屈服点)至少应符合法兰材料,如果加垫一叠薄片,则一叠薄片的误差不应大于 0.5mm。如间隙空间用填料填充,则填料可直接施于每个螺栓附近,也可施于螺栓与塔壁(含正对塔壁下面)之间的区域,且最好在预加载荷开始,或至少在预加载荷 10%后压实。为了填充这些空间,应使用弹性模量和法兰材料相同的填充材料。

(6) 如在预加载之后,法兰外表面的残余倾角 α_s (见图 6.6.7.1) 超过了法兰支承表面与螺栓头部或螺帽之间的坡度极限值的 2%,则应使用相匹配的具有足够硬度的斜垫圈来代替普通垫圈。

(7) 如螺栓的力函数由一种理想的计算方法来确定(如应用接触或弹簧单元的有限元分析),施工中容许的法兰间隙可在力函数的初始梯度中用一个合适的增量来考虑。如其考虑了施工中容许的法兰间隙大小,可使用简化的计算方法(如 Petersen)作为替代。对于法兰连接的计算可根据 Petersen 和 Schenidt-Neuper 的简化计算方法。当使用的计算方法没有考虑螺栓中的弯矩影响时,应用零件等级 36 来确定螺栓的疲劳安全。采用有限元方法而不考虑法兰间隙的计算,以及其它导致相似结果的计算方法都是不允许的。

6.6.7.2 管状钢制塔架的开口

(1) 若塔壁开口区域的屈曲安全用有限元分析来验证,应进行数值支持的全局计算屈曲安全分析(LA)或几何非线性弹性计算(GNA)。其中弹性临界屈曲阻抗 R_{cr} 应由几何非线性弹性计算方法(GNA)确定。当选择参考点来确定塑性参考阻抗 R_{pl} 时,可忽略开口附近的临近区域,所取的临近区域的宽度应不大于 $2(r \cdot t)^{0.5}$ 。

^① 塔壁区域中所有的法兰间隙 k 是与螺栓疲劳载荷产生的损伤相关(见图 6.6.7.1),特别是当它们只延伸到圆周的一部分时,损伤影响随着圆周上跨度距离 l_k (见图 6.6.7.1)的减少而增加。

(2) 在设有纵向加强筋的边缘加强的开口区域（见图 6.6.7.2 (1) a），可按本社接受的规范/标准的有关规定，进行简化的屈曲安全分析，其分析应满足与设计相关的边界条件和所规定的有效限制。

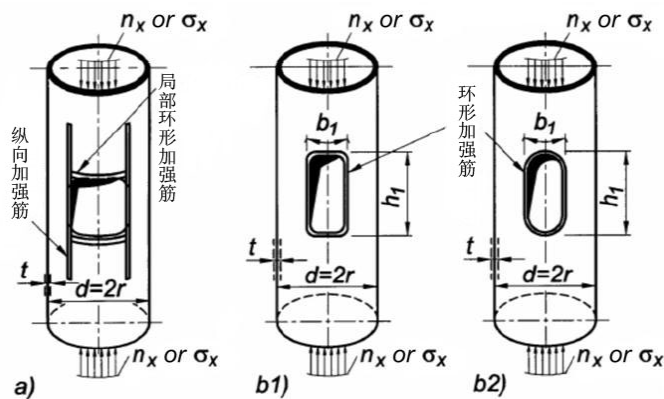


图 6.6.7.2 (1) a) 敷有纵向加强筋的开口
b1)、b2) 四周边缘加强的开口

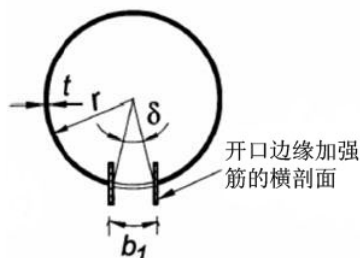


图 6.6.7.2 (2) 四周边缘加强的开口（横剖面）

(3) 在没有设置纵向加强筋的四周边缘加强的开口区域（环形加强筋，见图 6.6.7.2 (1) b1、b2 和图 6.6.7.2 (2)），对于未被削弱的塔壁可用简化的方法进行屈曲安全分析，根据下列公式得到简化的临界纵向屈曲应力：

$$\sigma_{xS,R,d} = C_1 \cdot \sigma_{xS,R,D}$$

式中： $\sigma_{xS,R,D}$ ——由附录 8 计算得到的临界屈曲应力；

C_1 ——考虑开口的影响，根据下列公式得到的换算系数；

$$C_1 = A_1 - B_1 \cdot (r/t)$$

A_1 和 B_1 由表 6.6.7.2 (1) 确定。

简化的临界纵向屈曲应力的计算公式仅适用于下列条件的塔架：

- $(r/t) \leq 160$ 的塔壁；
- 孔径角 $\delta \leq 60^\circ$ ；
- 开口尺寸 $h_1/b_1 \leq 3$ 。

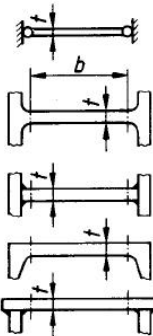
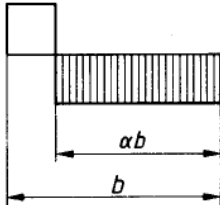
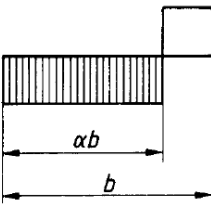
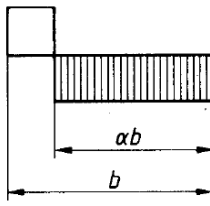
系数 A_1 、 B_1		表 6.6.7.2 (1)	
	Q 235		Q 345
	A_1	B_1	A_1
$\delta=20^\circ$	1.00	0.0019	0.95
$\delta=30^\circ$	0.90	0.0019	0.85
$\delta=60^\circ$	0.75	0.0022	0.70
中间值可线性内插, 不允许外推。			

注: δ ——沿周长的孔径角

其中孔径角和开口尺寸指的是没有考虑开口边缘加强筋的塔壁切口 (见图 6.6.7.2 (2))。对于开口边缘有加强筋时应满足下列要求:

- ① 加强筋沿整个开口等横剖面分布或用最小横剖面考虑;
- ② 加强筋横剖面的面积至少是切去的开口面积的 1/3;
- ③ 开口边缘加强筋的横剖面关于塔壁中面成中心布置 (见图 6.6.7.2 (2));
- ④ 加强筋横剖面部分应满足表 6.6.7.2 (2) 中 (b/t) 的限制值。

横截面中各受压部分的限制值 表 6.6.7.2 (2)

两侧受支撑的板条		
支撑条件:		
	 $\text{grenz}(b/t)=\frac{37}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{240}{f_{y,K}}}$	
一侧受支撑的板条		
支撑条件:	受支撑的边缘	未受支撑的边缘
	 $\text{grenz}(b/t)=\frac{11}{\alpha\sqrt{\alpha}} \cdot \sqrt{\frac{240}{f_{y,K}}}$	 $\text{grenz}(b/t)=\frac{11}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{240}{f_{y,K}}}$
注: grenz(b/t)表示(b/t)的限制值; f _{y,K} : 压缩强度, 单位: N/mm ² ; 受压部分为阴影线部分。		

(4) 对于管状钢制塔架的开口, 在开口边缘的应力集中一般应进行应力分析、疲劳强度分析和屈曲安全分析。

6.6.7.3 抗剪螺栓连接

(1) 主要支撑结构部件的接合点和接合面处的螺栓连接应做成合适的抗剪连接、抗剪紧配连接或受预载作用的抗滑移的摩擦型连接、摩擦型紧配连接。

(2) 在抗剪连接和抗剪紧配连接情况下, 应根据本节 6.6.6.1 (2) 和 6.6.6.1 (4) 对穿孔的部件和螺栓进行分析。对于热镀锌部件的装配连接, 应采取特殊的防腐措施。

(3) 对于摩擦型连接和摩擦型紧配连接, 应验证极限限制状态下作用在螺栓剪切节点上的最大作用力, 其力应不超过按下述公式计算得到的承载力设计值:

$$F_{s,Rd} = 0.9 \cdot \frac{\mu}{\gamma_{M,3}} \cdot F_v$$

式中: F_v ——按 GB50017 得到的正常预载力, 且应通过检查来确保。如必要, 在安装以后的第一个半年内应再次紧固, 但不能在试车后立即进行。

$\mu \geq 0.5$ ——按 GB50017 得到的接触表面上的抗滑移系数。如采用其它标准, 抗滑移系数应由测试程序来验证。

$\gamma_{M,3} = 1.25$ ——按表 2.3.3.6 用于类别 N 的作用力的组合和运行工况 1~4 的安全系数。

$\gamma_{M,3} = 1.1$ ——按表 2.3.3.6 用于类别 N_A 和 T 的作用力的组合和运行工况 5~8 的安全系数。

(4) 还应对穿孔的部件和剪切面及受压面进行极限限制状态分析^①。

6.6.8 耐久性

6.6.8.1 在风力发电机组结构定期检查的时间间隔内, 应特别注意耐久性。对于钢结构、混凝土结构和连接装置的耐久设计, 应按本社接受的规范/标准的有关规定确定。

6.6.8.2 详细规定应根据实际情况确定。

第7节 基础

6.7.1 一般要求

6.7.1.1 土壤性质是确定基础类型的决定因素, 在建造之前应对其充分了解。

6.7.1.2 应对基础的内外承载特性, 基础的动力和静力分析区别对待。

6.7.1.3 分析钢结构、钢筋混凝土部件时应使用局部安全系数。

6.7.1.4 混凝土材料和混凝土施工应符合本规范第 4 章的有关要求。

6.7.2 技术文件

6.7.2.1 应提交计算分析文件, 应对特殊公式和计算方法予以说明。

6.7.2.2 所提交的图纸应包含所有必需的信息和技术要求, 且应包括下列内容:

- (1) 基础几何外形的说明;
- (2) 加强部位设计的详细说明;
- (3) 材料说明书;
- (4) 对土壤的要求;
- (5) 风力发电机组类型和等级的说明。

6.7.2.3 应按 GB50021 或本社所接受标准的要求提交土质评估证书。本社可要求所提交文件的详细范围。

^① 通过这些分析, 疲劳安全分析也包括在内了。

6.7.3 分析要求

6.7.3.1 对于钢筋混凝土、预加载混凝土制成的部件和钢制部件的分析，应满足本规范 5.3 和 5.4 的要求。

6.7.3.2 在土壤的外部承载能力分析中，应采用局部安全系数，且应按 GB50021 或本社所接受标准的有关规定进行评估。

6.7.4 载荷

6.7.4.1 应按表 2.3.3.6 对作用力的所有组合中的最不利组合进行分析。

6.7.4.2 对于极限限制状态和使用极限状态的分析，应在塔架和基础的交界面处采用相应局部安全系数的特征载荷和设计载荷。

6.7.5 基础垫层

6.7.5.1 垫层通常在土槽中铺打，铺打前应先行验槽。如发现坑槽内有局部软土层或孔穴，应先挖除后填土填平并夯实；如有积水，应设法排除并清理泥浆。

6.7.6 预埋件

6.7.6.1 用作预埋件的钢筋应满足下述要求：

- (1) 钢筋材料应由基础尺寸和具体设计确定。
- (2) 间隙要求：
 - ① 低等级时，土壤和钢筋之间的间隙为 7.5cm；
 - ② 中等级时，模板和 6#钢筋之间的间隙为 5cm；
 - ③ 高等级时，模板和 6#以下钢筋之间的间隙为 2.5~4cm。
- (3) 钢筋应避免被油、土等污染，不应使用弯曲的和被腐蚀的钢条。
- (4) 应在浇注前检查钢筋的尺寸和质量。
- (5) 所有钢筋都应固定好，以免浇注时移动。

6.7.6.2 固定螺栓，应采用地基专用螺栓，且制造商应标明材料、尺寸和处理方法。镀层应满足基础设计要求。为安装塔架，应保持好固定螺栓的间隙，并使用制造商提供的模板固定螺栓位置。应避免使用弯曲和损坏的螺栓。

6.7.6.3 其它预埋件，包括所有管子，地下电缆，钢筋接地及其它附件应在浇注前放好。所有附件不应与固定螺栓、底板和其它构件相交。

6.7.7 平板式基础

6.7.7.1 平板式基础应符合本社所接受的规范/标准（如 GJ94）的有关规定，并使用一般安全系数对下述情况分析计算：

- (1) 支撑面承载能力失效；
- (2) 滑动；
- (3) 倾斜（载荷或带缝接头偏心）；
- (4) 下沉。

6.7.7.2 正常运行载荷情况下产生的力（ N_{x0} ）应汇于基础底部中心，以免出现位移。

6.7.8 桩式基础

6.7.8.1 桩式基础（如螺旋桩、打入桩和射水沉桩等）的设计应符合本社接受的规范/标准（如 JGJ94）的有关规定。

6.7.8.2 应确定桩的最大静载荷和桩在使用中的动载荷。简化计算时，可用额定风速下， (1 ± 0.5) 倍风轮的水平推力作为动载荷。对于桩在静平衡（表面摩擦力、接头剪力）下的极限状态的分析，应考虑额定风速下作用在桩上的力。桩上一般不应有拉伸力。对小间距的桩，应考虑桩群效应。

6.7.8.3 为了承受扭转载荷产生的水平力，桩应倾斜放置。

6.7.8.4 承受动载荷的桩应采用比承受静载荷的桩更高的安全系数。

第7章 机械部件

第1节 一般规定

7.1.1 适用范围

7.1.1.1 本章适用于风力发电机组变桨系统、轴承、齿轮箱、机械制动和锁定装置、联轴器、弹性支撑、偏航系统及液压系统。

7.1.2 技术文件

7.1.2.1 应按本章第2节至第9节的要求提交技术文件供本社审批。

7.1.2.2 为对风力发电机组机械零部件的极限状态和使用状态进行评估，并对制造和安装进行监控，所提交的技术文件应满足下述要求：

(1) 对重要零部件，应提供具有材料数据的零部件清单和批量生产零部件制造商提供的数据以及标准件的有关标准清单等。

(2) 按标准形式完成的机组重要部件的工作图（装配图和零件图），应保证能清晰识别（零部件名称、图纸编号、更改单索引），还包括表面光洁度、热处理、腐蚀保护等资料。

(3) 对类似技术中已成功使用，且已证明其适用性的批量生产零部件，提供型号技术参数即可；而在个别情况下，对上述零部件可要求提供进一步的文件和/或证明文件。齿轮箱不能作为批量生产件。

(4) 所有零部件及其连接件应对其极限状态和使用状态做出完整、清晰和肯定的强度分析。分析应包括下列资料：

- ① 设计载荷；
 - ② 静力系统（数学模型）；
 - ③ 材料；
 - ④ 许用应力；
 - ⑤ 参考资料。
- (5) 疲劳分析应根据本规范及本社接受的规范/标准进行。
- (6) 应具体规定风力发电机组采用的润滑油和液压油，并提供相应的型号表。
- (7) 风力发电机组冷却系统和加热系统设计的说明。
- (8) 风力发电机组制造商对机械部件设计的说明（要求）应附加到证明文件中。

7.1.3 材料

7.1.3.1 制造机械零部件所用的材料应满足本规范第4章的有关要求。

7.1.4 机械传动动力学

7.1.4.1 确定设计载荷时，应适当考虑风力发电机组机械传动系统的动力特性。可将传动系统简化成由有限个惯性元件、弹性元件及阻尼元件组成的系统。在对机械部件进行评估时，应提交该简化系统，包括惯性元件的转动惯量、弹性元件的刚度和阻尼元件的阻尼（如可能）。

第2节 变桨系统

7.2.1 一般要求

7.2.1.1 本节适用于风力发电机组变桨系统。

7.2.1.2 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 变桨系统零部件的型号表、规格表和安装图。
- (2) 对计算数据（如计算输入数据和采用相关安全系数得出的计算结果）和驱动部件的说明。
- (3) 变桨系统各部件的疲劳强度分析报告和静强度分析报告。
- (4) 变桨系统为电驱动时，为评估驱动小齿轮和传动环，应提交驱动小齿轮和传动环的零件图、轮齿强度分析报告、小齿轮轴及其轴承的验证。
- (5) 变桨系统为液压驱动时，应提交叶片处于不同桨距角位置时的变桨机构图，并标明其尺寸。至少应提交叶片处于最大桨距角、最小桨距角以及变桨机构承受最大载荷时的变桨机构图。
- (6) 变桨系统的装配图和剖面图，包括零件清单和零件图（如适用时），并对变桨系统的功能原理进行描述和说明。

7.2.2 设计原则

- 7.2.2.1 电驱动的变桨系统，其变桨所需的转动力矩应由一个电机提供，转动力矩应通过一个驱动小齿轮传输到固定在风轮叶片上的传动环上。
- 7.2.2.2 液压驱动（如由一个或多个液压油缸驱动）的变桨系统，其变桨所需的转动力矩应由一个液压油缸提供，转动力矩应通过活塞杆直接或间接地传输到固定在风轮叶片上的连接点上。
- 7.2.2.3 变桨系统应设有锁定装置。对变桨系统进行维修和保养时，锁定装置应将其锁定，以免伤人。不必将锁定装置固定安装在变桨系统上，也可以采用外部锁定，随时安装。

7.2.3 载荷

- 7.2.3.1 进行变桨系统的负载计算时，设计载荷按本规范第 2 章确定。
- 7.2.3.2 应考虑轴承的静摩擦力矩和随载荷变化的动摩擦力矩。
- 7.2.3.3 对疲劳分析，应使用载荷分布和载荷谱，有桨距调节运行和无桨距调节运行应有所区别。应考虑由转动件旋转引起的惯性载荷和动态的振动激励载荷。
- 7.2.3.4 应按本规范第 2 章的载荷情况确定机组尺寸的设计载荷，并进行静强度分析。静强度分析按有变桨系统运行和无变桨系统运行的两种工况进行。
- 7.2.3.5 对电驱动的变桨系统，静强度分析可取使用系数 $K_A=1.0$ 。

7.2.4 强度分析

7.2.4.1 齿轮承载能力验证

- (1) 应按 GB/T 3480 进行驱动小齿轮/传动环和调距齿轮的轮齿强度分析；
- (2) 疲劳载荷下的承载能力计算应使用 Miner 法则，并采用表 7.2.4.1 (1) 中的安全系数，计算出的疲劳累积损伤率 D 应满足 $D \leq 1$ 。
- (3) 亦可根据载荷/时间分布确定当量载荷，采用表 7.2.4.1 (1) 中的安全系数进行疲劳分析。
- (4) 此外，应进行抗齿根断裂、抗齿面点蚀的静强度分析，安全系数按表 7.2.4.1 (2) 选取。

疲劳强度分析的安全系数 表 7.2.4.1 (1)

齿面抗点蚀安全系数 S_H	≥ 0.6
齿根抗断裂安全系数 S_F	≥ 1.0

静强度分析的安全系数 表 7.2.4.1 (2)

齿面抗点蚀安全系数 S_H	≥ 0.6
齿根抗断裂安全系数 S_F	≥ 1.2

7.2.4.2 轴和连接件

- (1) 连接件及变桨驱动的输出轴，应按本社接受的规范/标准进行疲劳强度和静强度分析。
- (2) 变桨系统为电驱动时，应对齿轮箱体和主动齿轮架进行分析。如适用时，应通过静态试验的

方法提供极限载荷验证。

(3) 变桨系统为液压驱动时, 对变桨机构的所有传力部件和连接件, 应进行静强度分析和疲劳强度分析。

(4) 不能将弹性元件在负载过程中的受拉当作对传力部件和有关安全部件的预紧螺栓的有效保护, 应采用摩擦锁紧元件防止螺栓连接件松脱。不推荐使用粘接元件, 因为其有效性取决于工作温度、应用温度、元件的表面条件、硬化时间和运行中的动态载荷。如已使用粘接元件, 则应提交对粘接材料的详细说明, 并提供保护措施以防止相应部件的脱离。

(5) 螺纹连接件对力的分布起重要作用时, 应对其进行强度分析。

7.2.4.3 轴承

(1) 主轴承的分析计算按本章 7.3 节的有关要求进行。

(2) 应妥善设置轴承密封, 并对其进行保护, 以免轴承遭受常见环境条件的损害^①。

(3) 主轴承和齿轮副应能得到充分的、不间断的润滑, 并能排除旧润滑油。如通过定期保养不能做到这点, 则应设置自动润滑系统。

(4) 轴承滚子和滚道之间应总能保持有一层合适的润滑油油膜。

(5) 如有必要, 可通过一次试运行验证是否满足本节 7.2.4.3 (4) 要求。试运行时, 风轮叶片和叶片轴承应在最大可能的桨距角下运转不超过 24 小时。

7.2.4.4 附加验证

(1) 变桨系统为电驱动时, 应考虑本规范第 8 章的有关要求。

(2) 液压系统的验证按本章 7.9 节的有关要求。

(3) 应根据传动系统设计方案, 对变桨驱动和制动的设计进行功能验证。

第3节 轴 承

7.3.1 一般要求

7.3.1.1 本节适用于作下列用途的滚动轴承:

- (1) 传动系统中的主轴承、齿轮箱轴承和发电机轴承;
- (2) 变桨轴承、偏航轴承;
- (3) 其它力传输部件的轴承。

7.3.1.2 对滑动轴承的要求, 应视其具体情况, 取得本社的同意。

7.3.1.3 应向本社提交下列技术文件:

(1) 本节 7.3.1 中所列轴承的安装图、计算报告以及有关零件图 (如轴承为特殊型式时)。对传动系统、变桨系统和偏航系统中的每个轴承, 应注明其制造商。

(2) 所用润滑油的技术参数、润滑油的计算需求量以及滚子与滚道的几何尺寸 (如适用时)。

7.3.1.4 轴承材料

(1) 轴承材料认证的形式和范围应经本社同意, 并满足本规范第 4 章的要求。

(2) 对变桨系统和偏航系统的轴承, 应提供按本规范第 4 章进行的材料验证。对作小幅前、后摆动的轴承, 还应在 -20℃ 条件下, 按 ISO-V 进行缺口冲击试验, 3 次冲击试验能量平均值 $\geq 27\text{J}$, 其中个别最低值应大于平均值的 70%。如能证明应力水平较低或有试验证据, 经本社同意, 允许偏离这些值。

(3) 轴承体的硬度应不小于 55 HRC。

7.3.2 载荷

7.3.2.1 应根据轴承的静承载能力和额定寿命按 GB/T 4662 和 GB6391 或本社接受的其它标准确定

^① 单层密封不足以保护滚子和滚道免受外部影响, 所以应通过设置轴承罩或附加密封的方法提高保护级别。应能在已安装好的情况下, 对叶片轴承的密封装置进行更换。

轴承结构尺寸。

7.3.2.2 变桨系统和偏航系统中的轴承，其尺寸按静承载能力确定。对静承载能力，应使用极限载荷。

7.3.2.3 计算轴承的基本额定寿命应使用当量动载荷，有典型载荷谱时，轴承的当量动载荷应为平均当量动载荷，并按下式计算：

$$P = \left(\frac{\sum P_i^p n_i}{N} \right)^{\frac{1}{p}}$$

式中： P ——平均当量动载荷；

P_i ——由设计载荷确定的轴承当量动载荷；

p ——寿命指数，对滚子轴承 $p = \frac{10}{3}$ ，对球轴承 $p = 3$ ；

n_i —— P_i 作用下的循环次数；

N ——总循环次数。

无载荷谱时，轴承的当量动载荷推荐按额定载荷的 2/3 进行计算。

7.3.2.4 发电机轴承和齿轮箱输出轴轴承的动载荷，应与发电机和齿轮箱处于最大允许动态错位时计算出来的回复力进行叠加。

7.3.2.5 发电机轴承和齿轮箱输出轴轴承的极限载荷，应与发电机和齿轮箱处于最大允许静态错位时计算出来的回复力进行叠加。

7.3.3 计算

7.3.3.1 计算原则

(1) 对传动系统中的滚动轴承，应按 GB/T 6391 进行轴承额定寿命计算，并应满足本节 7.3.3.3 中 (3)、(4)、(5)、(6) 条之要求；

(2) 对所有其它轴承，经本社同意后，可按 GB/T 6391 进行轴承额定寿命的简化计算，并应满足本节 7.3.3.3 中 (1)、(2) 条之要求；

(3) 按本节 7.3.3.2 对所有轴承进行极限载荷作用下的静承载能力分析，并应考虑正负极限载荷。

7.3.3.2 极限载荷作用下的轴承静承载能力分析

(1) 轴承静承载能力 f_s 定义为轴承的额定静载荷 C_0 和当量静载荷 P_0 的比值，即 $f_s = C_0 / P_0$ ；

(2) 主轴承和齿轮箱轴承的静承载能力 f_s ，在极限载荷作用下应不小于 2.0；变桨系统中轴承的静承载能力系数 f_s 应不小于 1.5；偏航系统中轴承的静承载能力系数 f_s 应不小于 1.0。

7.3.3.3 额定寿命验证

(1) 计算轴承基本额定寿命和修正额定寿命可使用简化分析，失效率应定为 10%。寿命修正系数 a_{xyz} 应不大于 3.8。如果修正系数小于 1，则不能使用简化分析。计算得出的修正额定寿命应不小于 130,000h。

(2) 计算轴承额定寿命时，除载荷之外，应至少考虑以下影响：

- 轴承的内部形貌；
- 轴承的工作游隙；
- 轴和轴承的变形；
- 滚子之间的载荷分布；
- 沿滚子长度方向的载荷分布，考虑滚子和滚道实际修形量；
- 实际工作条件下的润滑油粘度和洁净度。

计算轴承修正额定寿命时，需输入下列参数：

- 轴承温度；
- 润滑油添加剂和粘度；

— 保持润滑油质量的措施（润滑油更换时间间隔、润滑油检查等）。

(3) 变载荷下的修正额定寿命，应在载荷分布中的每个载荷等级对应的时间段分别按下列要求计算轴承综合修正额定寿命。

① 轴承综合修正额定寿命按下式计算

$$L_{nmr} = \frac{\sum q_i}{\sum \frac{q_i}{L_{nmri}}}$$

式中：

L_{nmr} —— 轴承综合修正额定寿命，h；

q_i —— 第 i 载荷等级上的时间份额；

L_{nmri} —— 第 i 载荷等级上的轴承修正额定寿命，h；

② 为方便数据处理，可按 Miner 准则对载荷谱进行简化折算，但简化后的载荷等级数不得少于 10 个，载荷谱折算时所用的寿命指数应与修正额定寿命计算时所用的相同。

③ 计算的轴承综合修正额定寿命应不小于 175,000 小时或不小于风力发电机组的使用寿命。

(4) 进行轴承额定寿命计算时，若设有滤油系统，则润滑油洁净度按 GB/T 14039 取-/17/14 级；若无滤油系统，则应假定润滑油洁净度为-/21/18 级。

(5) 如使用的轴承易于更换而且明确给出了更换周期，则经本社同意，允许使用与计算方法无关的、寿命较低的轴承。

7.3.3.4 最小载荷

为避免轴承在速度 $n \cdot d_m$ 大于 5000 (mm/min) 运转时打滑，必须保持最小载荷。滚子轴承的最小载荷为 $0.02C_{dyn}$ ，球轴承的最小载荷为 $0.01 C_{dyn}$ 。

其中： n ——轴的额定转速，r/min；

d_m ——轴承平均直径，mm；

C_{dyn} ——轴承的基本额定动载荷。

7.3.4 其它

7.3.4.1 应使用轴承制造商推荐的润滑油或润滑脂。

7.3.4.2 应按制造商的说明书进行轴承的装配。

7.3.4.3 轴承应妥善密封，以保证相邻组件间的运动不会产生有害的影响。

7.3.4.4 轴承的运输应保证不损伤轴承滚道表面和滚子。

7.3.4.5 鉴于风力发电机组的特殊运行环境，应能在机舱内更换发电机轴承。

第4节 齿轮箱

7.4.1 一般要求

7.4.1.1 本节适用于水平轴风力发电机组传动系统中采用平行轴或行星齿轮传动的齿轮箱。

7.4.1.2 应向本社提交下列技术文件：

(1) 齿轮箱装配图、部件图、箱体图、传动轴和齿轮零件图及附有材料数据的零件清单。齿轮零件图应至少包括表 7.4.4.2 中所列的数据，否则应完成该表并将其附加到技术文件中。

(2) 所有传扭零部件的强度分析报告及可能的变形分析报告，齿轮箱轴承尺寸的验证报告及在功率传输过程中起重要作用的螺纹连接件的验证报告。

(3) 齿轮箱热力学设计的说明。

(4) 所用润滑剂及其允许温度范围的说明，规定的维护工作及维修间隔的说明，有关监测装置和

辅助设备（如滑油冷却系统、滑油泵等）的资料，对防腐的说明，还应附有风力发电机组制造商提供的齿轮箱说明、操作和保养手册。

7.4.1.3 齿轴箱材料，材料合格证等应符合下列有关规定：

（1）如要求本社进行齿轮箱生产监控及最终验收，应符合下述（3）和（4）的有关规定。

（2）可使用符合本规范第4章有关要求的常规材料制造齿轮。

（3）齿轮箱所有传递扭矩零件的所用材料，都应按本社的材料标准或等效的标准进行认证，对使用的材料应提供相应的文件，这些文件（证书）可采用符合本社接受的规范/标准的检验合格证。

（4）如因零件尺寸太小或个别零件的特殊制造工艺，本社材料规范或技术文件规定的试验难以实施，经本社同意，可不作这些试验。对于这类零件，本社将要求提供其它方式的质量证明文件。

7.4.1.4 本社保留要求对制造厂齿轮加工设备精度和齿面硬化方法进行验证的权利。

7.4.2 设计原则

7.4.2.1 传动系统所有工作转速范围内，传动轮系、轴系不得发生共振。

7.4.2.2 齿轮箱应充分润滑和冷却，并提供相应装置，包括：滑油泵，散热器，加热器（视环境温度定），滤油器，监视油位、油温、油压、压差等变化的传感器，用于维护的加油口、放油口、通气口、油位观察窗等装置及用于检查轮齿的活动口盖等。

7.4.2.3 齿轮箱如具有循环润滑系统，应在散热器后和进入齿轮箱前设置润滑油温度和压力监测装置。在油池和重要轴承的外圈应设置温度传感器。

7.4.2.4 滑油泵在齿轮箱上的安装位置应易于达到，便于更换。

7.4.2.5 在满足技术要求的前提下，齿轮箱传动件的设计应结构简单、加工容易、维修方便。零部件的种类要限制在最小范围内。紧固件应尽量采用标准件。

7.4.2.6 传动件材料的选择应考虑强度、塑性、韧性三方面的综合机械性能。

7.4.2.7 齿轮与轴应装配牢固、拆卸方便。

7.4.2.8 支撑轴螺纹的旋向应保证运转过程中的惯性力使其轴端螺母越转越紧。

7.4.2.9 如风轮的推力需要齿轮箱平衡，则齿轮箱输入轴的推力轴承应按风轮在运行中所承受的最大气动推力来选取。

7.4.2.10 齿轮箱内腔各构件的连接面必须密封，连接必须可靠，确保风力发电机组在各种环境及运行条件下不因连接件松动而导致漏油。

7.4.2.11 输入、输出轴与壳体之间必须采取动密封措施，以防止润滑油泄漏，避免水分、尘埃及其他杂质进入箱体内部。

7.4.2.12 齿轮箱必须进行热力学设计，并采取措施保证齿轮箱在所有运行状态及环境条件下热平衡点在允许温度范围内。散热计算时环境温度取 $\geq 40^{\circ}\text{C}$ 。

7.4.2.13 对齿轮箱的有关零部件应进行防腐设计。

7.4.3 载荷

7.4.3.1 一般原则

（1）齿轮箱的传扭部件在运行中同时承受驱动力矩施加的静载荷和动载荷。其动载荷部分取决于输入端（风轮）、输出端（发电机、泵）的特性和主、从动部件（轴和联轴器）的惯量、刚度和阻尼值以及风力发电机组的外部工作条件。风力发电机组不同的传动方式会产生不同的附加载荷，如在齿轮箱的低速输入轴和高速输出轴上会有附加轴向力或弯矩，这些应加以考虑。

（2）疲劳载荷和极限载荷应至少满足本规范第2章的要求。

7.4.3.2 疲劳载荷

（1）载荷谱（LDD）可由时间-疲劳载荷（如扭矩）的分布曲线得出，并利用此载荷谱进行齿轮、轴和轴承的计算。

（2）确定疲劳载荷时，在载荷谱中应考虑本规范第2章列出的所有运行工况，除正常运行工况外，

还包括并网和离网、发电机卸载、机械制动器的使用以及风力发电机组停机。扭矩值与转速应有一个明确的关系。由于变形、错位和机械制动安装不对称所产生的附加载荷，如计算，亦应一并考虑。行星架和齿轮箱体（扭力臂）用载荷谱和平均值进行校核。

7.4.3.3 极限载荷

应考虑按本规范第 2 章确定的风力发电机组传动系统中的最大载荷。

7.4.4 齿轮承载能力计算

7.4.4.1 一般原则

(1) 齿轮承载能力计算按 GB/T 3480 进行，在齿轮箱的各种啮合工况下，齿轮均应具有足够的承载能力。齿面和齿根所需的最小安全系数见表 7.4.4.1。

最小安全系数

表 7.4.4.1

	齿面抗点蚀安全系数 S_H	齿根抗断裂安全系数 S_F
疲劳分析	1.2	1.5
静态分析	1.0	1.4

(2) 齿轮应有足够的精度，以保证齿轮组平稳运转并具有良好的动态承载能力。齿轮箱内用作主传动的齿轮精度，外齿轮应不低于 GB/T10095 规定的 5 级，内齿圈不低于 GB/T10095 规定的 6 级。

7.4.4.2 齿轮输入数据

需输入的齿轮数据见表 7.4.4.2。如不能在原始图纸中显示齿面修形量，则应以表格形式表示每一齿面的修形量。

7.4.4.3 载荷计算的影响系数

(1) 使用系数 K_A

① 风力发电机组传动装置承受附加波动载荷，并与载荷增量或额定载荷相叠加，作用于齿轮箱的输入轴和输出轴，使得轮齿承受附加动载荷，使用系数 K_A 是考虑由于齿轮啮合外部因素引起附加动载荷影响的系数。

② 根据 GB/T 3480 确定每对啮合齿轮的齿面和齿根使用系数 K_A 。

③ 齿轮箱在极限载荷作用下的强度分析取使用系数 $K_A = 1.0$ 。

(2) 动载系数 K_V

① K_V 是考虑由于内部因素对附加动载荷影响的系数，应根据 GB/T 3480 计算确定。在没有详细的动态分析情况下，不允许取 $K_V < 1.05$ 。

(3) 载荷分布系数 K_Y

① 载荷分布系数 K_Y 是考虑载荷分布偏差影响的系数。

② 对行星轮系，应根据其行星轮数量确定载荷分布系数，见表 7.4.4.3。

载荷分布系数 K_Y

表 7.4.4.3

行星轮数量	3	4	5	6	7
K_Y	1.0	1.25	1.35	1.43	1.5

③ 载荷分布系数 K_Y 的选取小于表 7.4.4.3 所列值时，应经本社同意，并以测量方式验证。如计算模型已用测量方式加以验证，本社可以接受用计算方式求得的 K_Y 。

(4) 齿向载荷分布系数 $K_{H\beta}$ 和 $K_{F\beta}$

① 齿向载荷分布系数 $K_{H\beta}$ 和 $K_{F\beta}$ 是考虑沿齿宽方向载荷分布不均匀对齿面接触应力和齿根应力影响的系数。

② 在通过公认的计算方法确定了齿面修形量的情况下，可预先设定齿向载荷分布系数。应考虑到风力发电机组特殊的运行工况对载荷分布的影响（低转速时的局部载荷和高转速时的极限载荷）。 $K_{H\beta}$ 的计算值应不小于 1.15。计算得到的理论齿面载荷分布应与风力发电机组运行一段合适时间后的实际接触斑点进行对比。

(5) 齿间载荷分配系数 $K_{H\alpha}$ 和 $K_{F\alpha}$

① 齿间载荷分配系数 $K_{H\alpha}$ 和 $K_{F\alpha}$ 是考虑同时啮合的各对轮齿间载荷分配不均匀影响的系数。对风力发电机组传动系统中的齿轮，如果其精度满足本章 7.4.4.1 节中的有关要求， $K_{H\alpha}$ 和 $K_{F\alpha}$ 可取为 1.0。同一时间有多对齿轮啮合时，齿间载荷分配系数应根据 GB/T 3480 或其它等效标准确定。

7.4.4.4 疲劳强度分析

(1) 齿轮的疲劳强度分析按 GB/T 3480 进行。接触强度计算的寿命系数 Z_{NT} 和弯曲强度的寿命系数 Y_{NT} 在循环次数 $N_L=10^{10}$ 时均取为 0.85。

(2) 扭矩载荷谱 (LDD) 的应用

- ① 应使用载荷谱建立应力谱，在应力谱中对每一载荷增量都要计算齿根应力和齿面压力。
- ② 因为齿轮箱的动载荷已包含在载荷谱中，计算应力时不必考虑使用系数 K_A 。
- ③ 获得的应力谱应乘以表 7.4.4.1 中的安全系数，并用 Palmgren/Miner 理论计算损伤累积，Palmgren/Miner 损伤总和应小于或等于 1。

(3) 等效力矩的应用

- ① 根据载荷谱，可分别计算齿根和齿面的损伤等效力矩，计算方法应按本社接受的规范/标准；
- ② 应利用本节 7.4.4.4 (2) ① 中两个值中的较大值，并考虑表 7.4.4.1 中的安全系数，对齿根断裂强度和齿面点蚀强度进行疲劳极限分析；
- ③ 强度值应符合本社接受的规范/标准的有关规定；
- ④ 因为齿轮箱的动载荷已包含在载荷谱中，计算应力时不必考虑动态放大因子 K_A 。

7.4.4.5 静强度分析

- (1) 静强度分析应以本规范第 2 章中在齿轮箱上产生最大扭矩的载荷情况为基础。
- (2) 轮齿齿根和齿面的应力应不大于其抗齿根断裂和齿面点蚀的静强度值，且应考虑表 7.4.4.1 给出的安全系数。
- (3) 按本社接受的规范/标准确定静强度值。

7.4.4.6 胶合承载能力计算

- (1) 齿轮箱生产厂应与风力发电机组制造商共同协商决定采用何种方法或标准对齿轮副进行胶合承载能力分析。
- (2) 本社推荐采用 GB/Z 6413.1 进行分析计算，计算后的安全系数应予以记录。
- (3) 只能使用具有适当添加剂的齿轮油。胶合分析的输入值包括测试力矩与润滑油的 FZG 等级。

7.4.5 轴及其连接件的强度分析

7.4.5.1 一般原则

- (1) 所有的轴均应进行疲劳强度和静强度分析。连接件（如键、伸缩接头）一般可仅进行静强度分析。
- (2) 分析应按本社接受的规范/标准进行。

7.4.5.2 疲劳强度分析

- (1) 如能够得到典型载荷谱，按本规范 5.3.4.2 (3) 进行疲劳分析。
- (2) 亦可利用疲劳极限按本规范 5.3.4.2 (2) 进行简化的疲劳分析计算，计算中应使用额定载荷，并考虑应用系数的影响。理论安全系数 S 应不小于最小安全系数 $S_{\min}=1.2$ ，且应考虑同时承受弯曲、拉伸/压缩和扭转的影响。

7.4.5.3 静强度分析

- (1) 静强度分析应以本规范第 2 章规定的最大载荷情况为基础。
- (2) 零部件的载荷相对于材料的屈服点应考虑 $\gamma_M=1.1$ 的安全系数。

7.4.6 其它验证

7.4.6.1 齿轮箱轴承的设计、计算和认证文件应满足本章 7.3 节的有关要求。

7.4.6.2 传输功率的螺纹连接件应进行强度分析。

7.4.6.3 如果齿轮箱箱体、扭力臂和行星架等在功率传输中起重要作用（如轮毂直接安装在齿轮箱输入轴上，箱体要承受叶片载荷），则应对其按本规范 5.3 节进行疲劳强度和静强度分析和/或变形分析，还应考虑这些元件变形时对啮合齿轮和轴承的影响。如轮毂直接安装在齿轮箱输入轴上，箱体要承受风轮载荷时，应对箱体进行强度或变形的有限元分析。

7.4.7 齿轮箱试验和检验

7.4.7.1 齿轮箱应按 GB/T 19073 进行试验和检验。

7.4.7.2 齿轮箱应在其制造厂进行试验。大批量生产的齿轮箱的出厂试验应在额定负载下持续数小时。详细的试验计划可由风力发电机组制造商和齿轮箱制造商共同议定。试验结束后，应更换齿轮箱内的润滑油。

7.4.7.3 新型齿轮箱必须在试验台上进行原型样机测试，测试前应向本社提交详细的测试项目，且明确指出在系列测试中略去的项目，并记录在原型样机测试文件中。

7.4.7.4 除原型样机测试外，新型齿轮箱还应在风力发电机组上进行实机测试，测试程序应经本社同意。

7.4.7.5 原型样机试验成功后，对批量生产的同一型号齿轮箱，其测试项目可缩减到只测试与产品质量有关的项目。

7.4.8 磨合期

7.4.8.1 风力发电机组齿轮箱应在低负载下进行一段时期的磨合。在磨合期内，应利用控制系统限制风轮的输出功率，如没有发生任何故障，则可将齿轮箱的负载增加至全负载后运转数小时，并对其持续检测。磨合期内，应严密监测润滑油和轴承的温度，润滑系统应保持正常运行。

7.4.8.2 长时间停机后再启动时，应对输出功率进行限制。

7.4.9 齿轮箱手册

7.4.9.1 齿轮箱制造厂应以手册的形式，为齿轮箱的运输、安装和操作等提供有关的保养、监测和预防措施说明，使其能够达到预期的设计寿命。

7.4.9.2 齿轮箱手册应至少包括下列内容：

- (1) 允许使用的润滑油的性质及特性值；
- (2) 润滑油分析（包括洁度）与更换的周期；
- (3) 维护保养说明。此项还应纳入《风力发电机组保养手册》；
- (4) 运行参数及相应的极值；
- (5) 齿轮箱安装说明；
- (6) 齿轮箱运输注意事项；
- (7) 超过半年以上的储存方式说明。

齿轮输入数据表

表 7.4.4.2

齿轮箱					证书 编号				
制造厂					级数				
风力发电机组					齿轮级数 <input type="checkbox"/>	行星级数 <input type="checkbox"/>			
额定功率	P			kW	行星轮数量				
额定转速	n			1/min	载荷分布系数	K_v			mm
使用系数 K_A				—	动载系数	K_v			—
齿向载荷分布 系数	$K_{H\beta}$			—	齿间载荷分配 系数	$K_{H\alpha}$			—
	$K_{F\beta}$			—		$K_{F\alpha}$			—
几何参数		小齿轮	大齿轮		刀具参数		小齿轮	大齿轮	
齿数	z			—	变位系数	x			—
法向模数	m_n			mm	刀具齿顶半径系数	ρ_{a0}^*			—
法向压力角	α_n			°	刀具齿顶高系数	h_{a0}^*			—
中心距	a			mm	刀具齿根高系数	h_{fp0}^*			—
螺旋角	β			°	刀具凸台量	pr			mm
齿宽	b			mm	圆柱齿轮基本 齿条压力角	α_{pr}			°
齿顶圆直径	d_a			mm	加工余量	q			mm
齿根圆直径	d_f			mm	所用齿根高系数	h_{fp0}^*			—
润滑油参数					刀具尺度	$Bz0$			mm
运动粘度 40℃	ν_{40}			mm ² /s	精 度				
运动粘度 100℃	ν_{100}			mm ² /s	GB 精度等级	Q			—
油温	δ_{Oil}			℃	精度/公差系列				
FZG 等级				—	齿面平均峰谷 粗糙度	R_{aH}			μm
材料数据					齿根平均峰谷 粗糙度	R_{aF}			μm
材料型式					初始啮合齿向 误差	$F_{\beta x}$			μm
接触疲劳极限	σ_{Hlim}			N/mm ²	基节误差	f_{pe}			μm
弯曲疲劳极限	σ_{Flim}			N/mm ²	齿形误差	f_f			μm
表面硬度				HV	日期: 签 名:				
中心硬度				HV					
热处理方法				—					

第5节 机械制动和锁定装置

7.5.1 一般要求

7.5.1.1 本节适用于风轮和偏航系统的制动和锁定装置。

7.5.1.2 传动系统中与机械制动设计有关的力矩见图 7.5.1^①。

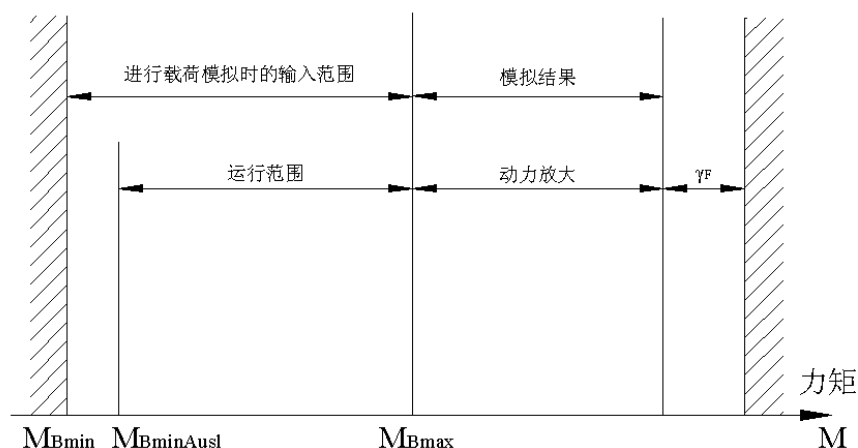


图 7.5.1 传动系统中相关力矩示意图

7.5.1.3 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 整个机械制动系统的安装图，总体布置图，液压、气压、电气设备的线（管）路图，以及在功率传输过程中起重要作用的零件图；
- (2) 设计载荷情况及由此产生的制动力矩的情况汇总表；
- (3) 设计计算应以制动装置制造商提供的数据为基础，个别情况下需进行附加计算（如弹簧计算、螺纹计算等）；
- (4) 所用刹车片的摩擦系数、热稳定性、刹车片材料和磨损特性等详细数据表。

7.5.2 设计原则

7.5.2.1 应按本规范第 9 章的有关要求确定制动系统和锁定装置的性能数据并进行系统工程设计。

7.5.2.2 制动装置应设计成其一旦投入工作，即能将风轮安全地减速到静止状态。

7.5.2.3 制动装置工作时制动力矩应达到所要求值。制动开始产生的减速力矩应不致相关零部件产生过应力（尤其是风轮叶片、风轮轴、叶片连接件、轮毂等）。

7.5.2.4 制动装置表面应有防护罩或类似的设施加以保护，使其免受不利的影响（如润滑油渍、刹车片破碎飞出等）。

7.5.2.5 应提供一个磨损指示器，以便刹车片过度磨损时能及时关闭风力发电机组。

7.5.2.6 弹簧驱动的制动装置应能将弹簧力自动调节到最小值。

7.5.2.7 对压力驱动的制动系统，在没有动力供给的情况下，制动装置应至少能将风轮锁定 5 天。

7.5.2.8 偏航系统和传动系统的锁定装置应设计成操作可靠，且置于易到达之处，方便维修。

① 1) M_{Bmin} 系符合本规范 9.4.3.1 节确定的功能要求所需的最小制动力矩。

2) 在风力发电机组的载荷模拟中，把所需最小制动力矩 M_{Bmin} 和最大实际制动力矩 M_{Bmax} 当作输入参数。

3) 机械制动力矩的运行范围易受接触压力和摩擦系数变化造成波动的影响，运行范围在最小设计制动力矩 $M_{BminAusl}$ 和最大实际制动力矩 M_{Bmax} 之间变化。

4) 在制动过程中，由于动力放大，将在传动系统中产生一个大于最大实际制动力矩 M_{Bmax} 的力矩，还应乘以按本规范 2.3 节选取的局部安全系数 γ_F 。

7.5.3 载荷

7.5.3.1 计算制动装置的最小制动力矩 M_{Bmin} ，应考虑下列因素：

- ① 扭矩（制动过程中的风轮驱动力矩）的设计值；
- ② 整个传动系统的质量惯性矩；
- ③ 制动扭矩达到最大值的延迟时间；
- ④ 合适的制动时间。

7.5.3.2 计算最小设计制动力矩 $M_{BminAusl}$ 和最大实际制动力矩 M_{Bmax} 时，应考虑下列因素：

- ① 摩擦系数的波动；
- ② 接触压力的波动；
- ③ 发热和磨损。

7.5.3.3 偏航系统的制动装置应按控制系统的要求设计。

7.5.3.4 设计时应考虑由磨损造成的制动力减小。

7.5.3.5 变桨系统、风轮和偏航系统的锁定装置在下列情况下应能锁定风轮叶片、风轮和机舱。

- ① 年极端风速 EWM_1 ；
- ② 年极端运行阵风 EOG_1 。

7.5.4 计算

7.5.4.1 通常，可采用常规分析方法进行制动计算。应采用最大实际制动力矩 M_{Bmax} 进行强度分析。

7.5.4.2 验证时应提供下列资料：

- (1) 型号和结构；
- (2) 弹簧特性（仅适用于弹簧制动器）；
- (3) 对于液压和气动制动器：工作压力、蓄能器形式、压力介质的体积、泄漏率；
- (4) 刹车片的磨损特性；
- (5) 刹车片和刹车轮/盘材料之间的动态磨擦系数；
- (6) 刹车片和刹车轮/盘材料之间的最小、最大动磨擦系数；
- (7) 刹车片和刹车轮/盘材料之间的静态磨擦系数（如适用时）。

7.5.4.3 计算应包括：

- (1) 确定最小设计制动力矩 $M_{BminAusl}$ ；
- (2) 计算最大实际制动力矩 M_{Bmax} ；
- (3) 用运行范围内的最小有效制动力矩验证刹车过程中没有超过许用温度；
- (4) 功率传输部件的强度分析（螺栓连接、刹车盘、支架等）。

7.5.4.4 制动力矩应满足下列条件：

$$\frac{M_{BminAusl}}{1.1} \geq M_{Bmin}$$

第6节 联轴器

7.6.1 一般要求

7.6.1.1 本节适用于传动系统中的联轴器。

7.6.1.2 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 所有扭矩传递部件的安装图和零件图、零件清单（注明零件材料）；
- (2) 所有扭矩传递部件的强度分析报告；
- (3) 滑动式离合器（如有时）的性能测试记录。

7.6.1.3 功率传输中的金属联轴器一般选用钢或锻钢材料。如采用其它金属材料，整个设计应经本社同意。通常情况下，应仅使用通过定型试验的联轴器。

7.6.1.4 联轴器载荷情况

- (1) 设计或选择联轴器时，应考虑其额定力矩、极限力矩和交变力矩；
- (2) 风力发电机组在正常稳态条件下出现的最大力矩，设计中可将其作为联轴器的额定力矩，联轴器应能连续传递此力矩；
- (3) 非正常运行条件下（如发电机短路时的力矩，由制动器动作产生的制动力矩）产生的极端力矩，设计中可将其作为联轴器的最大力矩。不需要联轴器连续传输最大力矩，但出现最大力矩时不应导致联轴器损坏。如采取措施（如用滑动式离合器）使最大力矩值减小，则此减小的值可用于联轴器设计；
- (4) 应考虑风轮和传动机构可能引起的交变力矩，并按本节 7.6.2 的要求完成评估交变力矩的计算。

7.6.2 计算

7.6.2.1 联轴器的设计应符合本社接受的规范/标准的有关规定。

7.6.2.2 当额定和最大扭矩确定后，可按下述方法对扭振进行评估：

- (1) 系统一阶扭转固有频率简化评估（作为一个双质量系统考虑）；
- (2) 如预计在工作转速范围内会发生共振，应进行强迫扭转振动计算。如主激振频率在工作转速范围内与双质量系统的计算固有频率重合，应考虑发生共振的情况。如激振来自机械装置本身，亦可用类似的方法加以考虑；
- (3) 对强迫扭转振动计算，激振力矩一般可设定为平均力矩的一个百分数。对风轮激振，其设置值不应大于传递平均力矩的 10%。对强迫扭转振动计算，也可采用双质量系统。

7.6.2.3 对所有扭矩传递部件，应提交强度分析、疲劳分析和周期性扭矩波动下的应力分析，计算时应考虑轴向偏差、径向偏差和角向偏差。

7.6.2.4 总强度分析应以根据本规范第 2 章设计载荷得出的最大力矩为基础，按本规范第 5 章进行。

7.6.2.5 疲劳分析应以本规范第 2 章确定的疲劳载荷为基础，按本规范第 5 章进行。

7.6.3 其它

7.6.3.1 所选择的材料应能够抵抗环境的影响。应对柔性联轴器采取保护措施，以防止润滑油或其它类似材料（如液压油）对其造成的损伤。

7.6.3.2 万向联轴器和细长比 $\lambda=L/D \geq 1$ 的其它刚性联轴器必须进行动平衡试验。

式中：L——联轴器轴向总长；

D——联轴器最大直径。

7.6.3.3 如使用了橡胶元件，应根据本章 7.7 节对其进行验证。

7.6.3.4 应考虑刹车片（如有时）对非金属部件的温度影响（如火灾对联轴器橡胶件的损坏）。

第7节 弹性支撑

7.7.1 一般要求

7.7.1.1 本节适用于风力发电机组中的弹性支撑。

7.7.1.2 弹性支撑的设计和使用应考虑下列因素：

- (1) 弹性支撑用以降低作用在部件上的振动、移动或冲击。必要时，可使用弹性支撑。
- (2) 弹性支撑的性能不仅受结构力学（如载荷的形式、振幅和频率、加载序列）的影响，还受制造和加工工艺及外界因素的强烈影响。
- (3) 弹性支撑的设计应便于对其进行检验和必要时的更换。

(4) 为防止弹性支撑过早老化, 应选取能够经受外部环境、工作介质(如泄露的润滑油和腐蚀性介质)及其蒸气影响的弹性体, 否则, 风力发电机组的设计应保证弹性支撑不会与这些物质接触。

(5) 使用弹性支撑时, 应充分考虑弹性支撑安装位置的常见环境条件(如温度、湿度等)。

(6) 由于弹性体承受动态载荷, 其内部温度高于安装位置的环境温度, 因此应注意到可能超过其允许的环境温度。

(7) 弹性支撑应能承受压缩和/或剪切负荷。

(8) 由于弹性支撑承受动态载荷, 应每年度予以外部检查。

7.7.1.3 应向本社提交下列技术文件:

(1) 极限载荷和疲劳载荷分析报告。

(2) 对力的分布起重要作用的弹性支撑, 应提交其分析报告和技术资料, 这些弹性支撑包括:

① 传动系统中风轮部件的弹性支撑;

② 连接机舱盖和主机架的弹性支撑(简化分析);

③ 变桨系统的部件和供给单元的弹性支撑(简化分析)。

(3) 弹性支撑安装图, 剖面图(如适用时), 包括零件清单。

(4) 对弹性支撑在力分布中所处位置的描述。

(5) 所用弹性支撑或弹性体的规格及参数表, 指明其物理性能(如硬度、密度)、机械性能(如允许载荷形式)、允许工作条件、允许环境条件以及耐化学性; 参数表中应给出弹性体或整个衬套的强度参数(如抗拉强度、撕裂强度, 屈服应力、许用压力)和变形参数(最大负荷和屈服应力下的应变, 撕裂时的伸长率)。

(6) 弹性支撑的载荷—变形图。

(7) 对弹性支撑在 -20°C — $+50^{\circ}\text{C}$ (至少是 -20°C 、 $+23^{\circ}\text{C}$ 和 $+50^{\circ}\text{C}$)范围内, 或其安装位置可能达到的极端温度下, 承受典型载荷时的弹性特性的描述。

(8) 弹性支撑的流动特性。

(9) 如将试验作为参考, 则应提交对试验的描述。

7.7.2 载荷

7.7.2.1 计算弹性支撑的负载时, 设计载荷按本规范第2章确定。

7.7.3 强度分析

7.7.3.1 弹性支撑应具有足够的安全性, 以承受极限载荷和疲劳载荷。

7.7.3.2 如极限载荷分析和疲劳载荷分析是借助于试验结果进行的, 则应以合理的形式提交试验程序和试验结果。

7.7.3.3 弹性支撑的试验结果转换成实际应用时, 应指明所设定的折减系数。

7.7.3.4 强度分析应考虑弹性支撑安装位置的常见环境条件(如温度、湿度等)。如有必要, 对各种环境条件应进行多种分析, 环境条件应在分析中予以注明。

7.7.3.5 强度分析还应考虑弹性支撑安装位置的罕见环境条件, 并应在分析中予以注明。

7.7.3.6 弹性支撑经常与其它连接弹性体和被连接件(如带有固定螺钉的圆轴承)的材料结合。在这种情况下, 应对该结构进行验证。对整个部件进行计算分析(本规范第5章规定的分析除外), 如采用有限元方法时, 应考虑弹性体的材料非线性^①。

7.7.4 附加验证

7.7.4.1 螺纹连接件对力的分布起重要作用时, 应对其进行强度分析。

① 对弹性体寿命的确定, 目前还没有一套行之有效的计算标准, 因为弹性体的动态特性通常强烈依赖于:

频率; 环境条件; 平均载荷和; 表面积和体积的关系。

由于这些原因, 在进行强度分析时, 经常要利用试验所得出的发现或结果。

第8节 偏航系统

7.8.1 一般要求

7.8.1.1 本节适用于风力发电机组电力驱动的偏航系统。

7.8.1.2 应将下列技术文件提交本社审批：

- (1) 通常伺服电机和齿轮箱是批量生产件，应提供这两个部件的型号数据单；
- (2) 对非批量生产的齿轮箱，应提供装配图、零件图及轮齿强度分析报告；
- (3) 为评估驱动小齿轮和传动环，应提供驱动小齿轮和传动环的零件图、轮齿强度分析报告、小齿轮轴及其轴承的验证；
- (4) 提供偏航系统驱动小齿轮和传动环间所用的润滑油说明书；
- (5) 有关机舱轴承要求的文件按本章第 3 节的规定，偏航系统制动器的认证文件按本章第 8 节的规定；
- (6) 对被动偏航的风力发电机组，尚应提供尾舵的总装图、静强度验证报告。本社认为必要时，应提交按本规范第 5 章要求的疲劳强度分析报告。

7.8.2 设计原则

7.8.2.1 对主动偏航的风力发电机组，机舱跟踪风向所需的转动力矩应由组具有齿轮箱的伺服电机提供。扭矩应通过一个驱动小齿轮传输到固定在塔顶的传动环上。

7.8.2.2 机舱可用滑动轴承或用滚动轴承支撑在塔顶上。机舱的旋转运动可制动。制动可用制动闸或通过制动块与固定在塔顶或机舱的制动盘相互作用实现。

7.8.2.3 为防止轮齿承受交变应力过早损坏，一般应提供一套长期作用稳定不变的剩余制动力矩阻止机舱摆动，以免引起轮齿承受交变应力。该制动力矩必须大于由于风轮的质量偏心 and 气动偏心引起的偏航力矩的矢量和。

7.8.2.4 设计偏航驱动时应考虑本节 7.8.1.3 所述的剩余制动力矩。

7.8.2.5 偏航系统应设有锁定装置。在对偏航系统进行保养和维修时，锁定装置应锁住偏航系统，以免伤人。不必将锁定装置永久安装在偏航系统上，也可以采用外部锁定，随时安装。

7.8.2.6 应设有适当的集油盘，以收集从偏航齿轮和机舱轴承处泄露的润滑油。

7.8.2.7 对于用尾舵或侧风轮偏航的机组，其试验范围应经本社同意。

7.8.3 载荷

7.8.3.1 进行偏航系统的负载计算时，设计载荷按本规范第 2 章确定。

7.8.3.2 应考虑轴承的静摩擦力矩和动摩擦力矩。对疲劳分析，应使用载荷分布的载荷谱，对有偏航系统运行和无偏航系统运行应该有所区别。

7.8.3.3 按本规范第 2 章载荷情况确定机组尺寸的设计载荷，并进行静强度分析，静强度分析按有偏航系统运行和无偏航系统运行的两种工况进行。

7.8.3.4 对静强度分析，可取使用系数 $K_A=1.0$ 。

7.8.3.5 确定每个轮齿在偏航过程中出现的载荷循环数时，应以本规范 5.3.4.2 节规定的方法为基础。一般情况下，可采用载荷循环数为 10^6 。

7.8.4 强度分析

7.8.4.1 齿轮承载能力验证

- (1) 驱动小齿轮和传动环及齿轮箱的轮齿强度分析应以 GB/T 3480 或本社接受的其它规范/标准为基础；
- (2) 应提供抗齿根断裂、抗齿面点蚀的疲劳强度和静强度分析报告；

- (3) 齿根和齿面的强度分析，按本章 7.4.4.4 和 7.4.4.5 的要求进行；
- (4) 疲劳强度分析，安全系数按表 7.8.4.1（1）选取；
- (5) 静强度分析，安全系数按表 7.8.4.1（2）选取；

疲劳强度分析的安全系数		表 7.8.4.1（1）
齿面抗点蚀安全系数 S_H		≥ 0.6
齿根抗断裂安全系数 S_F		≥ 1.0

静强度分析的安全系数		表 7.8.4.1（2）
齿面抗点蚀安全系数 S_H		≥ 0.6
齿根抗断裂安全系数 S_F		≥ 1.2

7.8.4.2 轴和连接件

- (1) 对偏航驱动的输出轴和连接件，应提交其疲劳强度和静强度分析报告。其分析按本社接受的规范/标准进行。
- (2) 应提交对箱体和主动齿轮架的分析报告。如适用时，应通过静态试验进行极限载荷验证。
- (3) 螺纹连接件对力的分布起重要作用时，应对其进行强度分析。

7.8.4.3 轴承

- (1) 机舱轴承的计算按本章 7.3 节的要求进行。
- (2) 密封装置应妥善布置，或对其进行保护，以免遭受常见环境条件的损害^①。
- (3) 应证明机舱轴承、齿轮啮合处（如适用时）具有充足的再润滑并能排除旧润滑油，在滚子和滚道面之间形成一层合适的油膜。如果通过一定间隔期的保养不能做到这点，那么应设置自动再润滑系统。

7.8.4.4 偏航制动

- (1) 偏航制动的计算应满足本章 7.5 节的要求。
- (2) 如果根据系统概念需提供一个长期稳定不变的制动力矩，则应保证在动力供应失效的情况下，制动不会失灵。

7.8.4.5 附加验证

- (1) 偏航系统为电力驱动时，应考虑本规范第 8 章的有关要求。
- (2) 液压系统的验证按本章 7.9 节的有关要求进行。
- (3) 驱动器和制动器的设计应进行相应的功能验证。

第9节 液压系统

7.9.1 一般要求

7.9.1.1 本节适用于控制系统（如偏航运动、叶片变距调节）或安全系统（例如失效状态下叶片变距调整和风轮制动）所必需的液压系统。

7.9.1.2 应向本社提交如下技术文件：

- (1) 液压原理（逻辑）图；
- (2) 显示液压系统驱动阀门的电路图（电液控制和调节系统设计）；
- (3) 与安全性有关的部件的数据表；
- (4) 驱动器（如活塞直径、活塞杆的稳定计算、作用在液压伺服马达上的力矩、活接头和杆的设计）、蓄能器、油管、软管和阀门（如流速和反应时间）的计算和数据；

^① 应能在已安装好的条件下，对机舱轴承的密封装置进行更换。

(5) 液压站的设计技术数据（蓄能器体积、过滤器、压力限制、液面控制等）；

(6) 滤器的数据；

(7) 如所用部件（如软管、蓄能器）的使用寿命小于风力发电机组的设计寿命，则应对这些部件的使用寿命进行详细说明。

7.9.1.3 材料

(1) 功率传递组件中的液压件所用材料应能承受预定的动载荷；

(2) 应采用无缝钢管作导管。符合本社接受标准的高压软管，亦可用作柔性管路连接件；

(3) 螺纹管路连接结构组件应通过试验证明能保证所要求的密封和承受运行中出现的动载荷。(4)

对所有不是用防腐材料制成的部件，应提供防腐蚀保护系统。

7.9.2 设计和制造

7.9.2.1 液压系统的设计和结构应符合本社接受的规范/标准。

7.9.2.2 液压系统设计时应考虑下述因素：

(1) 合适的组件（泵、管路、阀门、驱动器、蓄能器）尺寸，以保证其所需的时间响应、速度响应和作用力；

(2) 运行期间，在液压组件中出现引起疲劳损伤的压力波动；

(3) 操纵功能与安全系统功能完全分开；

(4) 液压系统应按失效-安全原则设计，即在卸压或液压失效情况下，系统仍处于安全状态；

(5) 如液压执行机构（如风轮制动机构、桨距调节机构）只有靠液压压力才能完成其安全功能，则液压系统应设计成当泵或阀的动力供给失效情况下，仍能使风力发电机组保持安全状态 5 天。

(6) 安装时工作的天气条件的影响（润滑油和液压油粘度、可能的冷却、加热等）；

(7) 泄漏不应对系统功能产生有害影响。如出现泄漏，应能被探测，并能对风力发电机组进行相应的控制；

(8) 如执行机构在液压动作下沿两个方向移动，则应总是“液压加载”式；

(9) 布置管路时，应考虑组件可能相互移动，由此使管子承受动载荷。

(10) 所有部件应设有适当的保护措施，以防在确定尺寸时没有考虑到的意外载荷，例如，人站在管路上的重量。

(11) 应设有足够大的集油盘，以保证在液压系统发生泄露时，液压油流入集油盘，而不对环境造成污染。

第8章 电气系统

第1节 一般规定

8.1.1 适用范围

8.1.1.1 本章适用于风力发电机组中的发电、变电、配电设备及其相关的电气/电子控制设备。主要包括电机、变压器、电力电子变流器、开关和保护装置、电线和电缆、并网装置以及充电设备和储能蓄电池等。

8.1.1.2 为保证风力发电机组的安全运行，电气系统的设计应满足本章的要求。

8.1.1.3 本章不包括风力发电机组的电力汇集系统。

8.1.2 定义

除另有规定外，本章有关定义如下：

8.1.2.1 电气设备系包括发电、变电、输电、配电和用电的器件，例如电机、电器、变压器、测量仪表、保护装置、电气用具等。

8.1.2.2 电子设备系指主要由电子器件和元件构成电路的电气设备。

8.1.2.3 IP^①代码 系为表明外壳防止固体异物或水进入的防护等级以及与这些防护有关的附加信息的代码系统。

8.1.2.4 过电流系指超过额定值的任何电流。对于导线而言载流量即是其额定值。

8.1.2.5 短路电流系指由于短路故障或错误连接造成短路时的一种过电流。

8.1.2.6 工作制（电机）系指对电机所承受的一系列负载状况的说明，包括起动、电制动、空载、停机和断能及其持续时间和先后顺序等。

8.1.2.7 电力电子变流器系指由电力电子器件构成的变流装置，连同变压器、滤波器（如有时）、开关及其他辅助设备（如有时）组成。主要用于变流的运行设备，如用于整流、逆变、变频和斩波的设备。

8.1.2.8 电磁兼容性系指设备或系统在其电磁环境中能正常工作且不对该环境中任何事物构成不能承受的电磁骚扰的能力。

8.1.2.9 电磁骚扰系指任何可能引起装置、设备或系统性能降低或者对有生命或无生命物质产生损害作用的电磁现象。

8.1.2.10 电磁干扰(EMI)系指电磁骚扰引起的设备、传输通道或系统性能的下降。

8.1.2.11 谐波（分量）系指一个周期量的傅里叶级数中次数高于1的分量。

8.1.2.12 相对谐波含量系指谐波含量的方均根值对交流量的方均根值之比。

8.1.2.13 开关器件系指用来接通或断开一个或几个电路电流的器件。

8.1.2.14 失效^②（电气设备）系指执行某项规定功能的能力的终结。

8.1.2.15 故障^③系指不能执行某项规定功能的一种特征状态，其不包括在预防性维护和其它有计划的行动期间以及因缺乏外部资源条件下不能执行规定功能的情况。

① 1) IP 是 International Protection（国际防护）的缩写。

2) IP 代码由代码字母 IP、第一位特征数字、第二位特征数字以及附加字母、补充字母组成（附加字母、补充字母可省略）。

② 1) 失效后，该功能项有故障。

2) “失效”是一事件，区别于作为一种状态的“故障”。

3) 本概念作为定义，不适用于仅由软件组成的功能项。

4) 在实践中，故障和失效常常被同义使用。

③ 故障经常作为功能项本身失效的结果，但也许在失效前就已经存在。

电力汇集系统（风力发电机组）系指汇集风力发电机组电能并输送给电网升压变压器或电负载的电气系统。

8.1.2.16 带电体系指正常工作时带电压的导线或导电体。

8.1.2.17 端子系指提供器件与外部电路进行电气连接的一种导体件。

8.1.3 技术文件

8.1.3.1 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 各种电气设备的一般功能说明和维护说明书；
- (2) 包括主电路和辅助电路并带有短路和过电流保护装置的总电路图；
- (3) 控制设备的数据和功能说明；
- (4) 监控器件和电气测量设备的简介和功能说明；
- (5) 含有全部重要电气设备包括所用的传感器和限位开关的设计和制造数据的部件表；
- (6) 带有电缆和配线截面及负载电流数据的电缆敷设图（如这些数据没有包含于总电路图时）；
- (7) 有关应急电源系统、火警系统和其他电气设备（如滑环图）等资料图纸；
- (8) 功率超过 50kW 的发电机的图纸、维护说明书以及常规试验和发热试验记录。
- (9) 如果系统中涉及到电力变压器和/或中压设备，则下列文件应单独送审：
 - a) 电力变压器的型式试验记录。
 - b) 中压设备的型式试验记录。

第2节 电气系统、设备及元器件设计的一般原则

8.2.1 标准

8.2.1.1 风力发电机组的电气系统，包括所有的电气、电子设备和元器件应符合本社接受标准的规定。

8.2.1.2 风力发电机组中若有额定电压超过 1000V(交流)或 1500V(直流)的电路，制造商应提供所采用的设计标准。

8.2.2 安全要求

8.2.2.1 电气系统的设计应保证风力发电机组在所有正常和极端的外部条件下运行和维修时，对人、畜的危险以及对风力发电机组和外部电气系统的可能损害减至最小。

8.2.2.2 电气设备的设计必须保证设备在按规定条件使用时，不会发生任何危险。设备应能承受正常使用中可能出现的物理和化学作用的影响，并要求其性能保持在令人满意的水平。

8.2.2.3 应按照 GB14821.1 或 IEC60364-4-41 标准采取电击防护措施，防止直接或间接接触带电体。

8.2.2.4 应根据本规范第 10 章的要求，对风力发电机组及其电气系统采取防雷保护措施。

8.2.3 运行和环境条件

8.2.3.1 所有电气设备和元器件应依据风力发电机组安装场地预定的环境和运行条件进行设计。

8.2.3.2 当实际环境和运行条件与规定范围不符时，供方和用户应达成附加协议。

8.2.4 承载能力

8.2.4.1 电气系统的设计应考虑风力发电机组所产生的功率的波动性质。

8.2.4.2 电气设备应有能承受一定的过负载而又不危及安全的能力。

8.2.5 材料的选择

8.2.5.1 应采用能够承受规定使用条件下可能出现的物理和化学作用的材料。

8.2.5.2 凡是由于材料老化可能使设备性能降低而影响安全的部位，应选用有足够耐老化能力的材料。

8.2.5.3 凡是由于腐蚀可能影响设备安全的部位，应选用有足够抗腐蚀能力的材料，或采取足够的抗腐蚀措施。

8.2.5.4 电气设备的绝缘材料应具有良好的绝缘性能，并有良好的耐热性。绝缘要有一定的安全系数，以承受各种原因所造成的过电压。

8.2.6 电气接线和电气连接

8.2.6.1 电气接线和电气连接必须可靠，所需要的连接手段如接插件、连接线、接线端子等，必须能承受所规定的电（电压、电流）、热（内部或外部受热）、机械（拉、压、弯、扭等）和振动的影响。

8.2.6.2 特别容易造成危害的部位应通过位置排列、结构设计或附加装置加以保护。

8.2.6.3 母线和导电或带电的连接件，按规定使用时，不应发生过热、松动或造成其他危险的变动。

8.2.7 外壳防护

8.2.7.1 为防止固体异物或水进入设备而造成有害影响，或防止人体接近设备的危险部件，对发电机、电动机、开关装置、控制器等设备应按照 GB4208 或 IEC60529 标准，至少提供下列等级的外壳防护：

干燥的运行地区——IP21

潮湿的运行地区——IP43

室外装置——IP55

8.2.7.2 不论风力发电机组运行状况如何，设备的防护等级应在安装的结构中予以保证。在评价防护等级时，可以考虑机舱罩和其他防护措施。

8.2.8 电气系统的保护

8.2.8.1 风力发电机组电气系统保护装置的设计应符合 GB/T5226.1 或 IEC60364 的有关规定。

8.2.8.2 电气系统电路中的电流如会超过元件的额定值或导线的载流能力，应配置过电流保护器件。动力电路的过电流保护器件包括熔断器和断路器，也可采用为降低或限制受保护电路中的电流而设计的电子器件。

过电流保护器件的分断能力应不小于其安装处预定的短路电流。

8.2.8.3 为防止由于雷电或开关浪涌引起的过电压，应提供过电压保护器件，过电压保护应按照 IEC61312-1 的要求设计。

应设定保护的极限值，使传输到电气设备的任何过电压不超过该设备绝缘等级的极限。

8.2.8.4 对正常运行中可能达到异常温度以致引起危险情况的发热器件或其它电路，应提供适宜的检测方法，以启动适当的控制响应。

8.2.8.5 风力发电机组的设计应包括一个本机的接地体系统，以满足电气设备的正确运行和防雷的要求。在设计文件中应说明可以满足接地体系统所需要的土壤条件的范围。

接地装置的设备选择和安装（接地体、接地线、主接地端子和连接板）应符合 IEC60364-5-54 的规定。

任何工作在 1000V(交流)或 1500V(直流)以上的电气系统，为了方便维护均应接地。

8.2.9 电磁兼容性（EMC）

8.2.9.1 风力发电机组电气系统的电磁兼容性应符合 IEC61000 标准，包括 IEC61000-3-2、

IEC61000-3-3、IEC61000-4-2、IEC61000-4-3、IEC61000-4-4、IEC61000-4-5 等的有关规定。

8.2.9.2 风电机组电气设备自身产生的电磁干扰，不应超过相关设备标准及电磁兼容性有关文件所规定的电平。

可采取下列措施使电气设备自身产生的干扰减至最小：

(1) 在信号源处，采用电容器、电感器、二极管、齐纳管、压敏电阻、有源器件或这些元件组合使用；

(2) 设备采用有电气连接的导电护壳作屏蔽，以此构成对其他设备的隔离；

(3) 消除不应有的静电效应，发射电磁能和负荷馈线产生的干扰，如采用合适的滤波器和布线形式，选用合适的电平等。

8.2.9.3 可采取下列措施降低设备上的干扰效应：

(1) 接参考电位电路或公共连接，每个公共连接自成体系，且连接到各自的中心参考点上，并将其用大截面绝缘导线连接到地；

(2) 设备各部分的所有机架连接到公共点，并在滑动件与外壳间使用大截面编织导线连接，机架连接线应尽量简短；

(3) 对于信号传输，宜采用静电屏蔽、电磁屏蔽、绞合线和定向走线等，以保证低电平信号的布线不受控制电缆或动力电缆的干扰影响；

(4) 把灵敏的设备（带有脉冲或低电平工作元件）同一些开关设备（电磁继电器、晶闸管等）分离、屏蔽或分离加屏蔽。低电平信号布线与控制电缆和动力电缆分开。

第3节 电机

8.3.1 材料和零部件

8.3.1.1 制造电机的材料应适合预期的环境条件。电机的外部金属零部件、转子铁心外表面和定子铁心内表面都应进行防锈处理。

8.3.1.2 电机的非金属材料及由其制成的零部件应能耐老化，在产品标准规定的工作时间内应不发生开裂，变脆和剥落等现象。

如采用塑料制作外风罩、接线盒和风扇，在低温地区应优先考虑适合低温的材料。

8.3.1.3 电机绝缘材料应具有足够的介电强度，并应耐电、耐热老化。

8.3.2 通风和冷却

8.3.2.1 电机应有良好的外壳防护，应能满足防盐雾、沙尘暴的要求，应设计成表面冷却的全封闭型式。输出功率超过 50kW 的电机应设排水出口，以防冷凝液积聚。

8.3.2.2 如引入的空气没有水份、油蒸气和灰尘，可采用风冷式电机。

8.3.2.3 如采用水冷式电机，应采取适当的监测手段，防止出现渗水和漏水现象。

8.3.3 绕组

8.3.3.1 电机绕组在常温、热态和受潮后均应具有足够的绝缘电阻值。

8.3.3.2 电机连同的保护器件应能承受发生短路时会产生的热应力和电动应力。

8.3.3.3 整个电机运行期间，其绕组温升应不超过绝缘等级所允许的极限值。极限值可按 GB755 或 IEC60034-1 的有关规定设定。

8.3.4 电机的工作制

8.3.4.1 风力发电机组中的发电机应按连续工作制^①（即 S1 工作制）设计。

① 这意味着带恒定负载运行时间长到足以达到热平衡状态。

8.3.4.2 辅助驱动的电动机应按照预期的运行时间设计，可参照 GB755 或 IEC60034—1 所列举的工作制或相当的代码。

8.3.4.3 不论哪一种工作制，电机运行时不应超过其绝缘等级所允许的温升。

8.3.5 试验

8.3.5.1 应按表 8.3.5.1 所列项目检查和试验。试验时，若周围环境条件可能影响试验结果，则试验环境条件应按有关试验方法标准规定。

8.3.5.2 试验后应提交报告和文件，内容包括对使用的试验方法，试验条件，试验设备和试验结果完整的描述。试验方法应包括测试过程、使用仪器、数据采集和数据分析的详细说明。

检 验 项 目

表 8.3.5.1

序号	检查和试验项目名称	检验方法参考标准
1	热试验和温度测量	GB755 或 IEC60034-1
2	耐电压试验	GB14711, GB755 或 IEC60034-1
3	过电流试验	GB755 或 IEC60034-1
4	湿热试验	GB2423.4, GB14711
5	绝缘电阻测量	GB14711
6	接触电流测量	GB14711
7	绝缘结构耐热老化寿命试验	GB14711
8	外壳零部件耐久性试验	GB14711
9	弹性部件耐久性试验	GB14711
10	结构检查和结构试验	GB14711
11	超速试验	GB755 或 IEC60034-1
12	电动机短时过转矩试验	GB755 或 IEC60034-1
13	接线盒静压力试验	GB14711
14	扭矩试验	GB14711
15	电机非金属材料壳体撞击试验	GB14711
16	引接软电缆夹紧装置拉力试验和扭转试验	GB14711
17	引接电缆（电线）及布线检查	GB14711
18	接线端子检查	GB14711
19	接线端子扭矩、线损、拉力、发热试验	GB14711
20	保护接地装置检查	GB14711
21	连接件检查	GB14711
22	电机非金属材料外部零件球面压力试验	GB14711
23	电气间隙与爬电距离检验	GB14711
24	着火危险试验	GB14711, GB5169.4, GB5169.6, GB5169.7, GB2951.19
25	漏电起痕试验	GB14711, GB4207, GB1981
26	防锈检查与防锈试验	GB14711
27	标志检查与标志试验	GB14711
28	外壳防护试验	GB4942.1

第4节 变压器

8.4.1 一般要求

8.4.1.1 作为风能发电机组的组成部分，电力变压器应满足本节的相关要求。

8.4.1.2 若变压器安装在塔身或机舱内，则变压器也应纳入评估的范围。

8.4.1.3 变压器应满足 IEC 60076-1(2000-04)的要求。对此可通过验证制造商的型式试验记录来验证。

8.4.1.4 干式变压器，还应满足 IEC 600726(1982-01)的相关要求；变流器尚应满足 IEC61378-1(1997-09)的要求。

8.4.2 变压器的安装

8.4.2.1 变压器应安装在可以加锁的单独房间内。安装处所应通风良好，通向变压器房间的通道应只在变压器关闭时才能通行。无关人员不得入内。

8.4.2.2 当变压器位于塔身或机舱内时，相关的国家标准应纳入考虑范畴。

8.4.3 干式变压器

8.4.3.1 应优先采用干式变压器。

8.4.4 湿式变压器

8.4.4.1 湿式变压器应提供相应的容器，以收集泄漏的冷却液。

8.4.4.2 湿式变压器应对冷却液的排气加以监测。

8.4.4.3 湿式变压器冷却液的温度应予以监测，温度达到最高允许值前应报警，温度达到极限时变压器应断开。

8.4.4.4 湿式变压器冷却液液位应予以监控。

8.4.5 变流器

8.4.5.1 如果风力发电机组中应用了半导体变流器，则变流器应满足本章第5节的要求。

8.4.6 保护

8.4.6.1 变压器应设置过载和短路保护。

8.4.6.2 变压器的两侧均应能断开。

8.4.6.3 变压器应设置温度监测。

第5节 电力电子变流器

8.5.1 一般要求

8.5.1.1 电力电子变流器的设计应使其产生的谐波不会影响所连接的电气设备的功能，不会使这些设备遭到任何损坏。

8.5.1.2 变流器的电磁兼容性应按照 GB10236 和 GB/T3859.2 或 IEC60204—1 和 IEC61000 标准。

8.5.2 结构

8.5.2.1 电力电子设备应装在单独的机柜内。其外壳防护等级应符合 GB4208 或 IEC60529 的规定。

8.5.2.2 元器件的安装应便于测量和检修。一般应在检查作业和寻找故障时采用模拟电路，试验

插座、调节灯等。检修时应尽可能将所有元件与其他带电体断开。信号和控制电路在电气上应与功率电路隔离。

8.5.2.3 静态变流器应优先采用自然通风冷却方式。若采用风扇冷却，应采用吸气式风扇，并配置空气过滤器。采用强制冷却方式时，其功能应受到监控，失效时应及时报警，以避免设备过热。如有足够的可靠性，亦可采用液体冷却。

8.5.3 保护装置

8.5.3.1 所有电力电子设备应有过载和短路保护。发生过载或短路时，保护器应在规定时间内可靠动作，以保护半导体元件不受损坏。保护器件可采用熔断器或断路器，也可通过控制系统保护。

8.5.3.2 变流器应有输出电压稳定措施或输出过电压防护措施，使设备输出电压不超过规定值，以免负载设备受损。

变流器的过电压防护措施应能有效抑制瞬时过电压，使设备免受由于换相、开关操作和负载通断等引起的浪涌过电压的损害。

8.5.3.3 保护装置应保证电路断开时，储存在元件和负载电路中的能量不致产生破坏作用。重要元件失效时，通过控制方式使风力发电机组停机，并尽可能有选择地将损坏的子系统切断。

8.5.3.4 自测试装置一般用于过电压和过电流的保护。

8.5.3.5 按照 IEC60364-4-46 的规定，半导体器件不应用于隔离目的。

8.5.4 试验

8.5.4.1 应对下列项目进行检查和试验：

(1) 绝缘试验：检查变流器各电路对机壳以及彼此独立的各电路之间的绝缘情况；
(2) 温升试验：测定变流器在额定条件下运行时各部件的温升是否超过规定的极限温升；
(3) 控制装置性能检验：检验控制装置的静态和动态性能是否符合要求，包括是否能在设计的电源电压变化范围内使变流器可靠工作；

(4) 保护系统性能检验：包括各种过电流保护装置的过流整定，快速熔断器和断路器的正确动作，各种过电压保护设施（如浪涌过电压抑制器、重复过电压阻容吸收器等）的正确动作，冷却系统的保护设施（如风速、流量、水压等继电器）的正确动作，作为安全操作的接地装置和开关的正确设置以及各种保护器件的互相协调等；

(5) 抗干扰试验：检查变流器抗电磁干扰的能力；

(6) 一般性能的检验：包括元器件检验、装配检验、冷却系统检验、柜体检验等。

8.5.4.2 8.5.4.1 所述试验，除(5)项参照 GB/T 3859.2 和 GB 10236 外，其他各项参照 GB/T 3859.1 的有关要求。

第6节 中压设备

8.6.1 一般要求

8.6.1.1 作为风能发电机组的组成部分，中压设备应满足本节的相关要求。

8.6.1.2 中压设备若安装在塔身内或机舱内，则应成为评估的对象。

8.6.1.3 中压设备应满足 IEC 60298 的要求。

8.6.2 保护措施

8.6.2.1 中压设备应采取必要的外壳防护，防止电气设备对人员的伤害。

8.6.2.2 中压开关应按 IEC 60298 附录 AA6 作拉弧试验，并应满足该标准 1~6 的要求。如果设备安装处所采取了防止接近的隔离措施，本试验可免除。

8.6.3 压力释放

8.6.3.1 如果开关板内部拉弧形成的气压通过压力释放腔释放，则安装处所应根据制造商的要求选定，并应有适当的容积。应采取适当的措施，确保安装处所的压力被限制在可承受的范围内。安装处所的结构设计时应考虑该过压值。

8.6.3.2 如果开关板的设计因内部拉弧形成气压，并仅能向下释放，则地板的结构应能承受该压力。地板下应留有足够的空间，以保证由于拉弧所产生气体向下膨胀。

8.6.3.3 可燃材料和低压电缆不应在危险区域使用。

第7节 开关和保护装置

8.7.1 一般要求

8.7.1.1 电气设备的所有元件应具有过载和短路保护功能。如发生过电流或短路，应可靠触发保护装置，防止风力发电机组各个元件过热或电气过载。所采用的装置应符合 IEC60947 的规定。

8.7.1.2 所选择的保护装置和开关装置，应保证跳闸后能立即重新接通。

8.7.1.3 开关的通断位置应容易识别。在使用按钮的情况下，应设有指示灯或相同功能的显示以表明开关已经动作。

8.7.2 短路及过载保护器件

8.7.2.1 每个断路器的切断能力应不小于其安装处预期的短路电流值。

8.7.2.2 每个断路器的闭合能力应不小于其安装处的最大不平衡短路电流值。

8.7.2.3 开关装置的分断与闭合能力应由制造商说明，并记入检验报告。

8.7.2.4 分断与闭合容量不够的开关装置可与额定值相当的后备熔断器一起使用。

8.7.2.5 应为每个不接地的极提供短路保护。

8.7.2.6 在不接地的直流和两相交流电路中，应至少为一相提供过载保护

8.7.2.7 在具有平衡负载的不接地三相系统中，应至少为两相提供过载保护。

8.7.2.8 蓄电池系统中，每个不接地极应配有短路及过载保护，短路保护器件的位置应靠近蓄电池。

8.7.2.9 过载和短路保护器件的选择应以电缆或电路中的额定电流及安装点的预定短路电流为依据。在与公用电网并联运行时，应协同有关电力部门作短路情况分析。

8.7.2.10 应为额定功率大于 1kW 的辅助驱动电机提供合适的过电流保护器件。根据被保护电机的运行方式不同，过流保护可采用带有断开装置的双金属继电器、热敏电阻或其它温度传感器等型式。

8.7.2.11 每台电动机应设有合适的短路保护器件。

8.7.2.12 动力电路应设有下列之一的配置：

- (1) 断路器或具有综合的短路和过载保护功能的电动机保护开关；
- (2) 熔断器连同开关；
- (3) 熔断器—开关—隔离开关；
- (4) 熔断器连同接触器；
- (5) 断路器和/或电动机保护开关连同接触器；
- (6) 断路器/接触器组合。

8.7.3 控制电路

8.7.3.1 控制电路一般应配备最大电流达 10A 的单独的短路保护。允许控制电路和负载电路用共同的熔断器保护，但共用的电力熔断器应不大于 10A。

8.7.3.2 如果控制电路的触点设计为较小的电流，则串联的熔断器应与允许的电流值相适应。

8.7.4 测量和指示电路

8.7.4.1 测量和指示装置一般应有独立的电路，用单独的熔断器作短路保护。

8.7.4.2 除带有防短路变压器的指示灯，或工作电压低于 30V 外，一般应为指示灯和控制灯串接单独的熔断器，以确保一个指示灯短路不会影响整个系统。

8.7.5 接地故障检测与监控

8.7.5.1 对于独立于公用电网的非接地系统，建议用接地故障检测器或监控器来指示和检查该系统的绝缘电阻值。

8.7.6 开关装置的设计和定额

8.7.6.1 开关装置应符合 IEC60947—1 标准的规定，并应能提供足够的断路能力。

8.7.6.2 接通负载的开关，其额定值应至少为串联熔断器的额定电流值。

8.7.6.3 母线的选择及间隙和漏电距离的设计可参照 IEC60439—1 和 IEC60664 的有关规定。

8.7.7 配电盘和机柜

8.7.7.1 配电盘和机柜内的所有部件应易于接近，以便于维护、修理或更换。

8.7.7.2 端子及端子间隔应有足够的尺寸，端子与带电体之间应有足够的间隙，以保证安全运行。

8.7.7.3 配电盘或机柜门上电压高于 50V 的带电部件应提供防护，以防止意外触及。

8.7.7.4 所有电线及其连接应防止振动应力，M4 以下的小螺钉可用清漆锁固。

8.7.7.5 所有电线和绝缘的带电元件应防止磨破或割穿其绝缘层，特别是在导管尖缘或拐角处。

8.7.7.6 用接地端子或接地棒提供接地保护，接地端子应有清晰的标记。

8.7.7.7 为防止导线被挤出，接线端子应配有垫片，或给导线装上保护套垫，或采取其他的等效保护措施。

8.7.7.8 应对所有进出配电盘和机柜的电缆和电线作出永久性的标记。

8.7.7.9 应按照相应的电路图，对所有仪表、仪器和调节器作出永久性标记。

8.7.7.10 应注明熔断器的额定电流值，应在电路图上注明可调节的保护设备的设定值，并在器件上作出永久性标记。

8.7.7.11 应使用指示灯，测量仪表或等效的显示器以显示系统是否带电，显示器的数目取决于系统的类型。

第8节 电缆和电线

8.8.1 电缆和电线

8.8.1.1 电缆和电线应符合下列标准或其他等效的标准：

- (1) 绝缘电力线：GB5023.1 或 IEC60227—1；
- (2) 橡皮或塑料绝缘电缆：GB7594 或 IEC60502；
- (3) 铅铠装的橡皮或塑料绝缘电缆：IEC60228。

其它材料和结构如符合等效的标准并有适用性证明的电缆和电线亦可使用。

8.8.1.2 所选择的电缆和电线应适合于额定的工作条件（如电压、电流、电击的防护、电缆的分组）和安装场地的环境条件（如环境温度，存在水或腐蚀物质、机械应力、着火危险）

电缆和电线在露天敷设时，应保证其具有抗紫外线的性能和对某些特殊情况，如拉伸应力增大，工作上要求的机动性，机械损伤的危险增大等的适应性。

8.8.1.3 电缆和电线的电压应不低于相关电路的工作电压。对于电压有变化的电路，则应不低于工作期间出现的最大电压。

8.8.1.4 不管对机动性的要求如何，一般应使用含有几股或多股导线的电缆和电线。

8.8.1.5 电缆和电线的载流容量由以下两个因素确定：

- (1) 正常条件下，通过最大可能的稳态电流时导线的最高允许温度；
- (2) 短路条件下，允许的短时极限温度。

导线截面积应在最大稳态电流或其等效值情况下，导线温度不超过 GB/T5226.1 或 IEC60204-1 或其他等效标准的规定值。

8.8.1.6 为确保适当的机械强度，导线截面积应不小于表 8.8.1.6 所列值。如采用其它措施能获得相应的机械强度且不削弱正常功能，必要时可采用比表 8.8.1.6 所列值小的导线。电柜内部最大电流不超过 2A 的电路的配线可不按表 8.8.1.6 的规定。

铜导线的最小截面积

表 8.8.1.6

位 置	用 途	电缆种类				
		单芯绞线	单芯硬线	双芯屏蔽线	双芯无屏蔽线	三芯或三芯以上屏蔽线或无屏蔽线
		铜导线的最小截面积 mm ²				
外壳外部	正常配线	1	1.5	0.75	0.75	0.75
	频繁运动机械部件的连接	1	—	1	1	1
	小电流 (<2A) 电路的连线	1	1.5	0.3	0.5	0.3
	数据通信配线	—	—	—	—	0.08
外壳内部	正常配线	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
	小电流 (<2A) 电路的连线	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	数据通信配线	—	—	—	—	0.08

8.8.1.7 在技术文件中应注明所使用的电缆和/或电线及其标准名称，并写明导线的截面积和额定电流。

8.8.2 电缆和电线的加载、保护和敷设

8.8.2.1 应防止电缆和电线短路和过电流。如电路中已为设备提供了过电流保护，则还应加上短路保护，并按照安装点的短路加载设计。

8.8.2.2 绝缘铜导线的容许负载电流和过电流保护器件的配置应符合相关的 GB 标准或 IEC 标准。对于电线的设计应采用 IEC60287 或其他等效的标准。

8.8.2.3 对于电缆和电线的额定值，应根据运行期间的预定负载确定。该负载应符合用户的要求并计及所连接的电气设备的工作方式。发电机和用户电气设备铭牌上的额定值应作为考虑的基础。

8.8.2.4 本身带有过电流和短路保护的每个电路一般应有其单独的电缆。把多个电路集中于公用电缆或电线系统，其应符合 IEC60364-5-52 或其他等效标准的规定。

8.8.2.5 对于保护性的低压电路应符合 IEC60364-4-41 或其他等效标准的规定。

8.8.2.6 交流和三相系统应使用多芯电缆或电线。如用单芯电缆代替，则应符合下列要求：

- (1) 电缆不应用磁性材料铠装或屏蔽；
- (2) 应提供非磁性线夹；
- (3) 同一电路的电缆应邻近敷设，并安排在相同的导管或电缆管道中；
- (4) 单芯并联电缆，其类型、长度和截面积均应相同。

8.8.2.7 对运行中易扭曲的电缆和电线应设置控制装置，以防止扭曲超过允许的极限。根据运行情况，该装置应设计成可回复到中线位置。

8.8.2.8 电缆和电线应固定牢靠，不会产生不可接受的拉伸、弯曲、压缩或挤压应力。对于室外

装置，应使用耐腐蚀的或永久性防腐的线夹或支架。

8.8.2.9 电缆和电线的敷设应使两端子之间无接头或拼结点。

8.8.2.10 如电缆和电线敷设在金属导管或管道中，则这些导管或管道应有效地接地。

8.8.2.11 管道内壁应光滑，两端应加以防护以免损伤电缆护套。

8.8.2.12 管道内的电缆截面一般应不超过管道截面的 40%。如果电缆穿过并不困难，且无不可接受的电缆互热，则可允许有些偏差，但填充系数应不超过 60%。

8.8.2.13 电缆和电线的连接，尤其是保护接地电路的连接应牢固可靠，没有意外松脱的危险。

8.8.2.14 在有机械损伤危险处，电缆和电线应使用护罩予以有效保护。

8.8.2.15 外露电缆的张力消除装置应有永久性的防腐保护。

8.8.2.16 悬挂式电缆应有适当的保护，以防电缆护套的损伤和不可接受的收缩。

8.8.2.17 对于无附加张力消除装置的自由悬挂式电缆，应核实该电缆类型的适用性，并应考虑结冰加大重量的可能性。

8.8.2.18 金属电缆护套、铠装和屏蔽与风力发电机组金属结构相连接的每一端一般均应接地。对于电子系统的电缆和电线可采用单侧接地。在每个接线盒和配电箱中应保证金属电缆护套的连续连接。

第9节 并网和装置

8.9.1 一般要求

8.9.1.1 风力发电机并网时应满足以下两个基本要求：

- (1) 投入瞬间发电机的冲击电流和冲击力矩不超过允许值；
- (2) 被投入的风力发电机能够安全可靠地并入电网。

8.9.1.2 风力发电机的并网操作可以是手动的，也可以是自动的。有时也可采用介乎上述两者之间的半自动并网操作，即一部分操作由运行人员手动完成，另一部分操作由装置自动完成。

8.9.2 同步发电机的并网

8.9.2.1 为避免电流、功率以及由此引起的发电机内部机械应力的冲击，投入电网的同步发电机应满足下列条件：

- (1) 发电机端电压与电网电压相等；
- (2) 发电机频率与电网频率一致；
- (3) 并联合闸瞬间，发电机与电网的回路中合成电势为零；
- (4) 发电机的相序与电网相序一致。

上述(4)，在风力发电机组装配时，发电机转向及发电机出线端的相序应已标明，应按标号接线，并在第一次并网时检查相序是否相同。在一般并网操作中主要应注意前三个条件。

8.9.2.2 准同步并网应采用同步指示器，或者装设手动或自动准同步装置，并应带有非同步闭锁。

8.9.2.3 准同步并网时发电机与系统的电压差一般应不超过额定值的 10%~20%，以限制在 5%~10%范围内为宜；频率差应控制在额定频率的 0.1%~0.5%。

8.9.2.4 采用自同步并网方式，应在同步发电机按照规定的转向（和定子旋转磁场转向一致）升速到接近同步速时，将未加励磁的发电机并入电网，接着加上励磁，依靠定子和转子磁场间形成的电磁转矩，使风力发电机自行拉入同步。

8.9.2.5 采用自同步并网方式，发电机投入电网时励磁绕组不应开路，以防产生危险的高电压；同时励磁绕组也不宜直接短路，以防定子电流产生很大冲击。一般宜在励磁回路中接入适当的限流电阻，待加励磁时再撤去。

8.9.2.6 自同步并网时，应注意掌握加励磁的适当时间和加励磁后励磁电流增长的速率，以保证发电机迅速拉入同步，同时应避免自同步过程中出现大的振荡电流和力矩。

8.9.2.7 自同步并网时的冲击电流应不超出允许范围。一般定子冲击电流不应超过三相突然短路电流的 $1/\sqrt{2}$ 。

8.9.3 感应发电机的并网

8.9.3.1 感应发电机的并网条件如下：

- (1) 转子转向应与定子旋转磁场转向一致，即感应发电机的相序应与电网相序相同；
- (2) 发电机转速应尽可能接近同步速时并网。

8.9.3.2 如风力发电机组容量较小（100kW 以下）或电网容量远大于风力发电机组容量（ ≥ 25 倍）时，可采用直接并网方式。这种方式只要求发电机转速接近同步速时即可并网。由于并网瞬间将会产生很大的冲击电流（约为额定电流的 5~8 倍），故不适用于大型风力发电机组或小容量电网。

8.9.3.3 对于降压并网方式，在发电机与电网之间串接电抗器、电阻以减少合闸瞬间的冲击电流，并网后进入稳定运行时，应将电抗器、电阻退出运行。

8.9.3.4 软并网技术与软投入装置：发电机经一组双向晶闸管与电网连接，当风轮带动感应发电机旋转至接近同步速时，与电网直接相连的各相晶闸管的控制角同时由 180° 至 0° 逐渐同步打开（晶闸管导通角同时由 0° 至 180° 逐渐同步增大），控制并网瞬间的冲击电流应在规定的限度内（一般不超过 1.5 倍 ~ 2 倍额定电流）。暂态过程完毕后，晶闸管通过一组旁路接触器短接。

8.9.4 无功功率补偿

8.9.4.1 感应发电机并网运行时，需从电网吸收无功功率，应采取无功功率补偿措施。如采用并联移相电容器等方法。

8.9.4.2 风力驱动的感应发电机正常运行时，向电网输送变化的电能，其所需的无功补偿功率也应随机变化。无功补偿电容器应按照风力发电机组运行的实际需要分组匹配。分组电容器按各种容量组合运行时，不得发生谐振。

8.9.4.3 分成几组的并联电容器装置应采用自动投切方式。自动投切装置应具有防止保护跳闸时误合电容器组的闭锁功能。自动投切的控制量可选用无功功率、无功电流或功率因数。

8.9.4.4 自动投切时，每一组电容器投入或切除，在设计上应保证有一定的时间延时。延迟时间应和放电时间相协调，以保证电容器再次投入时，其端子间的电压不高于电容器额定电压的 10%。

8.9.4.5 电容器支路导线的载流量应不小于电容器额定工作电流的 1.5 倍。

8.9.4.6 并联电容器装置的合闸涌流限值，宜取电容器组额定电流的 20 倍；当电流超过时应采用装设串联限流线圈、串联电抗器或瞬间串接电阻的方法予以限制。电容器组投入电网时的涌流计算，应符合 GB50227 附录 B 的规定。

8.9.4.7 当风力发电机组脱网或电网失效时，应立即断开与感应发电机并联的电容器组，以免发电机自励出现过电压。在投入的电容器容量较小，足以表明不会引起自励的情况下，可不执行本款规定。

第10节 充电设备和储能蓄电池

8.10.1 一般要求

8.10.1.1 充电设备和储能蓄电池用于小型风力发电机组的能量储存。

8.10.1.2 充电设备和储能蓄电池用于大中型风力发电机组安全系统的应急电源。

8.10.2 充电设备

8.10.2.1 蓄电池充电设备应能接受来自风力发电机组的无规律的供能以及可能的电压和频率偏

差。

8.10.2.2 应通过调节手段，或者必要时通过接通卸荷负载来防止蓄电池过充。

8.10.2.3 如在充电并同时向用户供电，则最大充电电压应不超过蓄电池额定电压的 20%。

8.10.2.4 蓄电池充电设备应设计和整定成即使升压充电，每个电池的容许电压也不会超过。

8.10.2.5 充电设备在其输入和输出侧应有自己的短路和过电流保护装置，并应有一个监视其运行的系统。

8.10.2.6 下列器件或仪表可用于监视充电过程：

- (1) 指示输入电压的信号灯；
- (2) 指示充电电压的电压表；
- (3) 指示充电电流的电流表。

8.10.2.7 在自动转接到卸荷负载的情况下，需有与每种情况相一致的附加指示。

8.10.3 储能蓄电池

8.10.3.1 为风力发电机组配置的蓄电池应容许足够的充放电循环次数。

8.10.3.2 蓄电池外壳应能耐电解液、矿物油、清洁剂和海上大气的腐蚀。

8.10.4 蓄电池的安装和运行

8.10.4.1 蓄电池应安装在通风良好的房间或箱柜中。

8.10.4.2 蓄电池应安装在易于接近处，以便于电池的更换、检查、充液和清洗。

8.10.4.3 铅酸蓄电池和碱性蓄电池不应安装在同一房间内，而且要提供各自独立的通风系统。

8.10.4.4 蓄电池的安装应能有效地防止滴水、污染和坠落物。

8.10.4.5 在蓄电池室的入口和蓄电池箱上应标有爆炸危险的警告标志。应标画出注意标志提醒人们在蓄电池室和蓄电池箱的通风入口及排气口周围 0.5m 的半径范围内存在爆炸危险。

8.10.4.6 连接或断开蓄电池前应切断电路，避免产生火花。

第9章 控制和安全保护系统

第1节 一般规定

9.1.1 适用范围

9.1.1.1 本章适用于中、大型风力发电机组的控制和安全系统，包括监控和保护装置。

9.1.1.2 本章规定了为保证风力发电机组的有效和安全运行，在控制和安全保护系统方面应符合的技术标准和要求。

9.1.2 定义

除另有规定外，本章有关定义如下：

9.1.2.1 运行管理系指一种工作程序，目的在于使风力发电机组有效、安全地运行，尽可能避免故障，并减轻机组部件所受的应力。

9.1.2.2 控制系统系指根据接受到的风力发电机组信息和/或环境信息，调节风力发电机组，使其保持在正常运行范围内的系统。

9.1.2.3 安全方案系指万一发生故障时保证风力发电机组仍保持在安全状态的系统方案的一部分，如果发生故障，安全保护系统的任务是保证机组按照安全方案工作。

9.1.2.4 安全保护系统系指在逻辑上优先于控制系统的一种系统，在超过有关安全的极限值后，或者如控制系统不能使机组保持在正常运行范围内，则安全保护系统动作，使机组保持在安全状态。

9.1.2.5 制动系统^①系指能降低风轮转速使其保持在一个最大值以下，或将其制动到完全停止的系统。

9.1.2.6 排除故障系指通过人的介入来完成必要的修理或消除故障后风力发电机组投入运行。排除故障以授权人在场和积极参与为前提。

9.1.2.7 运行转速范围系指风轮从最低运行速度 n_1 ，到最高运行速度 n_3 的转速范围（见图 9.1.2.7），在这个范围内的转速处于正常运行状态。

9.1.2.8 额定转速 n_r 系指在额定风速 V_r （见图 9.1.2.7）时的转速。

9.1.2.9 速度控制器的设定值 n_2 系指操作状态超过额定风速 V_r （见图 8.1.2.7）时变速装置的动作值，在这种操作状态下，转速将在标准公差内在 n_2 向上或向下调整。

9.1.2.10 切出转速 n_4 系指超过这个转速，风力发电机组将立即被控制系统关闭。

9.1.2.11 临界转速 n_A 系指引起安全系统立即启动的转速。

9.1.2.12 最大转速 n_{max} 系指决不可超过的转速，即使短时超过也不允许。这个速度被用作相应负载情况的最大超速。

9.1.2.13 额定功率 P_r 系指在风能发电机在正常操作的情况下输出端（变换系统之后，变压器之前）的最大持续电功率（有功功率）。在此功率下，发电机或发电机/变换系统能发出其说明书中所规定的额定功率。

9.1.2.14 过载功率 P_T 系指引起控制系统开始降低功率的风能发电机的输出端的有功功率。

9.1.2.15 临界功率 P_A 系指引起安全系统立即启动的风能发电机的输出端的有功功率。

① 1) 制动系统包括按照需要有助于制动风轮的所有部件。

2) 制动系统可以是各种型式的，如气动的、机械的、电气的、液压的或气压的。制动系统也可在上述一种以上的工作方式，或由几个子系统组成。

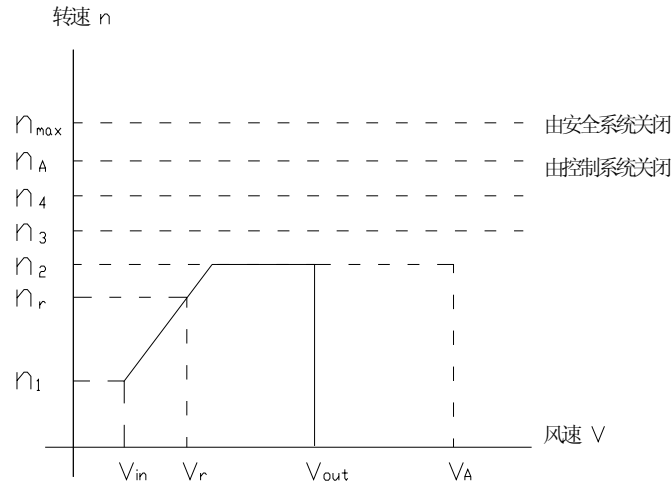


图 9.1.2.7 转速范围

9.1.2.16 切入风速 V_{in} 系指风力发电机组能开始发电的最低风速（轮毂高度处）。

9.1.2.17 额定风速 V_r 系指风力发电机组能发出 9.1.2.13 中所述的额定功率的最低风速（轮毂高度处）。

9.1.2.18 切出风速 V_{out} 系指风力发电机组必须关机时轮毂高度处的最大风速（平均周期应由制造商给定）。

9.1.2.19 短时切出风速 V_A 系指风力发电机组能发电运行轮毂高度处的最大瞬时风速（平均周期应由制造商给定）。超过该风速，风力发电机必须立即关机。

9.1.2.20 偏航误差系指风向（轮毂高度处的瞬时风向）与风轮轴的水平夹角。

9.1.2.21 切出偏航误差系指风力发电机组发电运行的最大偏航误差（平均周期应由制造商给定）。超过该风速，风力发电机必需立即关机。

9.1.2.22 外部动力源^①系指来自外部的用于风力发电机组自动装置、控制或机械系统的任何种类的主动力源或辅助动力源。

9.1.2.23 锁定装置系指将已经制动到静止的风轮固定住或防止机舱转动的装置。

9.1.2.24 冗余技术系指应用两路器件或系统，用于确保一路器件或系统失效时，另一路器件或系统仍能有效地执行所要求功能的技术。

9.1.2.25 关机（风力发电机组）系指从发电到静止或空转之间的风力机过渡状态。

9.1.2.26 正常关机（风力发电机组）系指全过程都是在控制系统控制下的关机。

9.1.2.27 紧急关机（风力发电机组）系指安全保护系统触发或人工干预下使风力发电机组迅速关机。

9.1.2.28 空转（风力发电机组）系指风力发电机组缓慢旋转但不发电的状态。

9.1.2.29 失效—安全系指一种设计特性，即设备或系统中个别部件失效时仍能保持设备或系统的安全。

9.1.3 技术文件

9.1.3.1 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 控制和安全保护系统的功能说明书；
- (2) 控制和安全保护系统的安装和操作说明书；

① 1) 来自蓄电池、电网或柴油发电机的供电是外部动力源；外部的辅助形式的动力源（如控制气流、液压系统流体等）也属于外部动力源。

2) 如能量是通过风能或风力发电机组风轮的动能的内部转换而获得并利用，则不属于外部动力源。

- (3) 包括各种传感器的运行检测和故障监测及处理功能说明书;
- (4) 包括维护要求的维护说明书;
- (5) 电控系统的主电路图和控制电路图, 包括与电网的电气连接部分;
- (6) 中心控制器的硬件配置及功能框图;
- (7) 控制系统和安全保护系统的功能检查程序。

第2节 控制和安全保护系统的一般原则

9.2.1 一般要求

9.2.1.1 在风力发电机组系统的方案设计阶段, 应在总体框架内确定机组的运行管理和安全方案, 以使其运行最佳化, 并在万一发生故障时, 仍能使风力发电机组保持于安全状态。

9.2.1.2 风力发电机组的运行管理一般应由控制系统执行, 其程序逻辑应保证风力发电机组在规定的条件下能有效、安全地运行。当控制系统不能使机组保持在正常运行范围内, 或超过有关安全的极限值后, 则由安全保护系统执行安全方案。安全方案应考虑有关的运行值, 如容许的超速、振动、减速力矩、短路力矩, 以及机组故障、操作失误等不安全因素。

9.2.1.3 控制系统和安全保护系统的相互关系如图 9.2.1.3 所示。

9.2.2 系统和元器件的基本要求

9.2.2.1 电控系统的硬件设备及元器件应符合相应的标准及 IEC60204-1 的有关规定。可编程序控制器应符合 IEC61131-1 和 IEC61131-2 的规定。

9.2.2.2 应采取措施减少潜在的故障危险。非安全寿命期的元器件应对它们的状况进行自动监控, 如失效应关闭风力发电机组; 应对安全寿命期的元件作定期检查。

9.2.2.3 控制电路及元器件应具有适当的抗电磁干扰的能力, 应保证信号传输不受电磁干扰, 执行部件不发生误动作。必要时, 应采取措施降低干扰效应。

9.2.2.4 控制和安全保护系统的调定值应予以保护, 防止在非授权情况下随意改动。

9.2.2.5 手动或自动控制应不损害安全保护系统的功能。允许手动控制的任何装置应在明显处作出适当标记, 以便于识别。

9.2.2.6 可导致风力发电机组关机的紧急关机按钮应优先于自动控制系统的功能, 并应安装在每个主要的工作地点。

9.2.2.7 当控制功能和安全功能发生冲突时, 控制系统的功能应服从安全保护系统的要求。

9.2.2.8 由于内部故障或危及风力发电机组安全的跳闸关机时, 风力发电机组应不能自动重新启动。

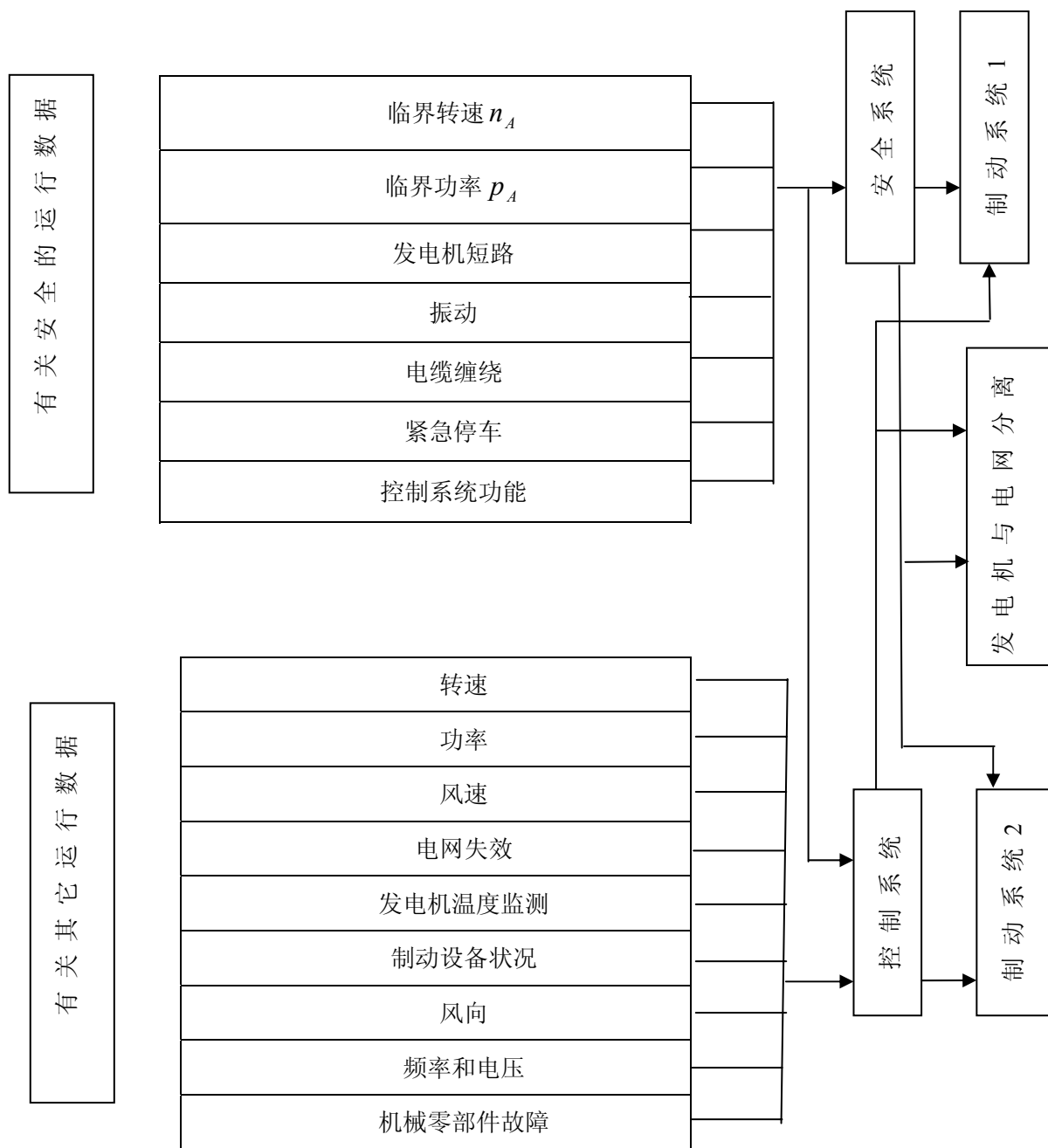


图 9.2.1.3 控制系统和安全系统的相互关系

9.2.3 单一失效

9.2.3.1 与安全保护系统功能有关的单个元器件（如传感器或制动器）的失效，应不会导致安全保护系统失效。

9.2.3.2 两个独立元器件同时失效系属不可能发生，可不予考虑。如果两个或多个元器件相互关联，则它们同时失效可视为单一失效。

9.2.3.3 就可用性和可靠性而言，对安全保护系统各个元器件应有最高技术要求。

9.2.4 冗余技术和相异技术

9.2.4.1 采用冗余技术可使电路或系统中单一故障引起危险的可能性减至最小。可设计成使冗余器件或系统在正常运行中有效的在线冗余；也可设计成专用电路或系统，仅在操作功能失效时去接替保

护功能的离线冗余。在正常工作期间离线冗余技术不起作用的情况下，应采取措施确保这些电路或系统需要时可供使用。

9.2.4.2 安全保护系统应至少能启用两套相互完全独立的制动系统。此处的“独立”意味着在系统工程设计阶段应严格避免因共同原因而引发的故障。因此，单一元器件的失效应不会导致所有制动系统因而也是整个安全保护系统的失效。

9.2.4.3 相异技术是采用有不同操作原理或不同类型器件的控制电路，可减少故障发生的可能性和减少故障引起的危险。其包括：

- (1) 由连锁防护装置控制的常开和常闭触点的组合；
- (2) 电路中不同类型控制元件的运用；
- (3) 冗余结构中机电和电子电路的组合；
- (4) 电和非电（如机械、液压、气压）系统的结合。

第3节 控制系统

9.3.1 设计原则和要求

9.3.1.1 控制系统应设计成在规定的条件下都能使风力发电机组的运行参数保持在它们的正常运行范围内。

9.3.1.2 控制系统通过输入的运行管理程序，对风力发电机组控制，使风力发电机组有效、安全地运行，尽可能避免故障，降低机组所承受的应力水平，使机组运行最佳化。

9.3.1.3 控制系统应能检测超速、超功率、过热等故障，并能采取适当的措施。

9.3.1.4 控制系统应从为风力发电机组配置的所有传感器获取信息，并能启动两套制动系统。

9.3.1.5 当安全保护系统启动制动系统时，控制系统应自行降至服从地位。

9.3.1.6 控制系统应以主动或被动方式控制风力发电机组的运行。控制方式的选择应认真考虑，例如对维修而言，除紧急关机按钮外，这种控制方式应超越所有其他的控制。控制方式的选择应通过一个选择器，使之被锁定在与每个单一控制方式相应的位置上。当某些功能用数字控制时，应提供选择相应功能的数字码。

9.3.2 控制功能和参数

9.3.2.1 控制系统应能完成风力发电机组的正常运行控制。控制系统可以控制的功能和参数包括：

- (1) 机组的启动和关机程序；
- (2) 电气负载的连接和发电机的软并网控制；
- (3) 大、小发电机的自动切换；
- (4) 补偿电容器的分组投入和切换；
- (5) 变桨距风力机的功率调节和功率限制；
- (6) 风轮转速；
- (7) 偏航迎风；
- (8) 扭缆限制；
- (9) 电网失效或负载丢失时的关机等。

9.3.2.2 控制系统应包括对风力发电机组运行参数和状态的检测和监控，如：

- (1) 风速和风向；
- (2) 风轮或发电机转速；
- (3) 电参数，包括电网电压和频率，发电机输出电流、功率和功率因数；
- (4) 温度，包括发电机绕组和轴承温度，齿轮箱油温，控制柜温度和外部环境温度；
- (5) 制动设备状况；

- (6) 电缆扭曲;
- (7) 机械零部件故障;
- (8) 电网失效等。

9.3.2.3 在控制柜的面板上,应能显示和查询风力发电机组的运行状态及参数、显示故障状态、查询故障地点、设置运行参数等。通过面板上的功能键应能实现对风力发电机组的人工起停控制、偏航控制以及修改参数等控制操作,为运行人员提供良好的操作界面。

9.3.2.4 控制系统应具有故障处理功能,即在对风力发电机组运行过程中出现的故障进行实时检测的基础上,根据故障类型分别进行正常关机、紧急关机或报警。

9.3.2.5 对于可自恢复故障(如电网失效或电网频率、电压偏差过大、发电机输出功率过大或发电机温度过高等),待这些故障自动消除后,可重新自动启动机组。

对于不可自恢复故障(如机械制动器磨损过度而失效、机械零部件故障等),则应在人工排除故障后方可重新启动。

9.3.2.6 控制系统应具有单台风力发电机组与中央控制室上位计算机的远程通讯功能,以便中央控制室实时监测风力发电机组的运行状态、运行数据和故障情况等。

第4节 安全保护系统

9.4.1 设计原则和要求

9.4.1.1 由于风力发电机组的内部或外部发生故障,或监控的参数超过极限值而出现危险情况,或控制系统失效,风力发电机组不能保持在它的正常运行范围内,则应启动安全保护系统,使风力发电机组维持在安全状态。

9.4.1.2 安全保护系统的设计应以失效—安全(fail-safe)为原则。当安全保护系统内部发生任何部件单一失效或动力源故障时,安全保护系统应仍能对风力发电机组实施保护。

9.4.1.3 应调定安全保护系统的触发电平,使其不超过作为设计基础的极限值,以免风力发电机组发生危险,同时也应使控制系统不会受到安全保护系统不必要的干扰。

9.4.1.4 安全保护系统应能优先使用至少两套制动系统以及发电机的断网设备。一旦偏离正常运行值,安全保护系统即被触发并立即执行其任务,使风力发电机组保持在安全状态。通常安全保护系统利用所有的制动系统使风轮减速。

与电网脱离不必在安全保护系统的触发瞬间立即执行。在任何情况下应避免风力发电机组加速和作电动机运行。

9.4.1.5 如已启用了安全保护系统,则应按本章 9.1.2.6 排除故障。安全保护系统的这种排除故障应与控制系统无关,并且这种故障不可能自动被清除。

9.4.1.6 安全保护系统的软件设计中应采取适当措施防止由于用户或其它人的误操作引起风力发电机组误动作。在机组的任何状态下,非法的键盘及按键输入应不被承认。

9.4.2 保护功能

9.4.2.1 下列情况下应启动安全保护系统:

- (1) 超速;
- (2) 发电机过载或故障;
- (3) 过度振动;
- (4) 在电网失效、脱网或负载丢失时关机失效;
- (5) 由于机舱偏航转动造成电缆的过度扭曲;
- (6) 控制系统功能失效或使用紧急关机开关时。

9.4.3 制动系统

9.4.3.1 制动系统应满足下列要求

(1) 至少配置两套相互独立的制动系统，其在任何时候能使风轮减速或停车；

(2) 在电网或负载丢失且一套制动系统失效时，其他制动系统必须能使风轮转速保持在最大转速 n_{\max} 以下，并应能将风轮制动到静止。最大转速 n_{\max} 应在设计阶段根据系统的固有频率和可能的不稳定性确定；

(3) 对于变桨距风力发电机组，叶片变距应是制动系统之一，且应满足下列要求：

- ① 叶片变距机构应由适当的控制装置监控。如变距机构功能失效，风力发电机组应关机；
- ② 风轮叶片和变距机构应设计成一旦机构破损或变距液压系统液体泄漏时，叶片将不能产生使风轮加速到超过最大转速 n_{\max} 的转矩。

假设该系统的失效仅在风速达到额定风速 V_r 时才会发生，故应考虑阵风影响。按下式计算运行期间的阵风值 V_B ：

$$V_B = 2 * \sigma_I$$

式中： σ_I 标准偏离值。

阵风假定为本规范 4.2.3.2.4 中所描述的波形。其中 V_{cg} 将被 V_B 替代，上升时间 $T=2.5S$ 。

风轮叶片可能处于不利的迎角，其产生超过机械制动器最大制动力矩的转矩时。制动器不应有着火的危险。

9.4.3.2 制动原理应按下列原则选择：

(1) 制动系统可选择一种或多种类型，如机械的、电气的、气动的、液压的，使风力发电机组由任何工作状态到停机或空转状态。

(2) 至少应有一套制动系统按气动原理工作，并应直接作用在风轮上。确有困难，至少应有一套制动系统作用在以风轮转速旋转的部件（如轮毂、轴）上。超速触发所需的测量装置应设置在低速部件上。

9.4.3.3 外部动力源应按下列原则考虑：

(1) 制动器宜设计成如外部动力源发生故障时仍能执行其功能（由离心力直接触发的叶尖制动可满足这一要求）；

(2) 如制动器执行功能需要来自储能器（例如液压装置或蓄电池）的辅助动力源，则必须自动监控储能器所储存的能量，该能量应至少能满足一次紧急制动的需要。如这种监控不能连续进行，则至少每周应测试一次。如监控或测试显示出否定结果，则风力发电机组应立即关机。

9.4.4 转矩限制装置的布置

9.4.4.1 如设置限制转矩装置，所配备的任何机械制动器应置于转矩限制装置和风轮轮毂之间。

9.4.5 锁定装置

9.4.5.1 为保证维修人员安全，风力发电机组的风轮和机舱应至少各装设一套锁定装置或等效的装置，以防止它们转动。

9.4.5.2 一般情况下，制动系统不应兼作锁定装置。特殊情况下，装置的设计能保证制动系统各个部件的工作均能可靠地执行时，可以例外。

9.4.5.3 锁定装置应按下列原则设计：

- (1) 锁定装置应设计成即使放开制动器也能可靠地防止风轮或机舱的任何转动；
- (2) 风轮和机舱锁定装置的设计应以每年的阵风以及安装和维修时可能出现的阵风为基础；
- (3) 风轮的锁定装置应置于邻近轮毂的驱动链上，且形状吻合。不应仅用绳索将风轮叶片捆绑到塔架或其它固定物上；
- (4) 机舱锁定装置用来防止机舱的偏航运动。

9.4.5.4 如在风力发电机组运行期间，操作维修人员在转动部件上工作，应启动锁定装置。即使

机组通过制动保持在停止状态或提供方位制动，仍应启动锁定装置。操作维修人员应十分重视这一安全措施，在操作手册中应写入相应注意事项。

第5节 监控和安全处理

9.5.1 一般要求

9.5.1.1 监控装置应具有对风力发电机组运行状态和运行参数的检测功能。检测参数包括风速、风向、风轮或发电机转速、电气参数（频率、电压、电流、功率、功率因数、发电量等）和温度（发电机绕组温度、轴承温度、齿轮箱油温、控制柜温度、外部环境温度）等；状态监测包括振动、电缆扭曲、电网失效、发电机短路、制动闸块的磨损、控制系统和偏航系统的运作情况以及机械零部件的故障和传感器的状态等。

9.5.1.2 本节 9.5.1.1 所述信息均应汇入控制系统，对安全尤为重要的信息还应输入安全保护系统。当监测的参数或状态超过极限值或者发生故障时，则安全保护系统应启动和/或通过控制系统作安全处理。

9.5.2 转速

9.5.2.1 为保证可靠，应按照失效—安全的原则测量转速。如对于一个与转速明显有关的参数（如离心力）连续监控用以判断转速是否超过极限值，即可不再测量转速。

9.5.2.2 转速信号应由两个独立的系统分别采集。其中至少有一个传感器应安装于与风轮具有相同转速的部件上。应至少向控制系统提供 2 个转速信号，向安全保护系统提供 1 个转速信号。

9.5.2.3 风轮叶尖制动系统的任何触发均应提交安全系统和控制系统。如果有困难，应至少保证风轮不会再次启动并且转速不会再次超过临界转速 n_A 。

9.5.2.4 原则上，转速测量系统如同制动系统本身应满足对功能和可靠性的同样要求

9.5.2.5 如风轮转速超过运行范围，即 $n > n_3$ ，则控制系统应作出响应使风轮减速。

9.5.2.6 如风轮转速超过切除转速 n_4 （详见本章 9.1.2.10），则控制系统应关闭风力发电机组。

9.5.2.7 如风轮转速超过临界转速 n_A ，则安全保护系统应作出响应，关闭风力发电机组。

9.5.2.8 如果速度监测系统故障，关闭风力发电机组。

9.5.2.9 最大转速 n_{\max} 不应超过 n_2 的 1.2 倍。

9.5.2.10 如超速后安全保护系统按本章 9.5.2.6 作出响应，则任何时候都不应超过最大转速 n_{\max} ，即使短时超过也不允许。对于气动制动器和时间上交错作用的制动器尤其应注意到这点。

9.5.3 功率

9.5.3.1 功率测量通常用电功率（有效功率）作为测量参数。如风力发电机组的设计方案包括超过本章 9.1.2.10 所定义的过载功率 P_T 的可能性，则应将功率作为控制参数采集。功率测量被看作是一种运行中的测量，并作相应的处理。只要这些参数与功率之间有一个明确认可的关系可借助其他物理参数。应在试验阶段通过测量确定运行中检测的替代参数与功率之间的关系，并以适当的形式（例如以性能图表的形式）记录下来。

9.5.3.2 功率测量设备应能采集平均值（大约 1min~10min 的平均值）和短时功率峰值（扫描速率至少 1 次/秒）。

9.5.3.3 测得的功率和转速一起可看作是对整个风力发电机组平均负载的测量。亦可用作由过高风险触发保护措施替代测量值。

9.5.3.4 如功率超过过载功率 P_T ，控制系统应自动启动相应的保护措施，降低功率或关机。设计中应采取措施使实际功率的长期平均值不超过额定功率，以免发电机过载和过热。

9.5.3.5 如瞬时功率超过临界功率 P_A ，安全保护系统应立即自动启动保护措施。具体措施根据设

计定，但无论如何，风力发电机组均应关机。在这个过程中，瞬时功率应不超过最大功率 P_{\max} 。

9.5.3.6 通常过载功率 P_T 应不大于额定功率 P_r 的 1.25 倍，临界功率 P_A 应不大于额定的功率的 1.5 倍。

9.5.3.7 传感器应能启动保护措施自动触发装置，即使功率过载是短时的，也应立即启动。

9.5.3.8 如由于超过过载功率 P_T ^① 而导致风力发电机组关机，只要设计方案中有相应规定，并且系统中没有故障，则该风力发电机组无需排除故障即可自动重新启动。

9.5.4 风速

9.5.4.1 如风力发电机组的安全运行除取决于其他因素外，还取决于风速，或者风速是控制系统的输入参数之一，则应提供可靠和适当的测量风速的方法。

9.5.4.2 风速的测量可通过直接测量风速，或者借助于另一个与风速有明确认可关系的参数并加以处理用以满足这一要求。原则上，用作控制系统输入参数的测量应选择适当的检测点和测量技术，可考虑将轮毂高度处尽可能未受干扰的风速作为相关的测量参数。

9.5.4.3 若选择在结冰情况下会导致很大误差的测量方法，则有必要对测量值进行连续的检测（例如和其他有关的风速测量值相比较），并给传感器安装一个适当的在结冰情况下即可启动的加热装置。

9.5.4.4 如将切出风速作为风力发电机组设计的一个基本参数，则当超过切出风速 V_{out} 时，风力发电机组应通过控制系统自动关机。

9.5.4.5 如将切出风速作为风力发电机组设计的一个基本参数，则当超过短时切出风速 V_A 时，风力发电机组应通过控制系统立即自动关机。

9.5.4.6 如由于超过切出风速或短时切出风速而导致风力发电机组关机，只要设计方案中有相应规定，并且系统中没有故障，则该风力发电机组无需排除故障便可自动重新启动。

9.5.4.7 如控制系统检测出风速测量装置有故障，则风力发电机组应关机。

9.5.5 振动

9.5.5.1 振动系指由于不平衡和运行在固有频率附近而引起风力发电机组的强迫振动。不平衡可能是由于损伤、故障（如风轮叶片的不对称变距）或其他外部影响（如风轮叶片结冰）所致。

9.5.5.2 应连续地测量振动并将其振幅与极限值作比较。传感器应安装在机舱高度处并偏离塔架轴线。检测的振动一般以整个机舱的运动最明显，应采用检测总体运动的测量技术。如机舱运动没有传到塔架，亦可检测适当的相关运动作为代替。

振动监控可得出风力发电机组状态的定性结论。如观测到的振动水平过高，应认为属不正常运行。

9.5.5.3 传感器的灵敏度应与主要状态相匹配。应有效地保护传感器，以免受到所有外部的影响，包括未经允许的人员的干扰。建议在装置运行时调整其灵敏度。

9.5.5.4 如实际测量的振动超过预先设定的极限值，则安全保护系统应作出响应，关闭机组^②。

9.5.6 电网失效/负载脱落

9.5.6.1 电网的失效或独立运行的风力发电机组的负载脱落，应根据控制系统和安全保护系统检测确定，并使风力发电机组关机。

9.5.6.2 电网失效可视为一外部事件，一旦电网能重新接受负载，则风力发电机组可由控制系统自动启动。

9.5.7 发电机短路

9.5.7.1 风力发电机组应配备适当的短路保护装置。保护装置检测出短路后应随时做出响应，并触发安全保护系统。

① 由于过高风速而超过过载功率 P_T 可看作是一个外部事件，如果这种情况不再出现，则可认为该风力发电机组仍然是可用的。

② 如控制系统连续地检测振动并做处理，且已知振动原因，可通过控制系统控制振动水平。

9.5.8 发电机温度监控

9.5.8.1 应监控发电机的绕组温度，以保证绕组温度保持在允许的运行范围内。为此，应选择一种功能可靠、无需维护的自监控测量系统。

9.5.8.2 绕组温度的极限值一般根据制造商所提供的有关电机绝缘等级的资料来确定。

9.5.8.3 如超过容许的绕组温度，则控制系统应降低发电机的功率输出，以给其一个冷却的机会。

9.5.8.4 即使是稍微超过容许的温度值，也会减少发电机的寿命。显著超过这个限值会在短时间内导致电机损坏。过大的电流或功率可能导致零部件机械过载和电气过载，应通过控制装置减少超出额定运行值的时间。超过最大容许的温度极限值时，风力发电机组安全保护系统应作出响应。

9.5.9 制动系统状态监控

9.5.9.1 制动系统对风力发电机组的安全特别重要。机械制动系统易磨损，制动器应尽可能按低磨损或无磨损原理工作。风力发电机组制动系统应设计成能对加剧后可导致制动失效而又不被注意的磨损作出响应。需要时，应提供制动设备状态的监控。

9.5.9.2 机械制动器的刹车片厚度和/或制动间隙，以及实现制动的的时间或功率消耗(取决于设计)，均可用作状态监控的相关测量参数。

9.5.9.3 如设置了制动系统状态监控，则应符合与制动设备本身相同的安全标准(例如监控失效，制动器应作出响应)。监控设备应能尽早(至少应在不再能达到所要求的制动功率之前)检测出制动器递增的缺陷，并启动防范措施。

9.5.9.4 如状态监控显示出制动器的磨损或磨蚀达到最大允许程度，控制系统应使风力发电机组关机，并作出明确的失效检测报告。

9.5.10 电缆扭曲

9.5.10.1 风力发电机组的运行可能导致柔性电缆，特别是旋转部件(如机舱)和固定部件(如塔架或基础)之间连接电缆的扭曲，应采取技术措施防止这些电缆因过度扭曲而损坏。

9.5.10.2 用于辨别机舱总转数的与方向有关的计数或类似的方法可作为测量柔性电缆扭曲情况的方法。

9.5.10.3 柔性电缆扭曲的可接受程度由制造商或供应商确定。

9.5.10.4 电缆扭曲后应满足如下要求：

- (1) 监控扭曲的设备应在达到最大可接受的扭曲程度之前作出响应；
- (2) 风力发电机组是主动偏航系统，通过偏航驱动装置的适当操作，可自动使电缆解扭。如必要，可使机组关机。如柔性电缆已自动解扭，风力发电机组无需排除故障就可重新启动；
- (3) 风力发电机组如非主动偏航系统，应能防止达到最大可接受的扭曲程度后机舱进一步旋转，保证风力发电机组处于安全状态。

9.5.11 偏航系统

9.5.11.1 风向测量对风力发电机组的控制是必须的，应以一种适当的方法对测量设备(如风向标)连续监控，并装设一台在结冰时可启动的合适加热装置。

9.5.11.2 如果控制系统检测出风向测量发生故障，则风力发电机组应关机。

9.5.11.3 在机舱带有主动偏航系统情况下，应保证即使直接操作不当，也不会使风力发电机组处于超出计算应力的危险状态。具有主动偏航系统的机舱驱动装置应设有制动装置。启动前，尤其是在长时间停机后，应确定或调整机舱与风向一致。当系统超过规定的切除偏航误差时，应立即停机。当偏航角回到允许范围内时，系统可以不经排除即自动重启。

9.5.11.4 对被动偏航系统，机组启动前应确认机舱的偏航误差小于设计值。

9.5.12 频率和电压

9.5.12.1 风力发电机组与电网并联运行时，可认为电网频率是固定的。一般，电网的频率和电压是强加于风力发电机组的。要达到维持满意的并网运行所要求的程度，应有专门的监控和运行管理。

9.5.12.2 风力发电机组以独立模式运行时，其频率通常由风力发电机组自身决定。在考虑单独使用时，应确定是否容许频率变化和可容许的频率变化范围。一般，设计应以频率偏差不大于 $\pm 5\%$ 或短时间偏差不大于 $\pm 10\%$ ，电压偏差不大于 $\pm 10\%$ 或短时间偏差不大于 $\pm 20\%$ 为依据。

9.5.13 紧急关机开关

9.5.13.1 作为人工干预的一种手段，在机舱内及在控制和调节装置中，应至少各设一个紧急关机开关。这些开关应只能按其功能要求工作，而不能被改作他用。

9.5.13.2 启用紧急关机开关是为了使人或风力发电机组本身脱离危险，安全保护系统应在尽可能短的时间内使风力发电机组的所有运动均停止，该功能不应是缓慢实现，而应在与装置强度相适应的情况下能迅速地制动到静止，应避免可能出现的任何时间延误。

9.5.13.3 紧急关机开关启动后的操作，可与安全保护系统在过度振动而被触发时的操作相同。紧急关机开关触发后应保持触发时的状态。

9.5.14 机械零部件故障的监控

9.5.14.1 对机械零部件应实施监控。监控范围应包括运行可靠性的所有物理参数（如齿轮箱的油压和油温、轴承温度等）。监控设备的配置应取决于总体设计方案和安全标准。

9.5.14.2 当监控的物理参数超过极限值时应由控制系统关闭风力发电机组。关机后，根据故障的类别，风力发电机组可自动重启或由控制系统遥控启动。

9.5.15 控制系统的操作

9.5.15.1 运行管理系指在预定条件下对风力发电机组的操作程序（见本章 9.1.2.1）。如运行管理由控制系统执行，则该系统应承担风力发电机组的控制和调节。

9.5.15.2 如检测到控制系统已失去对风力发电机组的控制（例如因变距机构卡住而不能执行所要求的叶片变距），控制系统应触发安全保护系统。

9.5.15.3 如设置了对控制系统的监控（如看门狗），并且该监控装置在 24h 内不止一次作出响应时，亦应触发安全保护系统。

9.5.15.4 对于功率在 1MW 及以上的风力发电机组，如安全保护系统被触发，控制系统应将最后运行情况的数据储存下来（即使多次使用了复位开关）。

9.5.16 结冰的自动探测

9.5.16.1 对于容易结冰区域安装的风力发电机组，应设有能够自动监测到风力发电机组部件上结冰的装置。

9.5.16.2 检测到部件结冰时，控制系统应立即关闭风力发电机组，防止冰块损坏转动部件。只有在确定所有旋转部件无冰后方能自动重启。重启前应进行故障排除。

第6节 检 验

9.6.1 一般要求

9.6.1.1 为验证在实际运行中控制和安全系统是否满足设计规定的功能要求，应进行下列检查和试验：

- 1) 传感器及其安装规程的检查；
- 2) 控制柜安全检查和试验；
- 3) 控制功能的检查和试验；
- 4) 安全保护功能的检查和试验；
- 5) 软并网功能试验；
- 6) 抗电磁干扰试验。

9.6.1.2 试验可在装置或试验台上模拟风力发电机组运行情况或模拟故障情况下进行。试验提供的报告文件应包括对试验方法、试验条件、试验设备和试验结果的完整的描述。

9.6.2 传感器及其安装规程的检查

9.6.2.1 检查装于风力发电机组上的各种传感器及其安装规程是否符合标准规定，其性能和精度是否满足系统测试、控制和安全保护的要求。

9.6.3 控制柜安全检查和试验

9.6.3.1 保护接地电路检查：检查保护接地导线连接的牢固性，确保保护接地电路的连续性。

9.6.3.2 绝缘电阻检验：在电力电路导线和保护接地电路间施加 $500V_{dc}$ 时，测得的绝缘电阻应不小于 $1M\Omega$ 。

9.6.3.3 耐压试验：各电路导线和保护接地电路之间应能承受 GB3797-89 或本社接受的其他标准所规定的介电试验电压。

9.6.4 控制功能的检查和试验

9.6.4.1 根据风速信号进行启动、并网合闸和停机功能试验。

9.6.4.2 根据风向信号进行偏航对风调向试验。

9.6.4.3 根据功率和风速信号进行大、小发电机切换试验。

9.6.4.4 根据无功功率信号进行补偿电容器分组投入试验。

9.6.4.5 根据机舱转动方向的计数，启动偏航驱动装置，进行电缆解扭试验。

9.6.4.6 电网失效或负载丢失时的停机试验。

9.6.4.7 对变桨距风力发电机组，根据功率指令和功率反馈信号进行变桨距功率调节和功率限制试验。

9.6.4.8 通过上述试验，确认各项控制功能动作准确、可靠。

9.6.5 安全保护功能的检查和试验

9.6.5.1 根据转速信号进行超速保护的紧急关机试验。

9.6.5.2 根据发电机电流或功率信号进行过载或短路保护的紧急关机试验。

9.6.5.3 根据振动信号进行过度振动保护的紧急关机试验。

9.6.5.4 根据机舱转动方向的计数，在同一方向的净转数超过设计的限值时，进行扭缆保护的紧急关机试验。

9.6.5.5 进行人工操作的紧急关机试验。

9.6.5.6 通过上述试验，确认各项控制功能动作准确、可靠。

9.6.6 软并网功能试验

9.6.6.1 带动异步发电机转速至接近同步速（约为同步速的 92%~99%）时，发电机经一组双向晶闸管与电网连接，控制晶闸管的触发单元，使双向晶闸管的导通角由 0° 至 180° 逐渐增大。暂态过程结束时，旁路开关闭合，将晶闸管短接。整个并网过程中的冲击电流应不大于该发电机额定电流的两倍。

9.6.7 抗电磁干扰试验

9.6.7.1 试验按 IEC60801 进行，所用的干扰等级可根据预期的使用环境选定。在存在高频电磁波干扰的情况下，传感器应不误发信号，执行部件应不误动作。

第10章 防雷系统

第1节 一般规定

10.1.1 适用范围

10.1.1.1 本章适用于风力发电机组防雷系统的设计和安装。

10.1.2 定义

除另有规定外，本章有关定义如下：

10.1.2.1 防雷系统(LPS)系指用于对需要防雷的空间作防雷电效应的整个系统。它由外部防雷系统和内部防雷系统组成^①。

10.1.2.2 外部防雷系统系指由接闪器、引下线和接地装置组成的防雷系统。

10.1.2.3 内部防雷系统系指除本节 10.1.2.2 的防雷装置外，所有附加部件和措施均属于内部防雷系统，其目的在于减小雷电流在需要防雷的空间内所产生的电磁效应。

10.1.2.4 等电位连接 (EB)系指将各个外露可导电部分及装置外导电部分的电位作实质上相等的电气连接。它是内部防雷系统的一部分，目的在于减小雷电流所引起的电位差。

10.1.2.5 接闪器系指直接接受雷击的那部分外部防雷装置，如避雷针、避雷带、避雷网以及用作接闪器的金属构件等。

10.1.2.6 引下线系指连接接闪器与接地装置的金属导体，目的在于将雷电流从接闪器引至接地装置的那部分外部防雷装置。

10.1.2.7 接地装置系指接地体和接地线的总称，目的在于导引雷电流并使其流散入大地的那部分外部防雷装置。

10.1.2.8 接地线系指从引下线断接卡或换线处至接地体的连接导体，或从接地端子、等电位连接带至接地体的连接导体。

10.1.2.9 接地体系指埋入土壤中或混凝土基础中作散流用的导体，它直接与大地有电气接触并将雷电流流散入大地。

10.1.2.10 环形接地体系指处于地下或地表面层环绕风力发电机组或建筑物形成闭合环的接地体。

10.1.2.11 基础接地体系指埋在风力发电机组或建筑物混凝土基础内的接地体。

10.1.2.12 等电位连接带系指将金属装置、外部导电部件、电力线、电讯线和其他电缆连接到防雷装置的金属板带。

10.1.2.13 连接导线系指用于等电位连接的导体。

10.1.2.14 保护等级系指根据防雷系统的效率和雷电流参数对其划分等级。它表达防雷系统保护某空间防雷电效应的概率。

10.1.2.15 防雷区 (LPZ) 系指雷电电磁环境受到限定和控制的地区。

10.1.2.16 雷电流系指雷击点处流过的电流。

10.1.2.17 电涌保护器系指用来限制存在于防雷空间内某两部分之间的瞬态过电压和浪涌电流的一种器具，如放电间隙、压敏电阻、电涌分流器或半导体器件。

10.1.2.18 共用接地系统系指风力发电机组或建筑物接到接地装置的所有相互连接的金属装置，包括外部防雷装置。

① 在特定场合下防雷系统可仅设有外部防雷系统或仅设有内部防雷系统。

10.1.2.19 接地基准点 (ERP) 系指共用接地系统与一系统的等电位连接网之间唯一的连接点。

10.1.3 技术文件

10.1.3.1 应向本社提交下列技术文件：

- (1) 防雷系统的设计方案和技术说明书；
- (2) 包括风力发电机组和防雷区内与机组分开的建筑物的总布置图；
- (3) 带避雷针和避雷导线的风力发电机组以及接地体的布置、等电位、连接带的位置、与独立操作间的连接等总布置图；
- (4) 表明雷电流导线和电涌保护器位置的布置图；
- (5) 关于雷电流如何导离风轮叶片，传动装置和偏航轴承导体的雷电流载流量的检验等设计详述。

第2节 保护等级和防雷区

10.2.1 防雷设计原则

10.2.1.1 选择适宜的保护等级以便在最大允许条件下，通过所采取的保护措施，减小直接雷击对风力发电机组造成破坏的风险。

10.2.1.2 根据对电磁条件的要求将整个风力发电机组分成若干防雷区，对不同的防雷区应采取与其相适应的措施。

10.2.2 保护等级

10.2.2.1 可按 IEC 62305-1 标准,以被保护的风力发电机组遭受直接雷击的预计频率和年允许落闪次数为依据, 确定风力发电机组的保护等级，进而确定相应的保护设备。

10.2.2.2 风力发电机组应达到下列最低保护等级：

- (1) 轮毂高度不超过 60m 的风力发电机组：保护等级 III/IV；
- (2) 轮毂高度 60m 以上的风力发电机组：保护等级 II。

10.2.3 防雷区 (LPZ)

10.2.3.1 应将需要保护的空間划分为不同的防雷区，以规定各种空間不同的雷电电磁脉冲的严重程度，并指明各区交界处等电位连接点的位置。各个防雷区以其交界处电磁环境的明显改变作为其划分的特征。

10.2.3.2 防雷区的任务是将电磁场和来自发射源的电磁骚扰减小到限定值。根据 IEC61312-1 标准，防雷区分为 LPZ0_A、LPZ0_B、LPZ1、LPZ2 等。

(1) LPZ0_A：该区内的物体可能遭到直接雷击，因此可能传导全部雷电流。该区内的电磁场没有衰减。

(2) LPZ0_B：该区内的物体不会遭到直接雷击，但该区内的电磁场没有衰减。

(3) LPZ1：该区内的物体不会遭到直接雷击，区内所有导电体的电流比 LPZ0_B 区进一步减小，电磁场也可能衰减，这取决于屏蔽措施。

(4) 后续的防雷区 (LPZ2 等)：如需进一步减小所导引的电流和/或电磁场，则应引入后续防雷区。

(5) 一般，表示区号的数字越大，电磁环境参数越低。应根据被保护系统要求的环境条件选择保护区。

10.2.3.3 防雷区 LPZ0_A 和 LPZ0_B 包括如下部位 (如图 10.2.3.3 所示)：

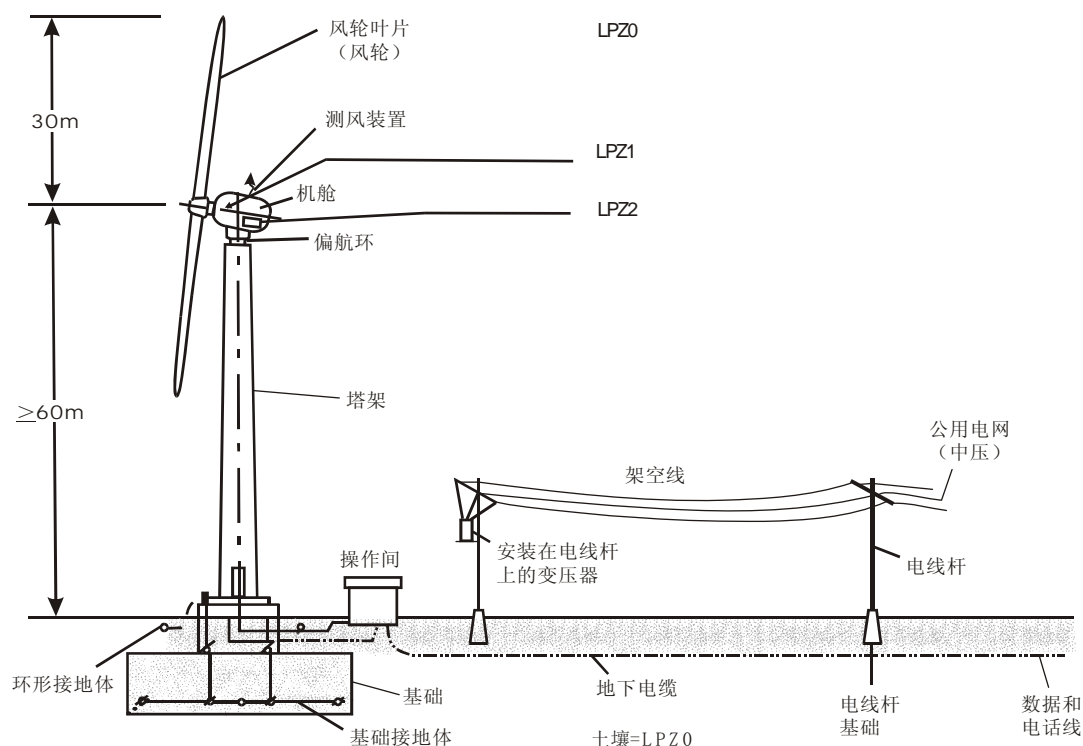


图 10.2.3.3 具有防雷区 (LPZ) 的风力发电机组示意图

- (1) 风轮叶片，包括风轮轮毂及其内部部件（传感器、调节器等）；
- (2) 机舱罩的外部部件；
- (3) 无金属罩的机舱内的所有设备（发电机、辅助传动装置、电缆、传感器和调节器），金属开关柜的外部部件，非金属开关柜的内部部件；
- (4) 测风设备的传感器；
- (5) 非金属塔架或没有按照标准配备钢筋连接件的混凝土塔架。
- (6) 无屏蔽措施的操作间和变电站的内部，以及在无屏蔽措施情况下风力发电机组和操作间或变电站之间埋在土壤中的电缆连接线或架空线。

10.2.3.4 防雷区 LPZ1 包括如下部位（如图 10.2.3.3 所示）：

- (1) 采取了有效的雷电导引和屏蔽措施的风轮叶片的内部，包括风轮轮毂（传感器、调节器等）；
- (2) 具有相应的雷电导引措施的全金属覆盖的机舱罩内部；
- (3) 所有金属包层的设备的内部，如以适当方式连到一个等电位连接系统（例如作为等电位基准的机器底座）；
- (4) 屏蔽电缆或处于金属管中的电缆，屏蔽网或金属管两端已作等电位连接；
- (5) 装上避雷针和适当避雷导体的测风设备的传感器；
- (6) 金属塔架或混凝土塔架的内部，混凝土塔架的钢筋应按照适用的标准设计并连接到基础接地体；
- (7) 操作间和变电站的内部，用钢板覆盖或具有屏蔽措施（所有各侧与基础接地体或环形接地体相连的钢筋，金属门和带金属丝网的窗）。

10.2.3.5 防雷区 LPZ2 包括防雷区 LPZ1 内的设备，为进一步减小干扰效应，必须采取附加的屏蔽措施。

第3节 防雷系统和装置设计的一般要求

10.3.1 外部防雷系统

10.3.1.1 风力发电机组的接闪器可由下列各项单独或任意组合而成:

- (1) 避雷针;
- (2) 避雷线(或带);
- (3) 避雷网(形成网格的导体)。

10.3.1.2 盖住需要防雷的空间的金属板,如风力发电机组的金属机舱罩也可作为自然接闪器,但板间的连接应具有可靠的电气连通。

10.3.1.3 从接闪器到接地装置的引下线应按下列原则布置:

- (1) 应有较多并联的电流路径;
- (2) 引下线应为直线且垂直安装,使其具有最短、最直接的路径;
- (3) 应尽量做到引下线是接闪器导体的直接延续。

10.3.1.4 当塔架为金属制成或有互相连接的钢筋网时,可作为自然引下线。

10.3.1.5 接地装置应满足如下要求:

(1) 为了将雷电流流散入大地而不会产生危险的过电压,应注意接地装置的形状和尺寸设计,并应有低的接地电阻,其工频接地电阻一般应小于 4Ω ,在土壤电阻率很大的地方可放宽到 10Ω 以下。

(2) 从防雷观点出发,风力发电机组宜设一共用接地装置,供所有接地之用(如防雷、电气系统、通信系统)。对由于其他原因必须分开装设的接地装置,应采用等电位连接,连到共用接地装置上。

(3) 应采用接地体型式中的一种或几种组合:一个或多个环形接地体、基础接地体、水平接地体或垂直(或斜形)接地体。

10.3.1.6 风力发电机组的接地布置一般可采用基础接地体和环形接地体,其所包围的面积的平均半径应不小于 6m。风力发电机组的混凝土基础内互相连接的钢筋网,当其特性满足本节 10.3.1.8 的要求时,可作为自然接地体。

10.3.1.7 当利用混凝土钢筋作为接地体时,应注意钢筋的互相连接,以防混凝土机械性崩裂。在采用预应力混凝土的情况下,应考虑到由于流过雷电流而可能产生不可接受的机械应力。

10.3.1.8 防雷装置的材料应能经受雷电流的电磁效应以及可预见到的意外应力而不会损坏。选择材料及其尺寸时,应考虑到被保护的风力发电机组和防雷装置本身受腐蚀的可能性。

10.3.1.9 防雷装置的材料和应用条件列于表 10.3.1.9,防雷装置的部件可用该表的材料制作,材料应具有足够的电导率和耐腐蚀性能,也可采用具有等效的机械、电气和化学(耐腐蚀)性能的其它金属材料。

10.3.1.10 防雷装置材料的最小截面积列于表 10.3.1.10。

防雷装置的材料和应用的条件

表 10.3.1.9

材料	应用于			与下列物质接触后遭受腐蚀的情况		
	空气中	地中	混凝土中	有耐腐蚀的性能	有被腐蚀的危险	将被电解腐蚀
铜	整体、绞线、被复层或镀层	整体、绞线、被复层或镀层	——	许多材料	高浓度氯化物、硫化物、有机材料	——
镀锌钢	整体、绞线	整体	整体	甚至在酸性土壤中也是良好的	——	铜
不锈钢	整体、绞线	整体	——	许多材料	溶化有氯化物的水	——
铝	整体、绞线	——	——	——	碱性介质	铜
铅	整体、被复层或镀层	整体、被复层或镀层	——	高浓度硫化物	酸性土壤	铜

防雷装置材料的最小截面积

表 10.3.1.10

保护等级	材料	接闪器 (mm ²)	引下线 (mm ²)	接地装置 (mm ²)
I-IV	Cu(铜)	35	16	50
	Al(铝)	70	25	——
	Fe(铁)	50	50	80

注：为加强抗机械应力和耐腐蚀性，可加大表中的尺寸

流过大于或等于 25%总雷电流的连接导线的最小截面

表 10.3.2.3(1)

保护级别	材料	截面(mm ²)
I-IV	Cu(铜)	16
	Al(铝)	25
	Fe(铁)	50

流过小于 25%总雷电流的连接导线的最小截面

表 10.3.2.3(2)

保护级别	材料	截面(mm ²)
I-IV	Cu(铜)	6
	Al(铝)	10
	Fe(铁)	16

10.3.2 内部防雷系统

10.3.2.1 为预防雷电效应，处于防雷空间内的防雷装置，如风力发电机组的金属构架、金属装置、电气装置、通信装置和外来的导体应作等电位连接。

设有防雷装置时，应考虑处于防雷空间之外的金属构件可能受到雷电效应的影响，对处于需防雷的空间之外的金属构架也应作等电位连接。

不设防雷装置时，当需要防从外来管线来的雷电效应时，也应作等电位连接。

10.3.2.2 金属装置在靠近地面处应作等电位连接，连接导线应接到等电位连接带。等电位连接带的构成和安装应易于接近、检查，等电位连接带应与接地装置连接。

10.3.2.3 可采用以下方法完成等电位连接：

(1) 在自然连接不能保证电气贯通处，可用连接导线连接。如果全部或较大部分雷电流流过连接点，则连接导线的最小截面应按表 10.3.2.3(1)选用；其他情况按表 10.3.2.3(2)选用。

(2) 在不允许用连接导线时,可采用电涌保护器跨接,电涌保护器的安装应便于检查。

10.3.2.4 对外来导体,应尽可能在靠近进户点处作等电位连接。因有较大部分雷电流将流过这些连接点,所以应按表 10.3.2.3(1)选择连接导线。

10.3.2.5 对电气装置和通信装置,一般应尽可能在靠近进户点处按本节 10.3.2.2 的要求作等电位连接。

如导体有屏蔽层或穿于金属管内,如屏蔽物上的电阻电位差不危及电缆和所连接的设备时,则仅将这类屏蔽物作等电位连接即可。

线路的所有导体应直接或非直接连接。相线应采用电涌保护器连到防雷装置或总接地连接带上。在 TN 系统中, PE 线或 PEN 线应直接连到防雷装置或总接地连接带上。

第4节 风力发电机组的防雷措施

10.4.1 塔架基础接地体

10.4.1.1 基础接地体(见图 10.4.1.1)的设计应符合 GB50057 或本社接受标准的规定。但应注意,当塔架用放入混凝土内的预应力拉桩螺栓固定时,不应将这些元件用于接地目的。

10.4.1.2 塔底直径不超过 3m 时,从基础接地体到塔架钢结构应至少有两处相连接;对于更大的塔底直径应至少有三处相连接。

10.4.1.3 基础接地体应是可延伸的,以便必要时连接环形接地体或者连接已有的接地设施(风电场、配电系统),见图 10.4.1.3。其接地体应符合 GB50074 或本社接受标准的要求。

10.4.1.4 接地体的接地电阻应满足本章 10.3.1.5 的要求。

10.4.1.5 基础接地体和/或环形接地体的端部接线夹应进入塔架内部,并连接到一个有适当标记的等电位连接带。

10.4.1.6 所有从基础接地体或混凝土的外部加强转接到空气中其他连接体的电缆应为绝缘电缆。

10.4.1.7 如果混凝土的加强具有较高的导电率并且与接地排的接点在两点及以上,则附加的基础接地体可免设。

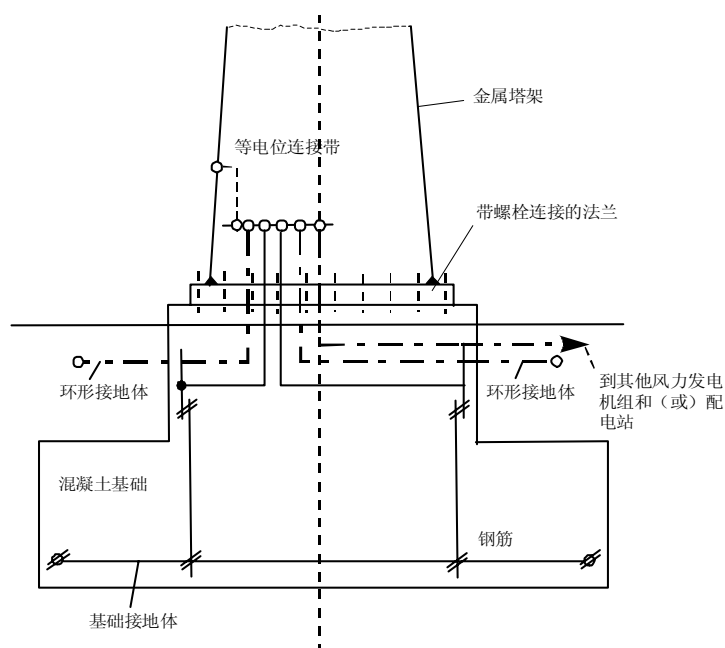


图 10.4.1.1 接到基础接地体的等电位连接的接法

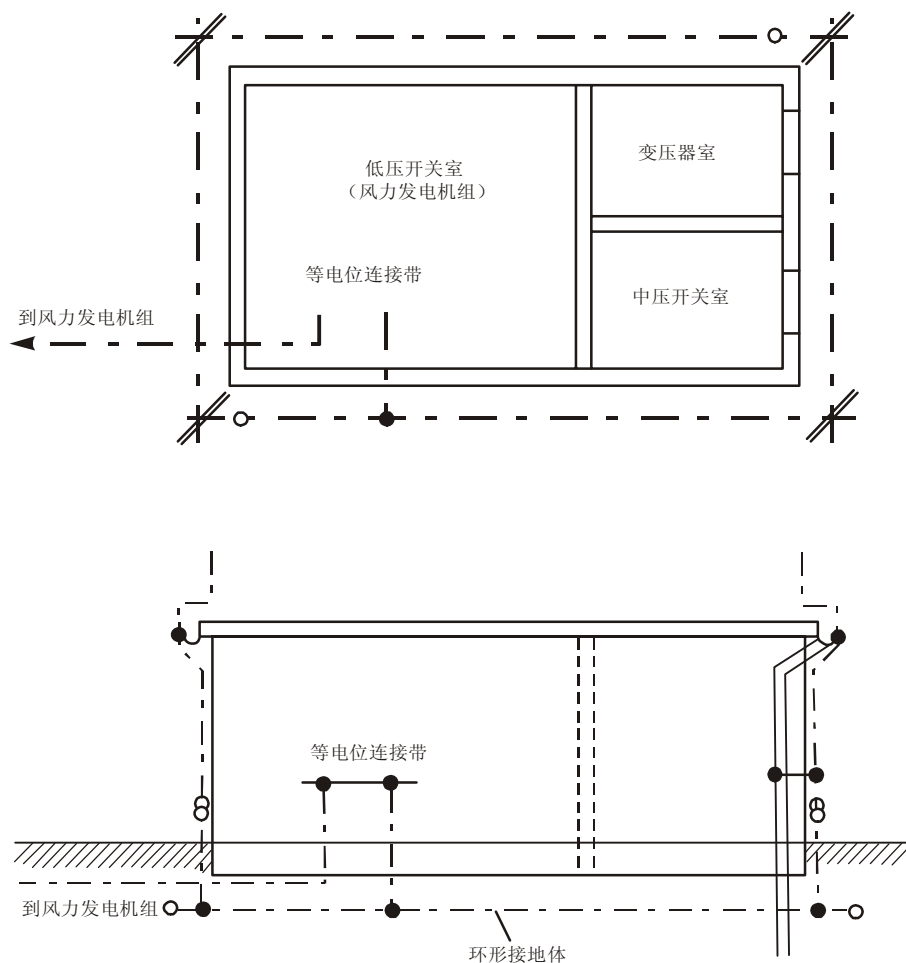


图 10.4.1.3 独立的变电站与风力发电机组的等电位连接

10.4.2 塔架设计

10.4.2.1 柱型钢塔、桁架式钢塔和钢筋混凝土塔架特别适合于防雷措施。这些类型的塔架固定在已准备好的基础上（如本节 10.4.1 所述），通过它们提供了塔架直至偏航环高度的连续接地保护。欲达到 LPZ1 防雷区要求只有使用封闭的钢塔或钢筋混凝土塔，桁架式塔结构内部只能满足 LPZ0_B 防雷区的要求。

10.4.2.2 对于钢筋混凝土结构，建造期间应使用专用的线夹在尽可能多的点将钢筋相互连接，以保证电气互连，并经由塔内的一个或多个接地基准点引伸到塔体外面。金属连接的法兰（在基础底部和偏航环顶部）应接到钢筋上。如果符合上述条件，则塔架内部可认作 LPZ1 防雷区。

10.4.3 偏航轴承处的连接

10.4.3.1 为将基础接地体经塔架到机器底座达到连续的接地连接，应采用高导电、低电感的接法。

10.4.3.2 由于偏航环处需要较长的连接电缆，不宜采用电缆连接，以防塔和机器底座间通过高频雷电流时连接电缆两端产生高电压，故应采取下列适当的措施：

- (1) 能传导雷电流的滑环（这些滑环也可在偏航环的内部）和金属滑动触头；
- (2) 能传导雷电流的轴承；
- (3) 放电间隙。

10.4.4 机器底座与接地装置的连接

10.4.4.1 一般，机器底座通过偏航环的螺栓连接，能良好地接到接地装置。

10.4.4.2 如机器底座是用柔性阻尼元件与偏航环连接,则所有阻尼元件应采用有足够截面积的扁铜带跨接。

10.4.5 发电机和齿轮箱与接地装置的连接

10.4.5.1 通常,齿轮箱和发电机通过机器底座的连接螺栓与接地装置保持良好的连接。

10.4.5.2 如齿轮箱和/或发电机用柔性阻尼元件与机器底座连接,则所有阻尼元件应采用有足够截面积的扁铜带跨接。

10.4.6 机舱中其它部件的连接

10.4.6.1 包含电气元件(执行器、开关装置、金属开关等)的所有部件应在电气上相互连接并与机器底座连接。

10.4.6.2 如本节 10.4.6.1 要求未能通过其本身的安装实现,则应采取其它措施。最佳方法是采用等电位连接带与底座相连。该连接带应尽可能短,如采用铜导体时,截面积应不小于 10mm^2 。

10.4.7 机舱罩

10.4.7.1 如使用金属罩,则金属罩应包含在等电位连接中,可使金属罩在较大范围内多点用钢带与机器底座连接来实现。任何铰链应尽可能用宽的柔性铜带跨接。

10.4.7.2 如使用非金属罩,则应装置避雷针和相应的外部导体,并连接到机器底座。避雷针和导体的高度与数目取决于机舱罩的尺寸。在决定避雷针高度时,应假定避雷针提供最大 45° 的保护角,这个保护角必须覆盖整个机舱。

10.4.8 风轮叶片的雷电传导

10.4.8.1 风轮叶片应装设引下线,以使所要求的保护等级(见本章 10.2.2)的雷电流经由轮毂或机舱罩安全导引下去。

10.4.8.2 下引线在其整个长度范围内,应至少具有如下截面积:

- 1) 铜或铝合金: 50mm^2 。
- 2) 钢带: 60mm^2
- 3) 圆钢: 78mm^2

此外,设计下引线时,应考虑到,雷电流的传输不应使风轮叶片的温度超过允许值。

10.4.8.3 制造叶片时可在叶尖部分预先埋设导体网作为接闪器,并与叶片内部作为引下线的钢丝绳或铜导体连接,亦可在雷电经常击中的叶尖部位安装一个金属销,并与导体网相连。在叶片根部,用编织导线将钢丝绳与轮毂连接。当闪电击中叶片时,雷电流通过金属销、导体网、钢丝绳、编织导线传到轮毂。

10.4.8.4 风轮半径超过 30m 时,至少 2 个受雷器应均匀布置在整个风轮叶片上。

10.4.9 风轮轮毂的雷电传导

10.4.9.1 从轮毂到机器底座的避雷导体应能使所要求的保护等级(见本章 10.2.2)的雷电流安全通过,为此可采用下列措施:

- (1) 能够传导雷电流的滑环(这些滑环也可在偏航环的内部)和与金属滑动触头;
- (2) 能够传导雷电流的轴承;
- (3) 放电间隙。

10.4.9.2 齿轮箱和发电机之间的联轴节应该绝缘,以免雷电流流经发电机和发电机轴承。

10.4.10 测风传感器的雷电传导

10.4.10.1 轮毂高度 60m 以上的风力发电机组的测风传感器应装设“屏蔽型”避雷针和相应的外部导线。

10.4.10.2 轮毂高度不超过 60m 的风力发电机组的测风传感器可装设普通避雷针和相应的外部导线。

10.4.10.3 在所有情况下，导线应引至机器底座，并与机器底座连接。

10.4.11 塔架内的电控系统和开关柜

10.4.11.1 防止控制系统受雷电感应所引起的过电压损害，一般应采用下列保护措施：

(1) 比较完善的屏蔽。带面板的开关柜每侧一般应用薄钢板制成，并接到等电位连接带。如不需防雷区界面连接，或开关柜内的各单元已符合规定的防雷区条件（如通过金属封装），开关柜也可不用薄钢板封装；

(2) 用带屏蔽的隔离变压器隔离电源；

(3) 在各个传感器和计算机输入端用电涌保护器加以保护。

第5节 其它设施的防雷措施

10.5.1 与风力发电机组分开的操作间和变电站

10.5.1.1 为使操作间和/或变电站内达到 LPZ1 防雷区，一般这些设施可用薄钢板建造，或选择无窗的钢筋混凝土建筑物。混凝土建筑物所有面（地板、天花板和墙壁）均应含有钢筋，以作为屏蔽措施。其入口处应安装用诸如薄钢板、铝或细金属丝网做成的屏蔽门。

10.5.1.2 如建筑物位于塔的附近，有可能受到直接雷击（根据雷电滚球法检查），建筑物应按照 GB50057 或本社接受标准装设避雷针和引下线，并连接到接地体。

10.5.1.3 基础接地体或环形接地体应进入室内一点，并接到等电位连接带（见图 10.4.1.3）。

10.5.1.4 独立建筑物的接地体应连接到塔架接地体和场地的其它接地体。

10.5.2 塔架和独立建筑物之间敷设电缆的连接

10.5.2.1 为了保持一个连续的 LPZ1 防雷区，在塔架和独立的建筑物之间应提供一条屏蔽的电缆线路。

10.5.2.2 可采用下列屏蔽方法：

(1) 屏蔽电缆，其两端接到等电位连接的屏蔽网；

(2) 两端接到等电位连接的金属管；

(3) 接到塔架和建筑物接地体的钢筋管道。

10.5.3 独立建筑物内的开关柜

10.5.3.1 开关柜每个面均应用薄钢板做成，并接到等电位连接带。如不需防雷区界面连接或开关柜内的各单元已符合规定的防雷区条件（如通过金属封装），则开关柜也可不用薄钢板封装。

第6节 防雷区界面处电缆和电线的处理

10.6.1 LPZ0_A 与 LPZ1 界面处电缆和电线的处理

10.6.1.1 LPZ0_A 与 LPZ1 之间的界面处，所有引入的电缆和电线应毫无例外地包括在防雷的等电位连接中，并配备作等电位连接用的连线夹、避雷导线、放电间隙等器件，这些器件可以导引预期的部

分雷电流而不致使电缆和电线遭受损坏。

10.6.2 其他防雷区的界面处电缆和电线的处理

10.6.2.1 其他防雷区的界面处，在被保护的空间内应提供另一个局部等电位连接。通过上述界面处的所有电缆和电线应接入这个局部等电位连接带。

10.6.3 局部等电位连接带

10.6.3.1 所有的金属设备，如开关柜、电动机和发电机，应连接到局部等电位连接带。为局部等电位连接所选的元件和保护装置应根据该区的危险程度和装置对干扰的抑制情况选择。

10.6.3.2 局部等电位连接带应相互连接，并用连接导线接到 LPZ0_A 和 LPZ0_B 与 LPZ1 之间的界面。

10.6.4 保护装置的应用

10.6.4.1 保护装置应根据所要求的保护等级，并考虑系统特性和兼容性选择。

10.6.4.2 对从 LPZ0_A 或 LPZ0_B 进入 LPZ1 的电缆和电线，应为电源、通信和数据传输提供适当的避雷保护装置。

10.6.4.3 对从 LPZ1 进入 LPZ2 的电缆和电线应装设适宜的电涌保护器。

10.6.4.4 对更高一级的防雷区界面应装设适宜等级的电涌保护器。

第7节 防雷装置的设计、检查和维护

10.7.1 设计

10.7.1.1 防雷装置的效率由高到低为保护等级 I 至保护等级 IV。

10.7.1.2 防雷装置的设计与风力发电机组和其它设施的结构设计应同时进行，以便在技术、经济 and 安全性上得到最优化的防雷装置设计。特别是在设计风力发电机组和建筑物时，可利用其中的金属物作为防雷装置的有关部分。

10.7.2 检查

10.7.2.1 防雷装置检查的内容如下：

- (1) 防雷装置与设计的一致性；
- (2) 防雷装置各部分的情况良好，并有能力实现设计所给予的功能，以及没有腐蚀效应；
- (3) 对任何新增加的风力发电机组或设施，已将新增的防雷装置连到原来的防雷装置上，或将原有的防雷装置延伸，而使新设施合并到原来需要防雷的空间。

10.7.2.2 防雷装置检查程序如下：

- (1) 在风力发电机组和其他设施的安装和施工期间，应核对埋入的接地体；
- (2) 安装好防雷装置后应按本节 10.7.2.1 (1) 和 (2) 进行检查；
- (3) 定期按本节 10.7.2.1 要求进行重复检查，检查的时间间隔根据需要防雷的空间的特点和腐蚀情况确定；
- (4) 在有改变或修理后，或风力发电机组遭受雷击后，应按本节 10.7.2.1 的要求进行附加的检查。

10.7.3 维护

10.7.3.1 定期检查防雷装置是可靠维护的基本条件。应无延误地修理好所有发现的缺陷。

10.7.3.2 风力发电机组用户手册的运行维护部分应包含防雷系统检查和维护说明的具体内容。

第11章 运输、安装、运行和维护

第1节 一般规定

11.1.1 适用范围

11.1.1.1 本章适用于风力发电机组的运输、安装、运行和维护。

11.1.2 定义

除另有规定外，本章有关定义如下：

11.1.2.1 供应商系指风力发电机组制造商或其代理机构；

11.1.2.2 承运商系指承担风力发电机组运输的机构；

11.1.2.3 业主系指风力发电机组最终用户；

11.1.2.4 故障停机系指由于风力发电机组本身发生故障引起的停机；

11.1.2.5 非正常停机系指由于电网及气候原因引起的停机；

11.1.2.6 非常规维护系指由于零部件非正常损坏所进行的专门维护；

11.1.2.7 安装系指风力发电机组安装包括吊装、安装和调试；

11.1.2.8 运行系指风力发电机组运行，包括试运行和运行；

11.1.2.9 维护系指风力发电机组的定期维护、故障维护和损坏修理。

第2节 运输、安装、运行和维护

11.2.1 运输

11.2.1.1 供应商应根据风力发电机组设备的不同运输方式（陆运、海运和空运）提供固定和包装的规定，以适应装卸和运输的需要。

11.2.1.2 供应商应向承运商和业主提供下列数据：

- (1) 货物的三视图和外形尺寸；
- (2) 货物重量和重心位置；
- (3) 货物的吊点位置；
- (4) 货物支重面的尺寸；
- (5) 固定方式和加固方案。

11.2.1.3 风力发电机组设备固定和包装的方式应保证运输安全，如对叶片应采取保护措施，使其表面和前后缘不受损伤；对发电机、齿轮箱应采用柔性支撑，以减轻运输时振动对轴承的影响；对转动部件应设计带阻尼的锁定机构，防止运输过程中设备的转动。

11.2.1.4 风力发电机组设备固定和包装的方式应满足运输对货物重量和外形尺寸的超限规定。

11.2.1.5 承运商应向用户提供运输方案，方案应考虑运输安全性并减少装卸次数。

11.2.1.6 承运商应具有必要的质量保证手段。

11.2.2 安装

11.2.2.1 供应商应提供风力发电机组安装手册，安装手册应包括风力发电机组的安装程序和检查项目。

11.2.2.2 安装单位应按安装手册制定安装工艺规程，给出安装流程图、安装部件之间的关联图、

安装设备与工具一览表、标准件一览表、工序流程说明以及注意事项和安装进度。安装过程应明确安装任务，且必须履行统一指挥。

11.2.2.3 安装单位应制定安装安全规程，安装人员必须通过安装安全规程的培训，持证上岗。

11.2.2.4 如风速超过制造商规定的最大安装风速，应停止风力发电机组的安装。

11.2.2.5 风力发电机组安装时，所有螺纹连接处应进行防锈及密封处理，连接时应按安装工艺规程进行。

11.2.2.6 对于定桨距风力发电机组，供应商应根据风力发电机组安装地的气象条件提供最佳的叶片安装角。风轮各叶片安装角的相对偏差不应超过供应商给出的标准。

11.2.2.7 机舱至塔架底部控制柜的控制及电力电缆应按国家电力安装工艺中的有关要求安装，应采取必要的措施防止机组运行时振动引起的电缆摆动和机组偏航时引起的扭绞。

11.2.2.8 电控系统应采取可靠的防振和隔振措施，避免运行中的振动。

11.2.2.9 风力发电机组全部安装完毕后，应按供应商提供的安装检验项目检验。检验的主要内容应包括螺纹连接的松紧度、焊缝的无损探测、机械零部件的辐射保护、电器设备的安装质量（如电缆铺设、接地设备和接地系统）以及液压系统管路的泄漏等。

11.2.2.10 安装检验后，由安装单位向用户提交安装检验报告并由用户主持验收。

11.2.3 运行

11.2.3.1 供应商应提供经过本社批准的风力发电机组的运行手册，运行手册应包括下列内容：

- (1) 风力发电机组的技术数据；
- (2) 风力发电机组各部件的结构参数和工作原理，包括风力发电机组的结构图和原理图；
- (3) 风力发电机组控制系统原理和说明，包括控制系统的电路图；
- (4) 风力发电机组运行操作规程，包括风力发电机组起动、停机和紧急关机的程序，以及操作和指示器件的功能和操作方式的说明；
- (5) 风力发电机组运行安全规程；
- (6) 风力发电机组故障和排除故障说明；
- (7) 风力发电机组运行监测控制和例行检查的说明。

11.2.3.2 运行人员必须通过运行安全规程和运行操作规程的技术培训，持证上岗；运行人员应了解制造商向业主承诺的风力发电机组的可利用率指标，并应明确自己所承担的责任；运行人员应能识别故障的原因，并向维护人员提供故障信息。

11.2.3.3 试运行应按本社批准的试运行方案进行。试运行中，按本规范 12.2.2.1 的要求，对风力发电机组进行全部功能试验。

11.2.3.4 风力发电机组根据试运行的情况进行必要的调整并提供机组已经试运行的证明，经本社认可后，方可正式投入运行。

11.2.3.5 运行时应按运行手册的规定对风力发电机组的运行状态进行监测控制和例行检查，建立风力发电机组运行档案，填写运行记录和统计报表。

11.2.4 维护

11.2.4.1 供应商应提供经本社批准的风力发电机组的维护手册，其应包括下列内容：

- (1) 风力发电机组的技术数据；
- (2) 风力发电机组各部件的结构参数和工作原理，包括相应的安装图和电路图；
- (3) 风力发电机组维护安全规程；
- (4) 风力发电机组维护工具和备件的清单；
- (5) 风力发电机组维护操作规程，包括各种维护操作（如加油量、螺栓拧紧力矩、刹车调整、油液压力等）的目的和说明，应尽可能用图示加以补充；
- (6) 定期维护内容和维护要求；

(7) 风力发电机组故障和维护指南。

11.2.4.2 维护人员必须通过维护安全规程的技术培训，持证上岗。

11.2.4.3 应按维护手册对风力发电机组进行定期维护，建立风力发电机组维护档案，填写维护记录表和故障处理卡。维护记录表包括检查结果、机组状态和维护内容；故障处理卡包括故障状态、故障类型和处理方法。

第12章 测 试

第1节 一般规定

12.1.1 适用范围

12.1.1.1 本章适用于单台风力发电机组的测试。

12.1.2 定义

除另有规定外，本章有关定义如下：

12.1.2.1 风力发电机组测试系指用法定的仪器设备采集风力发电机组的各类机械和电气数据，以及相关气象参数和风力发电机组运行参数并计算分析,以评价风力发电机组的性能和可靠性。

12.1.3 技术文件

12.1.3.1 测试报告应符合本规范及测试所引用的其它有关标准的要求。测试报告应包括下列内容：

- (1) 标识风力发电机组系列号(如适用，标识控制系统软件版本号)；
- (2) 标识风力发电机组及部件与设计评估的风力发电机组及部件间的差异；
- (3) 其它显著差异；
- (4) 测试场地描述；
- (5) 被试样机的综述；
- (6) 设计或制造说明书；
- (7) 测试设备描述；
- (8) 测试程序描述。

测试报告中应给出测试项目的名称、条件、原始数据、表格以及经整理、修正、计算和处理后的最终结果，并绘制出所需要的曲线图。

12.1.4 一般要求

12.1.4.1 风力发电机组应按本章的有关要求进行测试，测试方案应经本社批准，并经本社现场验证。

12.1.4.2 测试人员应具有与测试工作相适应的技能及必要的知识，并应持证上岗。

12.1.4.3 所有测试设备必须处于法定检定的有效期内，并满足有关标准规定的精度要求，其测试范围和量程应满足本社接受的规范/标准的有关规定。

12.1.4.4 风力发电机组测试一般应采用本规范规定的测试方法，如采用其它方法，需经本社同意。

第2节 安全及功能测试

12.2.1 一般要求

12.2.1.1 安全及功能测试是确定测试条件下风力发电机组的设计特性以及与人员安全的有关要求符合本规范的有关规定。

12.2.1.2 测试中风力发电机组的控制及保护系统功能应达到设计的要求。

12.2.2 测试内容

12.2.2.1 风力发电机组功能测试内容应包括：

- (1) 机舱 / 塔架振动；
- (2) 发电特性；
- (3) 偏航稳定性；
- (4) 转速变化的平稳性；
- (5) 起动稳定性；
- (6) 正常停机；
- (7) 紧急停机；
- (8) 风轮刹车。

12.2.2.2 风力发电机组安全测试内容应包括：

- (1) 功率极限；
- (2) 速度极限；
- (3) 偏航控制；
- (4) 振动保护；
- (5) 手动停机；
- (6) 失电保护；
- (7) 扭缆保护；
- (8) 超温保护及油压测量。

12.2.2.3 人员安全性的测试内容应包括：

- (1) 旋转设备的防护；
- (2) 爬塔设施的安全性；
- (3) 触电保护。

12.2.3 测试方法

12.2.3.1 安全及功能测试可采用 IEC61400—13 或经本社接受的标准。

12.2.4 测试结果

12.2.4.1 安全及功能测试应记录各项测试结果，并对各部分的安全性作出实际的评估。

第3节 功率特性测试

12.3.1 一般要求

12.3.1.1 功率特性测试是提供功率特性曲线及预计风力发电机组年均发电量。

12.3.1.2 测量条件、所用仪器、标定及其分析方法应符合有关标准的规定，并在测试报告中予以说明。

12.3.2 测试内容

12.3.2.1 功率特性测试内容包括：

- (1) 场地标定；
- (2) 功率；
- (3) 风速、风向、大气压力、大气温度、空气密度和相对湿度；
- (4) 风力发电机组运行状态参数。

12.3.3 测试方法

12.3.3.1 功率特性测试可采用 IEC61400—12 或本社接受的标准。

12.3.4 测试结果

12.3.4.1 功率曲线测试结果应包括如下内容：

- (1) 标准功率曲线；
- (2) 功率系数曲线；
- (3) 风湍流引起的功率散点图；
- (4) 按风速分布的功率特性数据表；
- (5) 根据标准功率曲线，计算不同年平均风速（轮毂高度处）的机组理论年发电量；
- (6) 测试期间每日的温差；
- (7) 测试误差分析。

第4节 载荷测试

12.4.1 一般要求

12.4.1.1 载荷测试是确定设计计算时及特定条件下的载荷量。

12.4.1.2 测试应在与所提交认可风力发电机组动力学及结构上相类似的风力发电机组上进行，两者在细节上可有所差异。为防止误差，申请人应提供测试风力发电机组的载荷及动力学特性预定值。

12.4.2 测试内容

12.4.2.1 载荷测试内容包括：

- (1) 叶片根部载荷(挥舞力矩、摆振力矩)；
- (2) 风轮载荷（俯仰力矩、偏航力矩和扭矩）；
- (3) 塔架载荷（2个方向的底部弯曲力矩），必要时测量顶部弯曲力矩；
- (4) 气象参数，包括风速、风向、空气温度、空气密度，必要时检测风切变和温度梯度；
- (5) 风力发电机组运行参数，包括电功率、风轮转速、桨矩角、偏航位置、风轮方位角、电网条件。

12.4.3 测试方法

12.4.3.1 载荷测试方法可采用 IEC 61400—13 或本社接受的标准。

12.4.4 测试结果

12.4.4.1 载荷测试结果应包括如下内容：

- (1) 数据描述表格；
- (2) 测量数据记录表；
- (3) 时间序列曲线，包括风速状况，风力发电机组运行特性，叶片、风轮、塔架载荷；

- (4) 叶片的挥舞、摆振弯矩及轴弯矩随方位角的变化;
- (5) 载荷谱分析图;
- (6) 疲劳载荷谱;
- (7) 风速测量统计;
- (8) 风力发电机组运行参数统计;
- (9) 载荷统计;
- (10) 疲劳载荷统计。

第5节 噪声测量

12.5.1 一般要求

12.5.1.1 噪声测量是确认风力发电机组运行时的噪声特性。

12.5.1.2 噪声包括了一些环境的影响,要求根据噪声情况采取防护措施减小噪声,并应确认噪声减小和防护的效能。

12.5.1.3 环境噪声不应超过国家法律法规有关对附近居民影响程度的规定。

12.5.1.4 风力发电机组噪声排放特性值采用合适的方式通过测试和分析后确定。

12.5.2 测试内容

12.5.2.1 噪声测试内容包括:

- (1) 风速 8 m/s 时的声强,声压级;
- (2) 1/3 倍频程声压;
- (3) 声调;
- (4) 三个定点位置的声音传播方向;
- (5) 最低极限值以上的噪声频率。

12.5.3 测试方法

12.5.3.1 噪声测试可按 IEC61400—11 或本社接受的标准进行。

12.5.4 测试结果

12.5.4.1 噪声测试结果应包括如下内容:

- (1) 计算风场相应测量点的声压级及相应的风场噪声评估;
- (2) 从非标称声压级的窄带频谱可能存在的风力发电机组噪声声调;
- (3) 测试结果评价可根据声压级、风速和功率输出随时间变化的记录。

第6节 电能品质测试

12.6.1 一般要求

12.6.1.1 用于电能品质测试的单台风力发电机组,其容量应远远小于所联电网容量。

12.6.2 测试内容

12.6.2.1 长期测试内容包括:

- (1) 有功功率与风速的关系;
- (2) 无功功率与风速的关系;

- (3) 有功与无功功率的对应关系曲线；
- (4) 发电过程中电压的变化。

12.6.2.2 短期测试内容包括：

- (1) 电压变化；
- (2) 电流变化；
- (3) 谐波；
- (4) 电压闪变；
- (5) 冲击电流。

12.6.2.3 业主和/或本社可依实际情况要求增加其它测试，如：

- (1) 电场分布的环境测试；
- (2) 电磁兼容(EMC)测试。

12.6.3 测试方法

12.6.3.1 电能品质测试可采用 IEC61400—21 或本社接受的标准。

12.6.4 测试结果

12.6.4.1 电能品质测试结果应包括下列内容：

- (1) 电网供电情况；
- (2) 现场风资源变化情况；
- (3) 有功功率与风速曲线；
- (4) 无功功率与风速曲线；
- (5) 无功功率与有功功率的对应曲线；
- (6) 电压(含闪变)、电流变化曲线；
- (7) 谐波成分变化曲线。

第7节 耐久性测试

12.7.1 一般要求

12.7.1.1 风力发电机组应进行一定时间的考核，在此期间应记录机组的运行情况，如故障、安全性、有无部件损坏等。

12.7.2 测试内容

12.7.2.1 耐久性测试应包括如下内容：

- (1) 风力发电机组故障记录；
- (2) 风力发电机组日常运行记录；
- (3) 风力发电机组运行状况。

12.7.3 测试方法

12.7.3.1 取一定的时间作为考核期，要求机组不能出现故障、安全事故，设备不能有损坏等。除对机组进行外观检查外，必要时还应进行测试以确认机组没有损坏。

12.7.4 测试结果

12.7.4.1 耐久性测试报告中应写明风力发电机组连续无故障时间，耐久试验后，检查风力发电机组的技术状态。

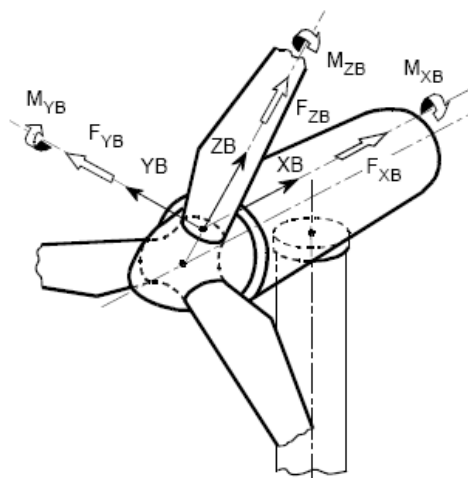
附录1

坐标系

一般来说，坐标系可自由选取。本规范建议采用下列各图所示的坐标系，包括其原点 and 方向。作为简化处理，忽略风轮仰角和锥角。

1.1.1 叶片坐标系

叶片坐标系的原点位于叶根，见本附录图 1.1.1。该坐标系随风轮一起旋转，其对风轮轮毂的方向是固定的。

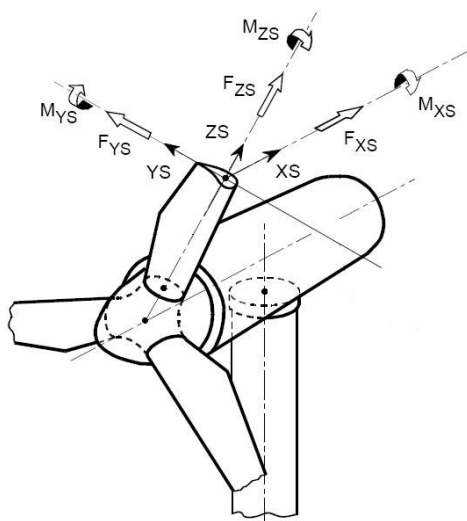


X_B —沿风轮轴线方向； Z_B —径向； Y_B —按右手定则确定

图 1.1.1 叶片坐标系

1.1.2 弦坐标系

弦坐标系的原点位于相应弦线和叶片桨距轴的交点处，该坐标系随风轮和桨距角调节装置一起旋转，见本附录图 1.1.2。

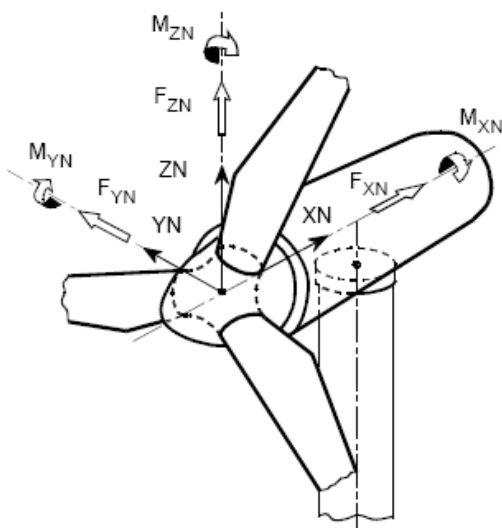


Y_S —沿弦线方向，指向叶片后缘； Z_S —叶片桨距轴方向； X_S —按右手定则确定

图 1.1.2 弦坐标系

1.1.3 轮毂坐标系

轮毂坐标系的原点位于风轮中心（或风轮轴上的其它任何位置，如轮毂法兰或主轴承上），该坐标系不随风轮旋转，见本附录图 1.1.3。

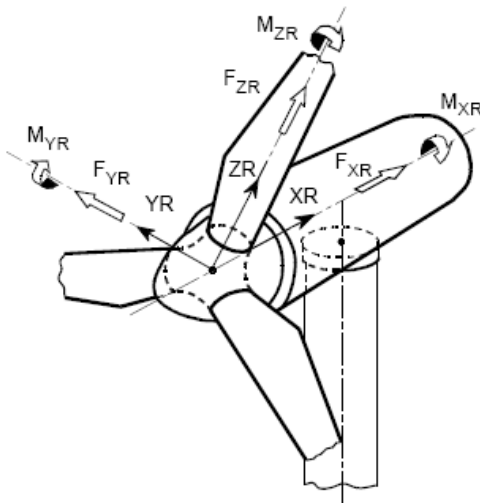


XN—风轮轴线方向； ZN—向上且垂直于 XN； YN—按右手定则确定

图 1.1.3 轮毂坐标系

1.1.4 风轮坐标系

风轮坐标系的原点位于风轮中心（或风轮轴上的其它任何位置，如轮毂法兰或主轴承上），该坐标系随风轮一起旋转，见本附录图 1.1.4。

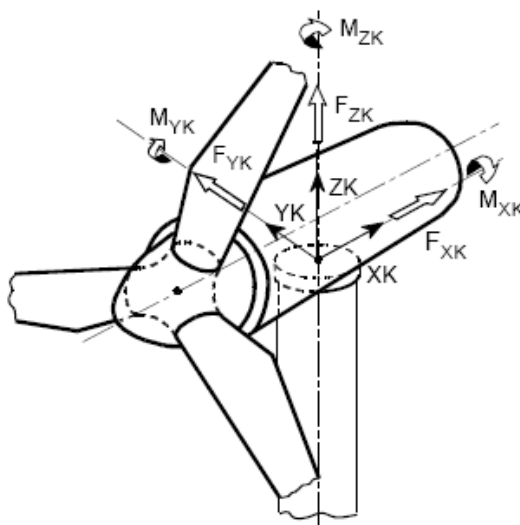


XR—风轮轴线方向; ZR—径向, 指向风轮叶片 1; YR—按右手定则确定

图 1.1.4 风轮坐标系

1.1.5 塔架顶部坐标系

塔架顶部坐标系的原点位于塔架中心轴与塔架顶部上缘的交点处，该坐标系不随机舱罩旋转，见本附录图 1.1.5。

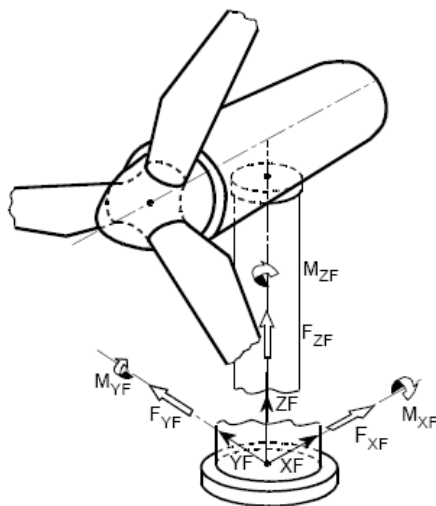


XK—沿风轮轴的水平方向，固定于塔架； ZK—垂直向上； YK—按右手定则确定

图 1.1.5 塔架顶部坐标系

1.1.6 塔架底部坐标系

塔架底部坐标系的原点位于塔架轴线与基础上缘的交点处，见本附录图 1.1.6。该坐标系不随机舱罩旋转，方向与塔架顶部坐标系（见本附录 1.1.5）相对应。塔架底部坐标系的原点也可位于塔架轴线上的其它位置。



XF—水平方向； ZF—沿塔架轴线垂直向上； YF—按右手定则确定，

图 1.1.6 塔架底部坐标系

附录2

载荷评估

2.1.1 载荷情况定义说明

2.1.1.1 应列出所有计算载荷情况。对各种载荷情况，应规定主要的模拟参数（如风切变、风模式、可能的冰载、上升气流、模拟持续时间等）和控制系统及安全系统的有关参数（这些参数对所研究的载荷情况如刹车、关机、偏航操作、延迟次数等工况是必需的）。

2.1.1.2 应列出与载荷情况定义的重要数据相关的载荷情况变量，及相关参数（如风速、阵风特征、倾斜流、控制系统或安全系统的触发阈值等）的时间序列。

2.1.1.3 如将风湍流模型用于具有 EWM 模型（见本规范 2.2.3.5（1））风况的载荷情况，则可在下列两种评估极端载荷的方法中任选其一。

（1）提供在模拟总次数中所使用的典型时间序列，如可通过适当的平均过程得到。应证明所使用的风速达到 3 秒的均值，可按以下两种不同方法：

① 提供三种互不相同的风湍流（不同风速）的 600s 的典型模拟。在每次模拟中，重现期为 50 年或 1 年一遇的预计极端风速（ V_{e50} 或 V_{e1} ）的 3 秒移动均值，应在风轮扫掠面的任何位置只出现一次。同时，应验证是否满足三个时间序列的功率谱和风速相干函数的必要条件。分析过程应经本社同意。

② 提供三种互不相同的风湍流（不同风速）的 600s 的典型模拟。在每次模拟中，重现期为 50 年或 1 年一遇的预计极端风速（ V_{e50} 或 V_{e1} ）的 3 秒移动均值，应出现在风轮扫掠面内至少三个不相邻的位置，则风频谱和相干函数的分析不是必需的。

根据上述①和②的三次模拟，应评估最大载荷。对每个承载部件，应考虑三次模拟中得到的最高负载。评估应按所有规定的步骤进行，且应在风轮叶片、机械部件和塔架的设计载荷的选取中考虑到^①。

（2）使用 NTM 湍流模型（见本规范 2.2.3.4（3））来描述 EWM 模型。采用统计外推法（如 Gumbel 分析）进行极端载荷评估。经本社同意可采用其它的外推法。

2.1.2 结果说明

2.1.2.1 一般要求

（1）通常在提交结果时，极端载荷和疲劳载荷应有所区别。原则上，应规定部件计算分析中所使用的所有载荷。应如设计过程一样提交载荷。且应按本附录 2.1.2.2 和 2.1.2.3 的要求来确定载荷评估。

（2）所计算的极端载荷情况和疲劳载荷情况的所有时间序列应以计算机存储介质（如 DVD，CD 等）提交。

2.1.2.2 极端载荷

（1）所研究位置（如叶片剖面、叶片根部、风轮旋转轴、风轮非旋转轴等）的极端载荷评估结果（包括局部安全系数）应以表格形式提交。评估结果应包括载荷情况的简要描述，并说明所使用的局部安全系数和极端载荷工况下发生的叶片转角。建议使用下列提交形式，即相应载荷分量的极值（最大值和最小值）列于表 2.1.2.2 的对角线中，其它载荷分量同时发生的载荷在表 2.1.2.2 的行中给出。

（2）对塔架顶部和塔架底部处的极端载荷，表 2.1.2.2 应增加一列，以填写极端载荷情况下的风速和风向（应在草图指明风向或按本规范附录 1 中的坐标系规定风向）。各种情况下，应列出一个包括局部安全系数的载荷表和一个不包括局部安全系数的载荷表^②。

① 在使用数值方法之前，可计算出纵向湍流强度；建议从一个较大的模拟组中（至少 10 个模拟），根据本附录 2.1.1.4（1）和 2.1.1.4（2）来选取三个典型模拟。

② 通过有和没有局部安全系数的极端载荷的评估，可相应的区分载荷情况；
对于叶片根部，其载荷表应汇集所有叶片连接件的相应载荷。

2.1.2.3 疲劳载荷

- (1) 除本附录 2.1.2.1 所要求的时间序列之外, 还应以计算机可编辑格式提交所有评估结果。
- (2) 对于疲劳载荷的评估, 一般应包括疲劳强度的所有设计载荷情况。
- (3) 应说明疲劳载荷计算中所作的假定, 其包括如年平均风速、风速分布参数、运行寿命等。
- (4) 对所有承载部件, 应以表格形式, 必要时以图表形式给出模拟运行寿命内的累计疲劳谱。而且, 应通过累计疲劳谱计算出等效恒幅谱并加以说明。应规定基准载荷循环次数 n_{ref} 。对所有与材料相关的 $S-N$ 曲线的斜率参数, 可根据本附录表2.1.2.3, 以表格的形式提交等效疲劳载荷。
- (5) 对纤维增强塑料 (GRP/CRP) 制成的承受动载的部件, 如风轮叶片, 应另外给出所研究剖面的马尔可夫矩阵。
- (6) 叶片根部处的疲劳载荷评估应遵循下列步骤:
 - ① 除了评估挥舞和摆振方向上的弯矩(M_x 和 M_y)之外, 应检查这些弯矩和由此产生的 90° 扇区之间的夹角区, 从而得到 180° 的扇区。应至少间隔 15° 角计算这些弯矩。
 - ② 如挥舞和摆振方向的疲劳载荷乘以1.2的系数, 则无进一步检查要求时, 可免除上述①中的检查。
- (7) 对叶片桨距调节系统、传动系统 (主轴承、齿轮箱、联轴器等) 和偏航系统的部件, 应规定相应承载部件的疲劳载荷的平均值和载荷谱(LDD) (见本规范第7章)。
- (8) 塔架和基础中所分析的载荷分量应通过其均值和幅值的计算书进行验证, 如通过马尔可夫矩阵说明书。

2.1.3 进一步评估

- 最大叶片挠度: 对于水平轴的风力发电机组, 在变形分析中应规定塔架方向的最大叶片挠度 (对所有载荷情况都应确定)。且应考虑所有叶片的变形。应确定决定性的载荷情况。
- 最大转速: 应规定整个载荷情况模拟中出现的风轮和发电机的最大转速 n_{max} , 并标明相应的载荷情况。
- 刹车载荷情况: 应以图表的形式给出刹车载荷情况 (通过机械刹车或制动系统使风轮停止运转) 的时间序列, 其中出现最大扭矩 (扭矩随模拟时间变化)。如采用机械刹车, 则应规定风轮刹车时间的最大值。
- 塔架共振区内的运行: 如风力发电机组在塔架共振区内运行 (见本规范6.6.5.1), 则应提交和说明相应的评估与极限值的确定。
- 锁定装置的设计载荷: 对于叶片桨距调节系统、风轮和偏航系统的锁定装置的载荷计算, 应确定考虑了局部安全系数的相关载荷。这涉及到载荷情况DLC 8.1 和DLC 8.2。
- 避免出现基础裂缝的设计载荷: 对于平板式基础, 应根据极端载荷评估的样表 (见本附录表2.1.2.2), 以表格形式对塔顶或塔底的载荷情况组合进行评估, 且应说明相应载荷情况的风速和风向。对于不同的载荷状况, 应说明其盛行风速和风向。

推荐的极限载荷计算结果说明（ F_{res} —合成剪力， M_{res} —合成弯矩） 表2.1.2.2

极限载荷评估结果											
		载荷 状况	γ_F	F_x	F_y	F_z	F_{res}	M_x	M_y	M_z	M_{res}
F_x	最大										
	最小										
F_y	最大										
	最小										
F_z	最大										
	最小										
F_{res}	最大										
	最小										
M_x	最大										
	最小										
M_y	最大										
	最小										
M_z	最大										
	最小										
M_{res}	最大										
	最小										

对于不同的 $S-N$ 曲线斜率参数推荐的等效疲劳载荷计算结果说明 表2.1.2.3

疲劳载荷评估结果							
n_{Ref}		F_x	F_y	F_z	M_x	M_y	M_z
$S-N$ 曲 线 斜 率 参 数 m	m_a						
	m_b						
	m_c						
	m_d						
	m_e						
	m_f						
	m_g						
	m_h						
	m_i						
	m_j						

附录3

S 级风力发电机组的设计参数

对于 S 级风力发电机组，其设计文件中应给出如下资料：

风力发电机组参数：

额定功率 (kW)

轮毂高度处运行风速范围 $V_{in}—V_{out}$ (m/s)

设计寿命 (a)

风况：

NTM 和 ETM 所使用的以平均风速为函数的湍流强度

年平均风速 (m/s)

气流平均偏转角 (°)

风速分布（威布尔分布、瑞利分布、实测分布、其它分布）

风廓线模型和参数

湍流模型和参数

轮毂高度处极端风速 V_{el} 和 V_{e50} (m/s)

1 年一遇和 50 年一遇极端阵风模型和参数

1 年一遇和 50 年一遇极端风向变化模型和参数

极端持续阵风模型和参数

方向变化的极端持续阵风模型和参数

极端风切变模型和参数

电网状况：

正常供电电压和范围 (V)

正常供电频率和范围 (Hz)

电压不平衡度 (V)

电网断电最长持续时间 (d)

电网断电次数 (1/d)

自动重合循环

对称和不对称外部故障期间状态特性

要考虑的其它环境条件：

近海风力发电机组的设计条件（水深、波浪等）

正常和极限温度范围 (°C)

空气相对湿度 (%)

空气密度 (kg/m³)

太阳辐射 (w/m²)

降雨、冰雹、积雪、覆冰和沙尘

化学活性物质

机械运动颗粒

雷电防护系统说明

地震模型和参数

盐雾 (g/m³)

附录4

湍流模型

下面给出的两种湍流模型可用于设计载荷计算，建议使用第一种模型。假定湍流速度脉冲是一个含有零平均高斯统计量的平稳随机矢量场：

- 1) 曼恩 (Mann) 均匀剪切模型；
- 2) 凯马尔 (Kaimal) 谱和指数相关模型。

湍流的参数选择满足本规范 2.2.3 给出的一般湍流要求。

4.1.1 曼恩 (1994) 均匀剪切湍流模型

该湍流模型假设冯·卡门 (von·Karman (1948)) 能量谱被一个均匀的平均风速切变迅速地扭曲。由此得到的谱张量分量由下式给出：

$$\Phi_{11}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4} (k_0^2 - k_1^2 - 2k_1(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_1 + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_1^2)$$

$$\Phi_{22}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4} (k_0^2 - k_2^2 - 2k_2(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_2 + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_2^2)$$

$$\Phi_{33}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4} (k_1^2 + k_2^2)$$

$$\Phi_{12}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4} (-k_1k_2 - k_1(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_2 - k_2(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_1 + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_1\zeta_2)$$

$$\Phi_{13}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^2 k^2} (-k_1(k_3 + \beta(k)k_1) + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_1)$$

$$\Phi_{23}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^2 k^2} (-k_2(k_3 + \beta(k)k_1) + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_2)$$

式中：

$$\Phi_{ij}(k_1, k_2, k_3) = \Phi_{ji}^*(k_1, k_2, k_3) = \frac{1}{8\pi^3} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} R_{ij}(\delta_1, \delta_2, \delta_3) e^{-lk_1\delta_1} e^{-lk_2\delta_2} e^{-lk_3\delta_3} d\delta_1 d\delta_2 d\delta_3 ;$$

$$R_{ij}(\delta_1, \delta_2, \delta_3) = \frac{1}{\sigma_{iso}^2} E \langle u_i(x_1, x_2, x_3) u_j(x_1 + l\delta_1, x_2 + l\delta_2, x_3 + l\delta_3) \rangle \quad (\text{为无因次的相关张量}) ;$$

u_1, u_2, u_3 ——分别为纵向、横向和竖向的速度分量；

$\delta_1, \delta_2, \delta_3$ ——无因次的空间分布矢量分量；

k_1, k_2, k_3 ——三个分量方向上的无因次空间波数；

$k = \sqrt{k_1^2 + k_2^2 + k_3^2}$ ——无因次的波数矢量幅值；

$k_0 = \sqrt{k^2 + 2\beta(k)k_1k_3 + (\beta(k)k_1)^2}$ ——切变扭曲前的幅值；

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

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

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

$$E(k) = \frac{1.453k^4}{(1+k^2)^{17/6}} \text{——无因次的冯·卡门各向同性能量谱};$$

$$\beta(k) = \frac{\gamma}{k^{\frac{2}{3}} \sqrt{{}_2F_1\left(\frac{1}{3}, \frac{17}{6}, \frac{4}{3}, -k^{-2}\right)}} \text{——无因次的扭曲时间, 与 } \sqrt{k^2 \int_k^\infty E(p)dp} \text{ 成反比};$$

${}_2F_1$ ——超几何函数；

σ_{iso}^2, l ——分别为未被剪切的各向同性的方差参数和尺度参数；

γ ——无因次的切变扭曲参数。

虽然此模型比冯·卡门各向同性模型复杂，但其只包含一个附加参数，即切变扭曲参数 γ 。当 $\gamma = 0$ 时，又恢复到各向同性模型。当该参数增加时，纵向和横向速度分量变大，竖向速度分量变小。由此产生的湍流涡旋结构在纵向和斜向（相对于 1-2 平面）被拉长。

假设由该模型生成的随机速度场以轮毂高度处的风速通过风力发电机组进行对流传递，在某点观测的速度分量谱可通过积分谱张量的分量来计算。特别给出无因次的单边谱：

$$\frac{fS_i(f)}{\sigma_i^2} = \frac{\sigma_{iso}^2}{\sigma_i^2} \left(\frac{4\pi lf}{V_{hub}} \right) \Psi_{ii} \left(\frac{2\pi lf}{V_{hub}} \right)$$

式中： $\Psi_{ij}(k_1) = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \Phi_{ij}(k_1, k_2, k_3) dk_2 dk_3$ ——一维波数自谱（当 $i=j$ ）或互谱（当 $i \neq j$ ）；

$$\sigma_i^2 = \sigma_{iso}^2 \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \Phi_{ii}(k_1, k_2, k_3) dk_1 dk_2 dk_3 \text{——分量方差。}$$

同样地，垂直于纵向方向的空间分布的相关性由下式给出：

$$Coh_{ij}(f, l\delta_2, l\delta_3) = \frac{\left| \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \Phi_{ij} \left(\frac{2\pi lf}{V_{hub}}, k_2, k_3 \right) e^{-ik_2\delta_2} e^{-ik_3\delta_3} dk_2 dk_3 \right|}{\sqrt{\Psi_{ii} \left(\frac{2\pi lf}{V_{hub}} \right) \Psi_{jj} \left(\frac{2\pi lf}{V_{hub}} \right)}}$$

然而对上式的积分目前还没有解析形式，必须对参数 γ 的特定值进行数值积分。曼恩 1998 年完成了该积分，并与凯马尔谱模型比较了结果。最小二乘法适合于给定下列切变参数的凯马尔谱模型：

$$\gamma = 3.9$$

由此得到的方差关系为：

$$\left. \begin{aligned} \sigma_1^2 &= 3.25\sigma_{iso}^2 \\ \sigma_2^2 &= 1.65\sigma_{iso}^2 \\ \sigma_3^2 &= 0.85\sigma_{iso}^2 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \begin{cases} \frac{\sigma_2}{\sigma_1} \approx 0.7 \\ \frac{\sigma_3}{\sigma_1} \approx 0.5 \end{cases}$$

注意由此得到的横向方差略小于本附录表 4-1 中给出的值，尺度参数可等同于渐进的惯性子区间纵向谱建立，因而有：

$$S_1(f) \rightarrow 0.475\sigma_{iso}^2 \left(\frac{2\pi l}{V_{hub}} \right)^{-2/3} f^{-5/3} = 0.05\sigma_1^2 \left(\frac{\Lambda_1}{V_{hub}} \right)^{-2/3} f^{-5/3} \Rightarrow l \approx 0.8\Lambda_1$$

最后，曼恩模型中所必需的三个参数由下式给出：

$$\gamma = 3.9$$

$$\sigma_{iso} = 0.55\sigma_1$$

$$l = 0.8\Lambda_1$$

式中 σ_1 和 Λ_1 由本规范 2.2.3 确定。

对于三维湍流速度模拟，速度分量由谱张量的分解和离散傅立叶变换的近似来确定。这样三维空间域可分成等间距的离散点，每个点处的速度矢量由下式给出：

$$\begin{bmatrix} u_1(x, y, z) \\ u_2(x, y, z) \\ u_3(x, y, z) \end{bmatrix} = \sum_{k_1, k_2, k_3} e^{i \frac{xk_1 + yk_2 + zk_3}{l}} [C(k_1, k_2, k_3)] \begin{bmatrix} n_1(k_1, k_2, k_3) \\ n_2(k_1, k_2, k_3) \\ n_3(k_1, k_2, k_3) \end{bmatrix}$$

式中：

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

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

n_1, n_2, n_3 ——复高斯随机量，其对每个不同的波数是独立的，且具有单位权方差的实部和虚部；

x, y, z ——空间网格点坐标；

N_1, N_2, N_3 ——三个方向上的空间网格点数量；

Δ ——空间网格分辨率。

在这个表达式中，符号 Σ 表示对网格中所有无因次的波数求和，利用快速傅立叶变换方法可完

成计算。当任何维数上的空间域小于 $8l$ 时，建议调整谱张量的因子分解 $[C(k_1, k_2, k_3)]$ 。详细过程见曼恩 1998 的计算。

4.1.2 凯马尔谱和指数相关模型

(1) 凯马尔谱

无量纲形式的各分量功率谱密度由下式给出：

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

式中： f — 频率，Hz；

k — 表示速度分量的方向下标（即 1=纵向，2=横向，3=竖向）；

S_k — 单边速度分量谱；

σ_k — 速度分量标准偏差，由下式计算：

$$\sigma_k^2 = \int_0^\infty S_k(f) df$$

L_k — 速度分量积分尺度参数。

湍流谱参数由本附录表 4-1 给出。

凯马尔模型的湍流谱参数

表 4-1

	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	$8.1 \Lambda_1$	$2.7 \Lambda_1$	$0.66 \Lambda_1$

表中 σ_1 和 Λ_1 分别为本规范 2.2.3 规定的湍流标准偏差和尺度参数。

(2) 指数相关模型

用下述指数相关模型和凯马尔自谱来确定纵向速度分量的空间相关性构造：

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

式中： $Coh(r, f)$ ——相关性函数，定义为两个空间离散点处的纵向风速分量的互谱密度的复幅

值除以自谱函数；

r —— 两点间分离矢量在垂直于平均风速方向平面上的投影值；

f —— 频率，Hz；

L_c —— 相关性尺度参数（ $L_c = 8.1\Lambda_1$ ）。

附录5

地震载荷评估

本附录提出一种简化、保守的方法来计算地震载荷，用于复杂分析的快速解决。主要简化是忽略塔架一阶以上的弯曲振动模态，假设整个结构承受相同的加速度。忽略二阶模态是个重大的非保守简化，为对其进行补偿，本附录采用如下方法，即合并塔架和塔架头部的质量，并使用保守的空气动力载荷。

获得地面加速度的方法必须与本规范 2.2.4.3（4）相一致。没有详细的场地数据时，应采用保守假设。ISO 3010 已作为本附录的基本术语来应用。

评估程序包括以下步骤：

- （1）按当地相关标准的要求来评估场地和土壤条件；
- （2）使用标准的设计响应谱和地震的危险分区系数来确定塔架第一阶弯曲固有频率时的加速度，假设其阻尼为临界阻尼的 1% 。
- （3）对承受上述加速度的系统进行载荷计算，其中整个风轮、机舱和 50%的塔架质量集中于塔架头部。
- （4）增加在额定风速下紧急停机的特征载荷计算结果。
- （5）将计算结果与设计载荷或风力发电机组的设计抗力进行对比。

如塔架能够承受最后得到的组合载荷，则不需要进一步研究。否则应按本规范 2.2.4.3(4)进行彻底研究。

附录6

极限强度分析的载荷统计外推法

当临界区域的应力超过材料抗力时，结构出现失效。假设局部应力与施加的载荷有关，则应力随着载荷的增加而逐渐增大，结构构件的强度可由引起失效的极限载荷来定义。如给定运行负荷，则结构的适用性可采用适当的局部安全系数，通过比较载荷的极限值和抗力的极限值来评估。

风力发电机组的载荷取决于不同风况下的风湍流。为了确定合适的特征载荷，应根据统计理论分析载荷的极限值。对于给定的风况，按平稳随机过程来模拟短期载荷响应是合理的。进一步假设最大载荷值出现在广泛分布的时段，因此在统计上是独立的。观测时间 T 处最大载荷 F_{ext} 超过给定载荷 F 的概率由下式给出：

$$\text{Prob}(F_{ext} \geq F|V, T) = 1 - \left(F_{\max}(F|V)\right)^{E(n|V, T)}$$

式中： $F_{\max}(F|V)$ ——局部最大载荷作用的短期概率分布函数；

$E(n|V, T)$ ——在观测时段内局部最大期望数；

V ——平均风速；

T ——观测时段。

其中上述统计量由平均风速 V 和观测时段 T 来确定。

考虑到整个运行风况，长期超越概率由全部运行风速的积分给出：

$$\text{Prob}(F_{ext} \geq F|T) = P_e(F, T) = \int_{V_{in}}^{V_{out}} \text{Prob}(F_{ext} \geq F|V, T) p(V) dV$$

式中 $p(V)$ 是轮毂高度风速的概率密度函数，且规定为本规范 2.2.3.4 (1) 中标准等级的风力发电机组。可接受的超越概率是在与特征载荷有关的重现期 T_r 内，时间长度 T 的间隔数的倒数。由此得到的特征载荷 F_k 可求解下列方程得到：

$$P_e(F_k, T) = \frac{T}{T_r}$$

函数 $\text{Prob}(F_{ext} \geq F|V, T)$ 由响应模拟确定，其极值由下列方法获得：

- 必须选择抽取的极值，这样可假设极值是独立的；
- 极值的数值必须足以确定分布的类型（Gumbel，威布尔或其它），并对尾部特性提供可靠的评估；
- 由于湍流而预计的最大载荷所处的风速必须包括在模拟中。

特征载荷可按下列步骤评估：

(1) 对给定的风速 V_j ，从模拟数据中抽选独立的载荷极值。其中一个方法是在连续上穿的载荷平均值中选取最大值，再加上载荷过程的 1.4 倍标准偏差。

(2) 为所选的极值数据找一适当的分布。选择的分布类型应进行检查，看是否可接受其对数据的适应性，和是否有足够的数据进行尾部特性的可靠评估。建议至少有 300min 的时间序列数据分布在重要的风况范围内。

(3) 对于典型的 10min 观测周期 T 的最大期望数的评估，可由下列等式得到：

$$n_j = n_s \frac{T}{T_s}$$

式中 T_s 是给定风速 V_j 下的所有模拟数据的整个时间周期， n_s 是从相同的模拟数据中抽取的最大数的总数。

(4) 长期超越概率作为载荷水平的函数，由下列等式计算：（对于本规范 2.2.3.4 (1) 中标准等级的风力发电机组，假设为所要求的瑞利风速分布）

$$P_e(F) = \sum_j \left(1 - \left(F_{\max}(F|V_j) \right)^{n_j} \right) \left(e^{-\pi \left(\frac{V_j - \Delta V_j / 2}{2V_{ave}} \right)^2} - e^{-\pi \left(\frac{V_j + \Delta V_j / 2}{2V_{ave}} \right)^2} \right)$$

式中 V_j 是 bin 中心风速， ΔV_j 是 bin 宽度。

(5) 对于 50 年重现期和 10min 基准期，特征载荷可用绘图或数值根查找技术求解：

$$P_e(F_k) = 3.8 \times 10^{-7}$$

在上述步骤中，应特别注意选择适当数量和分辨率的风速 bin 来近似积分本附录整个运行风况的长期超越概率，应注意切入和切出附近的风速。可以通过忽略所有其它的 bin 值和确定由此在特征载荷中产生的差异来确定离散化的精度。

图 6.1 说明了 1 年和 50 年一遇的极限值是如何从所计算的长期超越概率中确定。叶片弯曲载荷已被额定风速下的叶片平均弯曲载荷标准化。图 6.1 中也表示出了在切入和切出风速之间，不同平均风速下的所有模拟计算得出的叶片最大弯曲载荷。

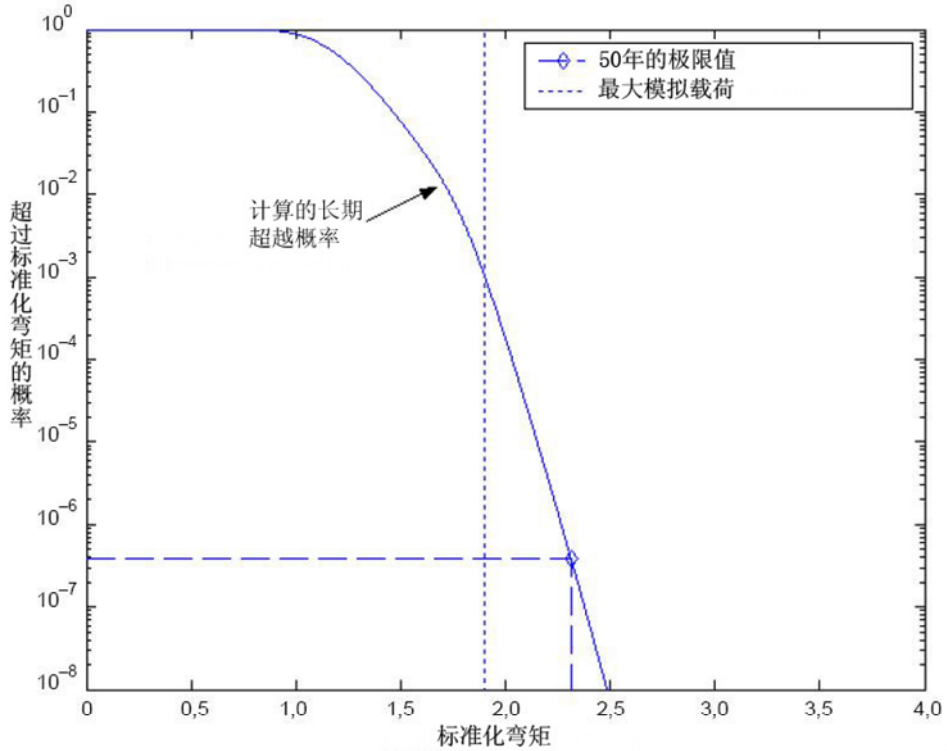


图 6.1 10min 周期叶片最大面外弯曲载荷超越概率（被额定风速下的叶片平均弯曲载荷标准化）

附录7

使用麦纳准则和载荷外推法的疲劳分析

疲劳失效是由交变载荷引起的损伤累积导致的。对于肉眼可见的疲劳，一般认为损伤的增加是由局部应力—应变图中显示的每个滞后循环引起的。因此，载荷时间历程的每个局部最大值和最小值成对出现，构成了完整的循环。每个循环都被成对的极限值特征化（或用幅值和中点值等效，即两对循环极值间的差值和均值）。如损伤是线性累积，且每个循环相互独立，则总损伤 D 可由下式给出^①：

$$D = \sum_i \frac{1}{N(S_i)}$$

式中： S_i ——第 i 次循环的载荷幅值；

$N(\cdot)$ ——至失效的循环次数，对于等幅载荷由变量（即 $S-N$ 曲线）给出变化范围。

在上述表达式中，应假设失效处的局部应力与载荷成线性关系。代表性地有，对于疲劳分析设计所选择的 $S-N$ 曲线联合给定的存活率（通常为 95%）和置信度（通常为 95%）来确定材料数据的曲线。因此，当损伤总和为 1 时可预计所要求的最低可靠度。

在风力发电机组寿命期内，由于风况的广泛范围，会产生许多大小不同的循环。因此，设计中必须评估载荷谱。载荷谱的最大循环可由数据的平滑拟合来评估，其中数据可从模拟或持续时间明显比风力发电机组寿命短得多的试验中获得。对于每种风况，可假定载荷由平稳的随机过程来模拟。因此，对于给定的风速 V 和指定的时间周期 T ，损伤的期望值由下式给出：

$$E\langle D|V, T \rangle = \int_0^{\infty} \frac{n_{ST}(S|V, T)}{N(S)} dS$$

式中： $n_{ST}(S|V, T)$ ——定义为循环数密度函数的短期载荷谱；

此时，在时间周期 T 内，任一载荷范围间隔（ S_A, S_B ）的期望循环数由下式给出：

$$\int_{S_A}^{S_B} n_{ST}(S|V, T) dS$$

在风力发电机组整个寿命期内，正常运行载荷的期望损伤值，可通过延长时间间隔至全寿命期，并对整个运行风速的范围积分得出：

$$E\langle D \rangle = \frac{\text{寿命期}}{T} \int_{V_{in}}^{V_{out}} E\langle D|V, T \rangle p(V) dV = \frac{\text{寿命期}}{T} \int_{V_{in}}^{V_{out}} \int_0^{\infty} \frac{n_{ST}(S|V, T)}{N(S)} p(V) dS dV$$

式中： $P(V)$ ——轮毂高度风速的概率密度函数，规定为本规范 2.2.3.4（1）中标准等级的风力发电机组。现给出长期载荷谱的定义：

$$n_{LT}(S) = \frac{\text{寿命期}}{T} \int_{V_{in}}^{V_{out}} n_{ST}(S|V, T) p(V) dV$$

则可得：

$$E\langle D \rangle = \int_0^{\infty} \frac{n_{LT}(S)}{N(S)} dS$$

^① 为了便于表述，忽略每个循环中点载荷水平变化的影响。在以后使用等效的循环幅度来表示中点载荷水平的变化，可取消这一限制。

许多实际情况中出于方便目的,把载荷和风速值的范围划分成离散的 bin。此时,损伤的期望值可由下式近似给出:

$$E\langle D \rangle \approx \sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(S_k)}$$

式中: n_{jk} ——第 j 个风速和第 k 个载荷 bin 的寿命期内载荷循环的期望数;

S_k ——第 k 个载荷 bin 的中心值。

因此,由上述定义可得:

$$n_{jk} = \frac{\text{寿命期}}{T} \int_{V_j - \Delta V_j/2}^{V_j + \Delta V_j/2} \int_{S_k - \Delta S_k/2}^{S_k + \Delta S_k/2} n_{ST}(S|V, T) p(V) dS dV$$

式中: ΔV_j ——第 j 个风速 bin 的宽度;

ΔS_k ——第 k 个载荷 bin 的宽度。

利用上述结果,并考虑到本规范 2.3.5.3 规定的载荷局部安全系数,极限状态的疲劳分析变成下式:

$$\int_0^{\infty} \frac{n_{LT}(S)}{N(\gamma S)} dS \leq 1$$

式中: $\gamma = \gamma_f \gamma_m \gamma_n$ ——为载荷、材料和重要失效三个局部安全系数的乘积;

离散化后,上式变为:

$$\sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(\gamma S_k)} \leq 1$$

如重大损伤出现在本规范表 2.3.3.6 所列的一种以上的载荷情况中,则对于所有载荷情况,损伤应按上式离散化后累加,且计算结果应小于或等于 1。

但该公式忽略了每个载荷循环中点水平差异的影响。处理该差异的简单方法是用不变的中点值来定义损伤等效载荷循环。这种情况下,用等效循环得出的损伤与用中点变化的循环得出的损伤完全相同。因此,等效循环幅值为 S_{eq} 的恒幅循环发生失效的循环数(平均来说)与任意给定循环幅值和中点值的循环是相同的。则对于变化的中点值,定义一族 $S-N$ 曲线,对于给定的 S_{eq} 、 S 、 M 和选择的恒定中点水平值 M_0 ,可用等效的损伤公式:

$$N(S_{eq}, M_0) = N(S, M)$$

来求解 $N(S, M)$ 。 S_{eq} 用数学式可表示为:

$$S_{eq} = N^{-1}(N(S, M), M_0)$$

上式对函数的第一个变量 N 求逆,给出了第二个变量。通常,当等效载荷循环处于所直接观测的载荷数据值的范围中间时,选择 M_0 来给出 R 值(最大载荷与最小载荷之比)。通常可接受的值是考虑了所有运行风速的平均载荷。在大多数情况下,由解析形式(如幂律或指数形式)定义的 $S-N$ 曲线,其等效循环载荷幅值是容易计算的。然而,当幅值变大时应引起注意。根据中点值,给定循环的最大或最小载荷值可接近于静强度,此时,简单的高周 $S-N$ 曲线可能不适用。同样,对于较大幅值的载荷循环,局部应力或应变可由受压一压或拉一拉状态变成受拉一压状态,其中拉一压状态可用不同解析形式的 $S-N$ 曲线来表示。重要的是要利用合适的 $S-N$ 曲线来确定等效循环幅值。对于给定的载荷时间历程,应首先确定雨流循环,然后计算出一套等效的恒中点循环,并对每个循环考虑合适的 $S-N$ 曲线。接着评估这些等效循环的分布,并给出新的短期等效载荷谱。然后使用这个新的等效载荷谱来确定每个载荷和风速 bin 的损伤部分所使用的循环数。使用该方法的主要优势是等效载荷谱的评估统计上比使用

跟踪中点水平作为自变量更稳健。该优势的产生是因为对于每个载荷和风速 bin，从典型时间序列载荷数据中计算的载荷循环数比分别跟踪中点 bin 计算的载荷循环数要多许多。

在确定短期载荷谱中出现的另外的实际问题是大量小循环用雨流法来确定。这些小循环可经常出现在时间点附近，因此可能是相关联的。这些小循环也可使尾部分布的解析近似形状失真。因此，建议在尾部短期分布近似时，只考虑阈值以上的循环。实际上百分比为 95 以上的阈值通常运行良好。如小循环已被排除，或对于适当的过程所使用的数据点增加的数量预计产生重要的附加统计可靠性，则较低的阈值可能是适合的。

对于风力发电机组实际的设计应用，应从动态模拟数据中评估短期等效载荷谱，然后计算寿命损伤。一种完成该项任务的方法见下列步骤：

- (1) 考虑所有风速，选择基准中点水平作为平均载荷水平；
- (2) 从给定风速模拟的数据中，提取出局部最大值和最小值的序列。对于相同的风况，从多重时间序列中提取的局部最大值和最小值的序列可以连接成一个系列；
- (3) 对每个模拟的载荷循环，用雨流法来确定中点和幅值；
- (4) 对每个载荷循环，确定与所选基准中点水平相关的等效幅值；
- (5) 对所选阈值之上的数据，确定等效载荷循环短期概率分布 $F_{ST}(S/V, T)$ 的解析拟合式。应检验所选的分布类型，看数据的拟合是否可接受，以及是否有足够的数据来进行尾部特性数据的可靠评估；
- (6) 在每个 bin 中，当载荷 bin 低于阈值时，使用数据，而当载荷 bin 高于阈值时，使用拟合的载荷分布来确定期望的寿命循环数。可表示为下式：

$$n_{jk} \approx \left(\frac{\text{寿命期}}{T} \right) P_j \begin{cases} m_{jk} & \text{当 } S_k \text{ 低于第 } j \text{ 个阈值} \\ M_j \left(F \left(S_k + \frac{\Delta S_k}{2} \middle| V_j, T \right) - F \left(S_k - \frac{\Delta S_k}{2} \middle| V_j, T \right) \right) & \text{当 } S_k \text{ 高于第 } j \text{ 个阈值} \end{cases}$$

式中： m_{jk} ——模拟的疲劳循环数，计入了阈值以下的第 j 个风速 bin 和第 k 个载荷 bin 的数据；

M_j ——疲劳循环数，计入了阈值以上的模拟。

对于假定的瑞利风速分布，第 j 个 bin 的风速时间部分为：

$$P_j = e^{-\pi \left(\frac{V_j - \Delta V_j / 2}{2V_{ave}} \right)^2} - e^{-\pi \left(\frac{V_j + \Delta V_j / 2}{2V_{ave}} \right)^2}$$

- 1) 使用公式 $\sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(\gamma S_k)}$ 对损伤求和；

- 2) 对所有的疲劳载荷情况，求和整个的寿命损伤。

在使用上述过程时，必须注意下列情况：

- ① 对于所要求的数值精度，风速和载荷幅值 bin 的分解度应足够精确；
- ② 应使用足够大的载荷幅值，来充分表示尾部的长期载荷分布。

第一个问题可这样处理，即把近似误差当作两个不同的 bin 分解度（每次跳过数据隔一个风速或载荷幅值）所计算的结果差值的一半。另一个方法是用 bin 的端点值代替中心值来跳过结果，计算损伤的总和。第二个问题可这样处理，即逐渐增加最大载荷幅值的 bin 值，直到所观测的寿命损伤中的增量可忽略不计为止。值得注意的是，因为比值 $\frac{\text{寿命期}}{T}$ 是个较大的数，所要求的最大载荷 bin 可能会比模拟数据中观测的最大循环大得多。这是因为整个模拟的载荷时间历程比风力发电机组的寿命小得多，并且要求统计外推法来精确地评估由尾部长期载荷分布产生的损伤。

附录8

塔架的简化屈曲应力计算

对于 $\frac{l}{r} > 0.5 \sqrt{\frac{r}{t}}$ 的塔架截面，可等效为长圆柱进行简化屈曲安全分析。轴向压缩下圆柱的理想屈曲

应力 σ_{xSi} 应通过下式计算得出：

$$\sigma_{xSi} = 0.605 C_x \cdot E \frac{t}{r}$$

式中： E ——材料的弹性模量；

t ——塔壁的厚度；

r ——塔架中面半径；

C_x ——按下式计算，且其应不小于 0.6。

$$C_x = 1 - \frac{0.4 \frac{l}{r} \sqrt{\frac{t}{r}} - 0.2}{\eta}$$

式中： l ——壳段的长度；

η ——按表 8—1 来取值。

长圆柱中用于确定理想轴向屈服应力的系数 η

表 8—1

情况	支撑条件组合	系数 η
1	RB1 RB1	6
2	RB2 RB1	3
3	RB2 RB2	1

注： RB1——边缘处的径向和轴向位移约束；

RB2——边缘处的径向位移约束，轴向位移自由。

无因次细长比 $\bar{\lambda}_S$ 按下式计算：

$$\bar{\lambda}_S = \sqrt{\frac{f_{y,k}}{\sigma_{xSi}}}$$

式中： $f_{y,k}$ ——特征屈服应力；

实际屈曲应力 $\sigma_{xS,R,k}$ 应由特征屈服应力 $f_{y,k}$ 与减缩系数 x 相乘得到：

$$\sigma_{xS,R,k} = x \cdot f_{y,k}$$

式中：减缩系数 x 按表 8—2 来选取。

屈曲情况下减缩系数 x 的选取

表 8-2

壳体为正常缺陷灵敏度		壳体为高缺陷灵敏度	
$\bar{\lambda}_s \leq 0.4$	$x = 1$	$\bar{\lambda}_s \leq 0.25$	$x = 1$
$0.4 < \bar{\lambda}_s < 1.2$	$x = 1.274 - 0.686 \bar{\lambda}_s$	$0.25 < \bar{\lambda}_s \leq 1.0$	$x = 1.233 - 0.933 \bar{\lambda}_s$
$\bar{\lambda}_s \geq 1.2$	$x = 0.65 / \bar{\lambda}_s^2$	$1.0 < \bar{\lambda}_s \leq 1.5$	$x = 0.3 / \bar{\lambda}_s^3$
		$\bar{\lambda}_s > 1.5$	$x = 0.2 / \bar{\lambda}_s^2$
注：缩减系数 $\bar{\lambda}$ 包括几何与结构缺陷以及非弹性材料特性的影响。缺陷敏感度的差异取决于壳体类型和加载形式。			

临界屈曲应力 $\sigma_{xS,R,D}$ 按下式计算：

$$\sigma_{xS,R,D} = \sigma_{xS,R,k} / \gamma_M$$

式中： γ_M 为抗力的局部安全系数，按表 8-3 选取。

抗力的局部安全系数 γ_M 的选取

表 8-3

壳体为正常缺陷灵敏度	壳体为高缺陷灵敏度	
$\gamma_M = 1.1$	$\bar{\lambda}_s \leq 0.25$	$\gamma_M = 1.1$
	$0.25 < \bar{\lambda}_s < 2.0$	$\gamma_M = 1.1(1 + 0.318 \frac{\bar{\lambda}_s - 0.25}{1.75})$
	$\bar{\lambda}_s \geq 2.00$	$\gamma_M = 1.45$

注：壳体为高缺陷灵敏度时， γ_M 考虑了中等长度薄壁圆柱的实验屈曲荷载的大量离散情况；离散的幅度取决于此类壳体类型的后屈曲特性，以及由此产生的高缺陷灵敏度；在某些情况下，如可避免产生上述后屈曲特性和高缺陷灵敏度，则可采用较小的 γ_M 值。