光伏发电站设计标准

GB 50797—2012

局部修订条文

说明：1. 下划线标记的文字为新增内容，方框标记的文字为删除的原内容，无标记的文字为原内容。

2. 本次修订的条文应与《光伏发电站设计标准》GB 50797—2012 中其他条文一并实施。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

目　　次

1　总　　则 ……（1）
2　术语和符号 ……（2）
2.1　术语 ……（2）
2.2　符号 ……（3）
3　基本规定 ……（6）
4　站址选择 ……（8）
5　太阳能资源分析 ……（12）
5.1　一般规定 ……（12）
5.2　参考气象站基本条件和数据采集 ……（12）
5.3　太阳辐射现场观测站基本要求 ……（13）
5.4　太阳辐射观测数据验证与资源分析 ……（14）
6　光伏发电系统 ……（16）
6.1　一般规定 ……（16）
6.2　光伏发电系统分类 ……（17）
6.3　主要设备选择 ……（17）
6.4　光伏方阵 ……（19）
6.5　储能系统 ……（21）
6.6　发电量计算 ……（23）
6.7　跟踪系统 ……（25）
6.8　光伏支架 ……（26）
6.9　聚光光伏系统 ……（33）
7　站区布置 ……（35）
7.1　站区总平面布置 ……（35）
7.2　光伏方阵布置 ……（38）

住房和城乡建设部信息公开 浏览专用

7.3 站区安全防护设施 …… (39)
8 电 气 …… (41)
8.1 变压器 …… (41)
8.2 电气主接线 …… (41)
8.3 站用电系统 …… (43)
8.4 直流电源系统 …… (44)
8.5 配电装置 …… (44)
8.6 无功补偿装置 …… (45)
8.7 电气二次 …… (45)
8.8 过电压保护和接地 …… (47)
8.9 电缆选择与敷设 …… (48)
8.10 监控系统 …… (49)
9 接入系统 …… (51)
9.1 一般规定 …… (51)
9.2 并网要求 …… (51)
9.3 继电保护 …… (57)
9.4 自动化 …… (57)
9.5 通信 …… (59)
9.6 电能计量 …… (60)
10 建筑与结构 …… (61)
10.1 一般规定 …… (61)
10.3 屋顶与建筑一体化 …… (61)
10.4 结构 …… (63)
11 给排水、暖通与空调 …… (65)
11.1 给排水 …… (65)
11.2 暖通与空调 …… (65)
12 环境保护与水土保持 …… (66)
12.2 污染防治 …… (66)
13 劳动安全与职业卫生健康 …… (67)

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

14 消　　防 …… (69)
14.1 建(构)筑物火灾危险性分类防护 …… (69)
14.2 变压器及其他带油电气设备 …… (74)
14.3 电缆 …… (76)
14.4 建(构)筑物的安全疏散和建筑构造 …… (76)
14.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警 …… (76)
14.6 消防供电及应急照明 …… (81)
附录A 最大可能的总辐射日曝辐量日水平面总辐照量 …… (83)
附录B 光伏阵列最佳倾角参考值 …… (84)
附录C 钢制地锚 …… (86)
附录D 大气腐蚀环境分类 …… (88)
本标准用词说明 …… (89)
引用标准名录 …… (90)

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

1 总　　则

1.0.1 为了进一步贯彻落实国家有关法律、法规和政策，充分利用太阳能资源，优化国家能源结构，建立安全的能源供应体系，推广光伏发电技术的应用，规范光伏发电站设计行为，促进光伏发电站建设健康、有序发展，制定本规范标准。

1.0.2 本规范标准适用于新建、扩建或改建的并网光伏发电站和100kWp及以上的独立离网光伏发电站。

1.0.3 大型、中型并网光伏发电站建设前应进行接入电网技术方案的可行性研究。

1.0.4 光伏发电站设计除符合本规范标准外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

住房城乡建设部标准司公开浏览专用

2 术语和符号

2.1 术　　语

2.1.3 光伏发电单元　　photovoltaic(PV)power unit

光伏发电站中，以一定数量的光伏组件串，通过直流汇流箱汇集，经逆变器逆变与隔离光伏方阵直流发电经逆变器逆变，再经就地升压变压器升压成符合电网频率和汇集电压要求的电源。又称单元发电模块。

2.1.4 光伏方阵　　photovoltaic(PV)array

将若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装连接在一起并且有固定的支撑结构而，并按一定规律进行排布、安装后构成的直流发电单元。又称光伏阵列。

2.1.15 孤岛现象　　islanding

在电网失压时，光伏发电站仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。又称孤岛现象。

2.1.16 计划性孤岛现象　　intentional islanding

按预先设置的控制策略，有计划地出现的孤岛现象。

2.1.17 非计划性孤岛现象　　unintentional islanding

非计划、不受控出现的孤岛现象。

2.1.23 安装容量　　capacity of installation

光伏发电站或光伏方阵中安装的光伏组件的标称功率之和，计量单位是峰瓦(Wp)。

2.1.23A 额定容量　　rated power

光伏发电站或发电单元中安装的逆变器在0.9功率因数下，

住房城乡建设部信息公开浏览专用

最大连续输出有功功率之和，计量单位是瓦(W)。

2.1.26 电势诱导衰减 potential induced degradation(PID)

在长期高电压、高湿度作用下，光伏组件的太阳能电池与封装材料等之间存在离子迁移，导致组件光伏性能的持续衰减。

2.1.27 最大功率点跟踪 maximum power point tracking (MPPT)

利用硬件设备和软件控制策略，让光伏组件串的输出功率始终工作在最大功率点附近。

2.2 符 号

2.2.1 能量、功率

C_c——储能电池的容量(kW·h)；

E_p——上网发电量(kW·h)；

E_s——标准条件下的辐照度(常数=1kW/m²)；

H_A——水平面太阳能总辐照量(kW·h/m²)；

P_{AZ}——组件安装容量(kW_p)；

P_O——平均电负荷容量(kW)；

Q G_A——光伏阵列倾斜面年太阳总辐照量(kW·h/m²)。

2.2.2 电压

U_N——光伏发电站并网点的电网标称电压(kV)；

V_{dcmax}——逆变器和光伏组件允许的最大直流输入系统电压(V)；

$V_{mpptmax}$——逆变器 MPPT 电压最大值(V)；

$V_{mpptmin}$——逆变器 MPPT 电压最小值(V)；

V_{oc}——光伏组件的开路电压(V)；

V_{pm}——光伏电池组件的最佳工作电压(V)。

2.2.3 温度、时间

D——最长无日照期间用电时数(h)；

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

T_p——光伏阵列倾斜面年峰值日照时数(h)；

t——昼间环境下光伏组件工作条件下的极限低温(℃)；

t'——工作状态下光伏组件工作条件下电池的极限高温(℃)。

2.2.4 无量纲系数

F——储能电池放电效率的修正系数(通常取1.05)；

K——综合其他效率系数；

K_a——包括逆变器等交流回路的损耗率(通常为0.7～0.8)；

K_v——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v——光伏组件的工作电压温度系数；

N——光伏组件的串联数(N取整)；

U——储能电池的放电深度(取0.5～0.8)。

PR——光伏发电系统效率；

C_{PR}——光伏发电综合效率。

2.2.5 结构系数

C——结构或结构构件达到正常使用要求所规定的变形限值；

R——结构构件承载力的设计值；

S——荷载效应(和地震作用效应)组合的设计值；

γ_0——重要性系数；

γ_{RE}——承载力抗震调整系数；

γ_G——永久荷载作用的分项系数；

γ_W——风荷载作用的分项系数；

γ_t——温度荷载作用的分项系数；

γ_S——雪荷载作用的分项系数；

γ_M——施工检修荷载作用的分项系数；

住房和城乡建设部信息公开浏览专用

γ_{Eh}——水平地震作用分项系数；

S_{Gk}——永久荷载效应作用标准值G_k的效应；

S_{tk}、ψ_t——温度荷载作用标准值Q_{tk}的效应和其组合值系数；

S_{Wk}、ψ_W——风荷载效应作用标准值Q_{Wk}的效应和其组合值系数；

S_{Sk}、ψ_S——雪荷载效应作用标准值Q_{Sk}的效应和其组合值系数；

S_{Mk}、ψ_M——施工检修荷载作用标准值Q_{Mk}的效应和其组合值系数；

S_{EhK}——水平地震作用标准值效应；

Ψ_t——温度作用组合值系数；

Ψ_s——雪荷载的组合值系数；

Ψ_w——风荷载的组合值系数。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

3 基本规定

3.0.1 光伏发电站设计应综合考虑日照太阳能资源条件、土地和建筑条件、安装和运输条件等因素，并应满足安全可靠、经济适用、环保、美观、便于安装和维护的要求。

3.0.3 大、中型光伏发电站内宜应装设太阳能辐射现场观测装置，中型光伏发电站内宜装设太阳能辐射现场观测装置。

3.0.4 光伏发电站的系统配置应保证输出电力的电能质量符合国家现行相关标准的规定。光伏发电站规模大小可按本期建设的额定容量进行划分：

1 小型光伏发电站：额定容量小于或等于6MW；

2 中型光伏发电站：额定容量大于6MW且小于或等于50MW；

3 大型光伏发电站：额定容量大于50MW。

3.0.5 光伏发电站设计宜选用智能一体化设备或装置，并宜采用现代数字信息技术和集成优化控制管理系统。接入公用电网的光伏发电站应安装经当地质量技术监管机构认可的电能计量装置，并经校验合格后投入使用。

3.0.9 光伏发电站中的所有设备和部件，应符合国家现行相关标准的规定，主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。

3.0.10 在既有建筑物上增设光伏发电系统，不得影响消防疏散通道和消防设施的正常使用。

3.0.11 与农业、牧业和渔业生产相结合的光伏发电站应根据种植物和养殖物的生长特性，以及种植、养殖工艺特点进行设备选择

住房城乡建设部信息公开浏览专用

和布置。光伏发电设施应满足生态环境保护要求，并满足农作物、养殖物对阳光的需求，以及生产作业、禽畜活动、渔业养殖和捕捞等对空间条件的要求。

3.0.12 光伏发电站的电气设备和装置应结合当地的环境条件进行选择；对在极端低温、高湿、高热、沙尘多发、沿海滩涂和大气污染严重地区使用的电气设备和装置应采取相应的防护措施；在海拔高度2000m及以上高原地区使用的电气设备和装置应选用高原型产品或进行绝缘性能校验。

3.0.13 光伏发电站升压站或开关站的电气设计应符合国家现行标准《20kV及以下变电所设计规范》GB 50053、《35kV～110kV变电站设计规范》GB 50059及《220kV～750kV变电站设计技术规程》DL/T 5218的规定。

3.0.14 光伏发电站的消防设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229、《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974和《建筑防烟排烟系统技术标准》GB 51251的规定。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

4 站址选择

4.0.1 光伏发电站的站址选择规划应根据国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、电力消纳、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑；在选址工作中，应从全局出发，正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关系。

4.0.2 光伏发电站选址时，应结合电网结构、电力负荷接入条件、交通、运输、环境保护要求，出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工以及周围工矿企业对电站的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。当有多个候选站址时，应经综合技术经济比较后提出推荐站址的排序。

4.0.3 光伏发电站站址防洪设计应符合下列要求：

1 光伏发电站的光伏方阵区按不同规划容量，光伏发电站的防洪等级和所对应的防洪标准应符合表 4.0.3 的规定。对于站内地面低于上述高水位的区域，应有防洪措施。防排洪措施宜在首期工程中按规划额定容量统一规划，分期实施。光伏发电的升压站或开关站及辅助设施区的防洪标准应符合国家现行标准《35kV～110kV 变电站设计规范》GB 50059 和《变电站总布置设计技术规程》DL/T 5056 的规定。

住房城乡建设部信息公开 测试专用

表 4.0.3　光伏发电站的防洪等级和方阵区的防洪标准

防洪等级	规划容量(MW)	防洪标准(重现期)
Ⅰ	＞500	≥100 年一遇的高水(潮)位 ≥50 年
Ⅱ	30～500 ≤500	≥50 年一遇的高水(潮)位 ≥30 年
Ⅲ	＜30	≥30 年一遇的高水(潮)位

2　位于海滨的光伏发电站方阵区设置防洪堤(或防浪堤)时，其堤顶标高应依据本规范标准表 4.0.3 中防洪标准(重现期)的要求，应按照重现期为 50 30 年波列累计频率 1%的浪爬高加上 0.5m 的安全超高确定。

3　位于江、河、湖旁的光伏发电站方阵区设置防洪堤时，其堤顶标高应按本规范标准表 4.0.3 中防洪标准(重现期)的要求，加 0.5m 的安全超高确定；当受风、浪、潮影响较大时，尚应再加重现期为 50 30 年波列累计频率 1%的浪爬高。

4　在以内涝为主的地区建设光伏发电站并设置防洪堤时，其堤顶标高应按 50 年一遇的设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定；难以确定时，可采用历史最高内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。如有排涝设施时，则应按设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。位于西北干旱地区的光伏电站，应采取应对站区内的融雪或短时暴雨的排洪措施。

5　对位于山区且有洪水威胁区域的光伏发电站，应设防山洪和排山洪的措施，防排设施应按频率为 2%的山洪设计。

6　当站区光伏方阵区不设防洪堤置防排洪设施时，站区设备基础顶光伏方阵区电气设备底标高和建筑物室内地坪标高不应低于应按本规范标准表 4.0.3 中防洪标准(重现期)或 50 30 年一遇最高内涝水位的要求，加上 0.5m 的安全超高确

住房城乡建设部信息公开 测试专用

定；当两者有差异时，应选两者高值；当受风、浪、潮影响较大时，尚应再加重现期为30年波列累计频率1%的浪爬高。

4.0.4 地面光伏发电站站址宜选择在地势平坦的地区或北高南低的坡度地区。坡屋面光伏发电站的建筑主要朝向宜为南或接近南向，宜避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。选择应结合场地条件，并应符合下列要求：

1 地面光伏发电站站址宜选择在地势平坦或北高南低的场地；与建筑物相结合的光伏电站，主要朝向宜为南向或接近南向，且宜避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。

2 利用山地建设的光伏发电站选址宜选择坡向朝南的山坡，坡度应满足施工和运行维护的安全性要求，并应结合用地属性、周边山体遮挡、冲沟等因素确定。

3 光伏方阵采用固定式基础的水上光伏发电站的站址，应依据水体底部地质条件和当地水文气象条件，结合施工、运行等因素经技术经济性比较后确定。

4 光伏方阵采用漂浮式支撑结构的水上光伏发电站的站址，应根据工程所在地的水深、水流、结冰、波浪、风速以及水位变化等自然条件，结合施工和运行的安全性和可靠性进行选择。

5 与农业、牧业和渔业相结合的光伏电站的站址，应结合当地自然条件、种植物和养殖物的生长规律和特点进行选择。

4.0.6 选择站址时，光伏发电站站址选择应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段和发震断裂地带等地质灾害易发区。

4.0.7 当站址选择在采空区及其影响范围内时，在危岩、发震断裂地带、岩溶发育、采空区和地质塌陷区等地区进行选址时，应进行地质灾害危险性评估，综合评价地质灾害危险性的程度，提出建设站址适宜性的评价意见，并应采取相应的防范措施。

4.0.8 除与建筑相结合的光伏发电系统以外，光伏发电站站址选

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

择应避让自然保护区、生态保护区和水源保护地。光伏发电站宜建在地震烈度为9度及以下地区。在地震烈度为9度以上地区建站时，应进行地震安全性评价。

4.0.10 光伏发电站站址选择应宜利用未利用荒地非可耕地和劣地，不应破坏原有水系，做好植被保护，减少土石方开挖量，并应节约用地，减少房屋拆迁和人口迁移。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

5 太阳能资源分析

5.1 一般规定

5.1.2 当对光伏发电站进行太阳能总辐射量及其变化趋势等太阳能资源分析时，应选择站址所在地附近有太阳辐射长期观测记录的气象站距离站址最近，且有太阳辐射长期观测记录的地面观测站作为参考气象站。当地面观测站与站址之间空间代表性不满足要求时，还应选择站址附近具备日照时数观测记录的观测站作为参考气象站。

5.1.3 大型光伏发电站建设前期宜先在站址所在地设立太阳辐射现场观测站。当利用现场观测数据进行太阳能资源分析时，现场观测数据应连续、完整，记录数据至少应为小时值，且不应少于一个完整年。

5.1.4 大型光伏发电站建设前期宜先在站址所在地设立太阳辐射现场观测站，现场观测记录的周期不应少于一个完整年。光伏发电站太阳能资源分析应符合现行国家标准《太阳能资源评估方法》GB/T 37526 的规定。

5.2 参考气象站基本条件和数据采集

5.2.2 参考气象站与光伏发电站站址所在地的气候特征、地理特征应基本一致；参考气象站与光伏发电站站址距离不宜超过 100km。

5.2.4 参考气象站采集的信息应宜包括下列内容：

1 气象站长期观测记录所采用的标准、辐射表计型号、安装位置、高程、周边环境状况，以及建站以来的站址迁移、辐射观测设备维护记录、周边环境变动等基本情况和时间。

住房城乡建设部信息公开
仅供浏览专用

2 最近连续 10 年及以上的逐年各月的总辐照量、直接辐照量、散射辐照量、日照时数的观测记录；与站址现场观测站同期至少一个完整年的逐小时的观测记录。

3 最近连续 10 年的逐年各月最大辐照度的平均值日照时数、日照百分率。

4 近 30 年来的多年月平均气温、极端最高气温、极端最低气温、昼间最高气温、昼间最低气温。

5 近 30 年来的多年平均风速、多年极大风速及发生时间、主导风向，多年最大冻土深度和积雪厚度，多年年平均降水量和蒸发量。

6 近 30 年来的连续阴雨天数、雷暴日数、冰雹次数、沙尘暴次数、强风次数等灾害性天气情况。

5.3 太阳辐射现场观测站基本要求

5.3.1 在光伏发电站站址处宜设置太阳能辐射现场观测站，观测内容应包括总辐射量、直射辐射量、散射辐射量、最大辐照度、气温、湿度、风速、风向等的实测时间序列数据，且应按照现行行业标准《地面气象观测规范》QX/T 55 的规定进行安装和实时观测记录。的选址、数据测量、测量设备选型与校验、仪器安装与维护、测量数据采集、传输、保存与整理应符合国家现行标准《太阳能资源测量　总辐射》GB/T 31156、《太阳能资源测量　直接辐射》GB/T 33698、《太阳能资源测量　散射辐射》GB/T 33699、《地面气象观测规范　辐射》GB/T 35231 和《光伏发电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T 32012 的规定。太阳辐射现场观测站的观测要素应包括水平面总辐射、日照时数、环境温度、风速、风向等的数据。

5.3.4 对于高倍聚光光伏发电站，应增设法向直接辐射辐照度

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

(DNI)的观测项目采用双面发电光伏组件的大型光伏发电站，可结合光伏方阵安装方案，设置光伏组件背面的总辐射观测项目。

5.3.5 现场实时观测数据宜采用有线或无线通信信道直接传送实时传送，并接入光伏发电站监控系统。

5.4 太阳辐射观测数据验证与资源分析

5.4.1 对太阳辐射观测数据应进行完整性检验，观测数据应符合下列要求：

1 观测数据的实时观测时间顺序应与预期的时间顺序相同。

2 按某时间顺序实时记录的观测数据量应与预期记录的数据量相等。

3 小时值的有效数据完整率不应低于95%，且连续缺测时间不宜超过3d。

5.4.2 对太阳辐射观测数据应依据太阳天文辐射情况等进行合理性检验，观测数据应符合下列要求：

1 水平面总辐射最大辐照度小于2kW/m^2。，平原地区应小于1400W/m^2，高山、高原或地表反射较强地区应小于1600W/m^2。

2 散射辐射数值小于总辐射数值，水平面总辐射最小辐照度白天不应小于0。

3 日水平面总辐照量应小于最大可能的日水平面总辐照量，最大可能的日水平面总辐照量应符合本规范标准附录A的规定。

5.4.3 太阳辐射观测数据经完整性和合理性检验后，其中不合理和缺测的数据应修正，并补充完整。其他可供参考的同期记录数据经过分析处理后，可填补无效或缺测的数据，形成完整的长序列观测数据不合理和缺测数据的插补方法应符合现行国家标准《太阳能资源评估方法》GB/T 37526的规定。

住房和城乡建设部信息公开 浏览专用

5.4.3A 光伏发电站太阳能资源分析应利用10年及以上的长序列数据，长序列数据宜采用辐射观测参考气象站长序列实测数据或参考气象站长序列计算数据，也可采用格点化长序列计算数据。当太阳能资源分析利用站址现场实测短期观测数据时，应利用辐射观测参考气象站的长序列数据进行代表年数据修正。

5.4.4 光伏发电站太阳能资源分析宜包括下列内容：

1 长时间序列的年总辐照量变化和月总辐照量年际变化，以及年日照数变化。

2 10年以上代表年的年水平面总辐照量和月水平面总辐照量。

3 最近三年内连续12个月各月辐射量日变化及各月典型日辐射量小时变化。

4 总辐射最大辐照度站址区域太阳能资源特征和丰富程度。

5.4.5 当光伏方阵采用固定倾角、斜单轴、平单轴、斜面垂直单轴或双轴跟踪布置太阳能资源分析时，应依据电站使用年限内的平均代表年水平面总辐射量预测值进行固定倾角、斜单轴、平单轴、斜面垂直单轴或双轴跟踪受光面光伏方阵阵列面上的平均代表年各月总辐照量和年总辐照量的预测。

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

6 光伏发电系统

6.1 一般规定

6.1.1 大、中型地面集中式光伏发电站的发电系统宜采用多级汇流、分散逆变、集中并网方式；分散逆变后宜就地升压，升压后集电线路回路数及电压等级应经技术经济比较后确定。分布式光伏发电站的发电系统宜采用分散逆变、就地并网方式。

6.1.1A 大、中型光伏发电站的发电单元的容量应结合直流侧电压等级、光伏组件和逆变器的选型，经技术经济比较后确定。大、中型光伏发电站宜选用直流侧高电压系统和大容量发电单元方案。

6.1.2 当光伏方阵所在场地起伏较大、光伏阵列易受遮光影响、组件布置倾角和朝向不同时，光伏发电系统宜选择具有多路最大功率点跟踪功能的逆变设备。光伏发电系统中，同一个逆变器同一个最大功率点跟踪回路接入的光伏组件串的电压、方阵组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响等宜一致。

6.1.4 光伏发电系统中逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配，逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的光伏方阵的实际最大直流输出功率。光伏组件与接入逆变器之间的容量配比应综合考虑光伏方阵的安装方式、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。光伏组件的安装容量与逆变器额定容量之比应符合下列规定：

1 年水平面总辐照量不小于 6300MJ/m^2 的地区，不宜超过 1.3。

2 年水平面总辐照量小于 6300MJ/m^2 且不小于 5040MJ/

住房城乡建设部信息公开 湖南专用

m^2 的地区，不宜超过 1.5。

3 年水平面总辐照量小于 5040MJ/m^2 的地区，不宜超过 1.8。

4 配置储能的光伏发电系统，应根据光伏系统与储能系统的耦合方式，在满足功能需求的前提下，经技术经济比较后确定。

6.1.6 独立离网光伏发电系统的安装容量应根据负载所需电能和当地日照条件特性、当地太阳能资源条件、环境条件和储能系统特性等来确定。

6.2 光伏发电系统分类

6.2.1 光伏发电系统按是否接入公共电网可分为并网光伏发电系统和独立光伏发电系统。

6.2.2 并网光伏发电系统按接入并网点的不同可分为用户侧光伏发电系统和电网侧光伏发电系统。

6.2.3 光伏发电系统按安装容量可分为下列三种系统：

1 小型光伏发电系统：安装容量小于或等于 1MWp。

2 中型光伏发电系统：安装容量大于 1MWp 和小于或等于 30MWp。

3 大型光伏发电系统：安装容量大于 30MWp。

6.2.4 光伏发电系统按是否与建筑结合可分为与建筑结合的光伏发电系统和地面光伏发电系统。

6.3 主要设备选择

6.3.1 光伏组件可分为晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件和聚光光伏组件三种类型。

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

6.3.2 光伏组件应根据类型、峰值标称功率、转换效率、发电系统电压、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性和使用环境等技术条件进行选择。

6.3.3 光伏组件应按太阳辐照度、工作温度等使用环境条件进行性能参数校验在湿热环境下工作的光伏发电站，宜选择具备抗电势诱导衰减的光伏组件。当采用不具备抗电势诱导衰减的光伏组件时，光伏发电系统宜采取抗电势诱导衰减的措施。

6.3.4 光伏组件选型应符合下列要求：

1 根据太阳辐照量、气候特征、场地条件等因素，应经技术经济比较后确定。

2 太阳辐射量较高、直射分量较大的地区宜选用晶体硅光伏组件或聚光光伏组件当光伏组件安装场地的反光性能较好时，宜选用双面发电组件。

3 太阳辐射量较低、散射分量较大、环境温度较高的地区宜选用薄膜光伏组件轻型结构屋顶和异形屋面上安装的光伏方阵，可选用柔性或其他轻质光伏组件。

4 在与建筑相结合的光伏发电系统中，当技术经济合理时，宜选用与建筑结构相协调的光伏组件。建材型的光伏组件，应符合相应建筑材料或构件的技术要求。

5 与农业、牧业和渔业相结合的光伏发电系统中，当常规光伏组件不能满足种植物和养殖物的光照需求时，可考虑选择透光型组件。

6 宜选用高转换效率的光伏组件。

6.3.5 用于并网光伏发电系统的逆变器性能应符合接入公用电网相关现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 的规定，并具有有功功率和无功功率连续可调功能。用于

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

大、中型光伏发电站的逆变器还应具有低电压穿越功能。

6.3.7 逆变器应按环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级等使用环境条件进行校验。、汇流箱等设备选择应满足安装所在地的环境温度、相对湿度、风沙、盐雾、海拔高度、地震烈度等使用条件。

6.3.8 湿热带、工业污秽严重和沿海滩涂地区使用的逆变器，应考虑潮湿、污秽及盐雾的影响。

6.3.9 海拔高度在2000m及以上高原地区使用的逆变器和汇流箱，应选用高原型(G)产品或采取降容使用措施按现行国家标准《低压系统内设备的绝缘配合 第1部分：原理、要求和试验》GB/T 16935.1、《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408和《光伏发电站汇流箱技术要求》GB/T 34936的规定进行校验。

6.3.10 光伏组串汇流箱应依据型式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择，并符合现行国家标准《光伏发电站汇流箱技术要求》GB/T 34936的规定。

6.3.11 汇流箱应按环境温度、相对湿度、海拔高度、污秽等级、地震烈度等使用环境条件进行性能参数校验大、中型光伏发电站中光伏组串汇流箱宜选用智能型，并具备智能监控和数据通信功能。

6.3.13 室外布置的逆变器、汇流箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施，汇流箱箱体或柜体的防护等级不应低于IP54。

6.3.14 建筑光伏发电系统直流侧电弧保护的设置应符合现行国家标准《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750的规定，故障电弧保护装置可与逆变器、直流汇流箱相结合。

6.4 光伏方阵

6.4.1 光伏方阵可分为固定式、倾角可调式和跟踪式两三类，

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

选择何种方式应根据太阳能资源、气象条件、使用环境、安装容量、安装场地面积和特点、负荷的类别特性和运行管理方式等因素，经由技术经济比较后确定。

6.4.2 光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的串联数应按下列公式计算：

$$N \leqslant \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \tag{6.4.2-1}$$

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leqslant N \leqslant \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \tag{6.4.2-2}$$

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leqslant N \leqslant \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \tag{6.4.2}$$

式中：K_v——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v——光伏组件的工作电压温度系数；

N——光伏组件串联数（N 取整）；

t——昼间环境下光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t'——工作状态下光伏组件工作条件下的电池极限高温（℃）；

V_{dcmax}——逆变器和光伏组件允许的最大直流输入系统电压，取两者小值（V）；

$V_{mpptmax}$——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

$V_{mpptmin}$——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

V_{oc}——光伏组件的开路电压（V）；

V_{pm}——光伏电池组件的最佳工作电压（V）。

6.4.3 光伏方阵采用固定式或倾角可调式布置时，方阵最佳倾

住房城乡建设部信息公开 试读专用

角应结合站址当地的多年月平均辐照度、直射分量辐照度、散射分量辐照度太阳能资源、风速、雨水、积雪等气候条件进行设计选择，并宜应符合下列要求：

1 对于场地可利用面积不受限制，且土地成本较低的并网光伏发电系统，倾角选择宜使光伏方阵的倾斜面上受到的全年辐照量最大单位安装容量的全年发电量最大。

2 对于独立离网光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的最低辐照度月份倾斜面上受到较大的辐照量发电输出功率与用电负荷匹配，并应满足全年各月用电量需求。

3 对于有特殊要求场地可利用面积受限或土地成本较高的并网光伏发电站，可应根据实际需要工程建设场地条件和安装容量需求，经技术经济比较后确定光伏方阵的设计倾角和阵列间距。

6.5 储能系统

6.5.1 独立离网光伏发电站应配置恰当容量的储能装置，并满足向负载提供持续、稳定电力的要求。并网光伏发电站可根据实际需要功能需求和技术经济的合理性来配置恰当容量的储能系统。

6.5.2 独立离网光伏发电站的储能系统容量配置应根据当地日照条件、连续阴雨天数、负载的电能需要和所配储能电池的技术特性来太阳能资源、气象条件、光伏方阵安装容量、负载用电负荷、连续阴雨天的供电保证、电池充放电效率、电池使用环境温度以及电池设计寿命期容量衰减等因素后确定。

储能电池的容量应按下式计算：

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

$$C_c = DFP_0/(UK_a) \qquad (6.5.2)$$

式中：C_c——储能电池容量(kW·h)；

D——最长无日照期间用电时数(h)；

F——储能电池放电效率的修正系数(通常为1.05)；

P_0——平均负荷容量(kW)；

U——储能电池的放电深度(0.5～0.8)；

K_a——包括逆变器等交流回路的损耗率(通常为0.7～0.8)。

6.5.3 用于光伏发电站的储能电池宜选用电化学储能电池作为储能载体，电化学储能电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、充放电效率、自放电率、深放电能力等技术条件进行选择，经技术经济比较后确定。电化学储能电池应符合现行国家标准《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276和《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280的规定。

6.5.3A 离网光伏发电系统与储能装置之间宜采用直流耦合接线方式；并网光伏发电系统与储能装置之间连接方式宜选用交流耦合接线方式，也可选用直流耦合接线方式。

6.5.3B 并网光伏发电系统与储能装置之间采用交流耦合时，储能系统的配置和设备选择应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558和《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120的规定。

6.5.3C 离网光伏发电系统的储能电池和逆变器的选型配置应满足用电负载中最大用电设备的启动工况。

6.5.4 光伏发电站储能系统应采用在线检测装置进行智能化实时检测，应具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，配置电池管理系统，宜具有人机界面和

通信接口电池管理系统与光伏发电站的监控系统应实现通信连接和信号交换。并网光伏发电系统储能装置的电池管理系统和通信配置应符合现行国家标准《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558 和《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T 34131 的规定。

6.5.5 光伏发电站储能系统宜选用大容量单体储能电池，减少并联数，并宜采用储能电池组分组控制充放电。

6.5.6 充电控制器应依据型式、额定电压、额定电流、输入功率、温升、防护等级、输入输出回路数、充放电电压、保护功能等技术条件进行选择。

6.5.7 充电控制器应按环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度等使用环境条件进行校验。

6.5.8 充电控制器应具有短路保护、过负荷保护、蓄电池过充(放)保护、欠(过)压保护及防雷保护功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能。

6.5.9 充电控制器宜选用低能耗节能型产品。

6.5.10 光伏发电系统储能装置的能量管理系统应接入光伏发电站的监控系统中。

6.6 发电量计算

6.6.1 光伏发电站发电量预测应根据站址所在地的太阳能资源情况，并考虑光伏发电站系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定。

6.6.2 光伏发电站上网发电量可按下式计算：

$$E_p = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K$$

住房城乡建设部信息公开浏览专用

$$E_p = \sum_{i=1}^{n} H_{i,A} \times \eta_{i,zq} \times \eta_{i,yy} \times \eta_{i,rs} \times \eta_{i,wd} \times \eta_{i,ns} \times \eta_{i,nb} \times \frac{P_{AZ}}{E_S} \times K \quad (6.6.2)$$

式中：H_A——水平面太阳能总辐照量(kW·h/m²，峰值小时数)；

n——计算时段数，对于一个完整计算年，若按1小时间隔计算，则为8760；

$H_{i,A}$——计算时段水平面太阳总辐照量(kW·h/m²)；

$\eta_{i,zq}$——计算时段光伏方阵太阳辐照量倾角、方位角修正系数；

$\eta_{i,yy}$——计算时段光伏方阵太阳辐照量阴影遮挡损失修正系数；

$\eta_{i,rs}$——计算时段光伏组件表面太阳入射角损失修正系数；

$\eta_{i,wd}$——计算时段光伏组件工作温度修正系数；

$\eta_{i,ns}$——计算时段逆变器输入功率限制引起的发电量损失修正系数，如果该时段逆变器没有功率限制，取1；

$\eta_{i,nb}$——计算时段太阳辐照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率；

E_p——上网发电量(kW·h)；

E_s——标准条件下的辐照度(常数=1kW·h/m²)；

P_{AZ}——组件的安装容量(kWp)；

K——综合其他效率系数。综合其他效率系数K包括：光伏组件类型修正系数、光伏方阵的倾角、方位角修正系数、光伏发电系统可用率、光照利用率、逆变器效率、光伏组件输出功率偏离峰值、组串适配损失、光伏组件衰减、集电线路损耗、升压变压器损耗、光伏组件表面污染修正系数、光伏组件转换效率修正系数、站用电率等修正系数。

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

6.6.3 采用双面发电光伏组件的光伏系统在发电量计算时，应同时按照组件背面的光电转换特性计算光伏组件背面所受到辐照量。

6.6.4 光伏发电系统效率可按下式计算：

$$PR = \frac{E_P}{G_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S}} \times 100\% \tag{6.6.4}$$

式中：PR——光伏发电系统效率(%)；

G_A——光伏阵列面太阳总辐照量(kW·h/m²)。

6.6.5 光伏发电综合效率可按下式计算：

$$C_{PR} = \frac{E_P}{H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S}} \times 100\% \tag{6.6.5}$$

式中：C_{PR}——光伏发电综合效率(%)；

H_A——水平面太阳总辐照量(kW·h/m²)。

6.7 跟踪系统

6.7.1 跟踪系统可分为单轴跟踪系统和双轴跟踪系统应符合现行国家标准《光伏电站太阳跟踪系统技术要求》GB/T 29320 的规定。

6.7.2 跟踪系统的控制方式可分为主动控制方式、被动控制方式和复合控制方式宜采用主动跟踪，且宜采用闭环控制方式，位置反馈信号采集宜采用角度传感器，跟踪效果反馈信息宜采用对应组串的实时功率或电流信号。

6.7.4 跟踪系统的选择应符合下列要求：

1 跟踪系统的选型应结合安装地点的环境情况、气候特征、太阳能资源、场地条件等因素，经技术经济比较后确定。

2 水平单轴跟踪系统宜安装在低纬度地区。

3 倾斜单轴和斜面垂直单轴跟踪系统宜安装在中、高纬度

住房城乡建设部信息公开 测试专用

地区。

4 双轴跟踪系统宜安装在中、高纬度地区。

5 容易对传感器产生污染的地区不宜选用被动控制方式的跟踪系统。

6 宜具备在紧急状态下通过远程控制将跟踪系统的角度调整至受风最小位置的功能。

7 单轴跟踪的可转动范围宜为－45°～＋45°。

8 跟踪系统应具备防阴影遮挡的自动反向跟踪控制功能。

9 控制系统户外布置时防护等级不应低于IP54。

10 跟踪系统支撑结构部分的转动轴承应满足长期户外使用条件，其使用寿命应与电站设计寿命相同。

11 跟踪系统驱动装置应满足长期户外使用条件，维护、更换简便，防护等级不应低于IP54。

12 跟踪系统宜设置减震措施，在可耐受风速和积雪条件下，工作和保护状态时的支架结构应稳定可靠。

6.7.5 跟踪系统的跟踪精度应符合下列规定：

1 单轴跟踪系统跟踪精度不应低于±5 3°。

2 双轴跟踪系统跟踪精度不应低于±2°。

3 线聚焦跟踪系统跟踪精度不应低于±1°。

4 点聚焦跟踪系统跟踪精度不应低于±0.5°。

6.8 光伏支架

6.8.1 光伏支架、组件连接件应结合工程实际选用材料、设计结构方案和构造措施，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，并符合抗震、抗风和防腐等要求。

6.8.2 光伏支架宜采用钢材时，材质的型钢选用和支架设计应符合国家现行标准《钢结构设计规范标准》GB 50017 和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018 的规定。当光伏支架采用铝合

住房城乡建设部信息公开 测试专用

金材料时，材质的选用应符合国家现行标准《铝合金结构设计规范》GB 50429 的规定。

6.8.4 按承载能力极限状态设计结构构件时，应采用荷载效应的基本组合或偶然组合。荷载效应组合的设计值应按下式验算：

$$\gamma_0 S \leqslant R \tag{6.8.4}$$

式中：γ_0——重要性系数。光伏支架的设计使用年限应不少于 25 年，安全等级为三级，重要性系数不小于 0.95 0.90；在抗震设计中，不考虑重要性系数取 1.0；

S——荷载效应组合的设计值；

R——结构构件承载力的设计值。在抗震设计时，应除以承载力抗震调整系数 γ_{RE}，γ_{RE} 按现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191 的规定取值。

6.8.4A 承载能力极限状态下，荷载效应基本组合的设计值应按下式确定：

$$S = \gamma_G S_{Gk} + \gamma_W \psi_W S_{Wk} + \gamma_S \psi_S S_{Sk} + \gamma_M \psi_M S_{Mk} + \gamma_t \psi_t S_{tk} \tag{6.8.4A}$$

式中：S_{Gk}——永久荷载作用标准值 G_k 的效应；

S_{Wk}、ψ_W——风荷载作用标准值 Q_{Wk} 的效应和其组合值系数；

S_{Sk}、ψ_S——雪荷载作用标准值 Q_{Sk} 的效应和其组合值系数；

S_{Mk}、ψ_M——施工检修荷载作用标准值 Q_{Mk} 的效应和其组合值系数；

S_{tk}、ψ_t——温度荷载作用标准值 Q_{tk} 的效应和其组合值系数；

γ_G——永久荷载作用的分项系数，一般情况下应取 1.3，当永久荷载对结 γ 构有利时，不应大于 1.0；

γ_W——风荷载作用的分项系数，应取 1.5；

γ_S——雪荷载作用的分项系数，应取 1.5；

γ_M——施工检修荷载作用的分项系数，应取 1.5；

γ_t——温度荷载作用的分项系数，应取 1.5。

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

6.8.5 按正常使用极限状态设计结构构件时，应采用荷载效应的标准组合，荷载效应组合的设计值应按下式验算：

$$S \leqslant C \tag{6.8.5}$$

式中：C——结构或结构构件达到正常使用要求所规定的变形限值，包括变形、裂缝、振幅、加速度、应力等的限值，应按相关建筑结构设计标准的规定采用。

6.8.5A 正常使用极限状态下，荷载效应标准组合的设计值应按下式计算：

$$S = S_{Gk} + \psi_W S_{Wk} + \psi_S S_{Sk} + \psi_M S_{Mk} + \psi_t S_{tk} \tag{6.8.5A}$$

6.8.5B 各种组合工况下的可变荷载组合值系数应符合表6.8.5B的规定。

表6.8.5B 各种组合工况下的可变荷载组合值系数

荷载作用组合工况	ψ_W	ψ_S	ψ_M	ψ_t
永久荷载＋负风荷载＋温度荷载	1.0	—	—	0.6
永久荷载＋正风荷载＋雪荷载＋温度荷载	1.0	0.7	—	0.6
永久荷载＋雪荷载＋正风荷载＋温度荷载	0.6	1.0	—	0.6
永久荷载＋施工检修荷载	—	—	1.0	—

注：1 表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应；

2 正风荷载指组件正面为受荷面时的风荷载，负风荷载指组件背面为受荷面时的风荷载；

3 当支架长度大于或等于120m时，应考虑温度荷载。

6.8.6 在抗震设防地区当抗震设防烈度大于8度时，支架应进行抗震验算，抗震验算中结构重要性系数取1.0，结构构件抗力的设计值应除以承载力抗震调整系数 γ_{RE}，γ_{RE} 按现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191的规定取值。

6.8.7 支架的荷载和荷载效应计算应符合下列规定：

1 风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009中不小于25年一遇的荷载数值取值。地面

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

和楼顶支架风荷载的体型系数宜取±1.3，特殊体型的支架结构宜通过风洞试验确定。与建筑物立面安装相结合的发电系统的支架风荷载的确定应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的要求。当需要考虑施工检修荷载时，检修荷载按实际荷载取用并作用于支架最不利位置。

2 无地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下式计算：

$$S=\gamma_G S_{GK}+\gamma_w \Psi_w S_{wK}+\gamma_s \Psi_s S_{sK}+\gamma_t \Psi_t S_{tK} \quad (6.8.7\text{-}1)$$

式中：S——荷载效应组合的设计值；

γ_G——永久荷载分项系数；

S_{GK}——永久荷载效应标准值；

S_{wK}——风荷载效应标准值；

S_{sK}——雪荷载效应标准值；

S_{tK}——温度作用标准值效应；

γ_w、γ_s、γ_t——风荷载、雪荷载和温度作用的分项系数，取 1.4；

Ψ_w、Ψ_s、Ψ_t——风荷载、雪荷载和温度作用的组合值系数。

3 无地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0；承载力计算时，无地震作用荷载组合值系数应符合表 6.8.7-1 的规定。

表 6.8.7-1 无地震作用组合荷载组合值系数

荷载组合	Ψ_w	Ψ_s	Ψ_t
永久荷载、风荷载和温度作用	1.0	—	0.6
永久荷载、雪荷载和温度作用	—	1.0	0.6

住房城乡建设部信息公开 试览专用

续表 6.8.7-1

荷 载 组 合	Ψ_w	Ψ_s	Ψ_t
永久荷载、温度作用和风荷载	0.6	—	1.0
永久荷载、温度作用和雪荷载	—	0.6	1.0

注：表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

4 有地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下式计算：

$$S=\gamma_G S_{GK}+\gamma_{Eh} S_{EhK}+\gamma_w \Psi_w S_{wK}+\gamma_t \Psi_t S_{tK} \quad (6.8.7\text{-}2)$$

式中：S——荷载效应和地震作用效应组合的设计值；

γ_{Eh}——水平地震作用分项系数；

S_{EhK}——水平地震作用标准值效应；

Ψ_w——风荷载的组合值系数，应取 0.6；

Ψ_t——温度作用的组合值系数，应取 0.2。

5 有地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0；承载力计算时，有地震作用组合的荷载分项系数应符合表 6.8.7-2 的规定。

表 6.8.7-2 有地震作用组合荷载分项系数

荷 载 组 合	γ_G	γ_{Eh}	γ_w	γ_t
永久荷载和水平地震作用	1.2	1.3	—	—
永久荷载、水平地震作用、风荷载及温度作用	1.2	1.3	1.4	1.4

注：1 γ_G：当永久荷载效应对结构承载力有利时，应取 1.0；

2 表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

6 支架设计时，应对施工检修荷载进行验算，并应符合下列

住房城乡建设部信息公开 试读专用

规定：

1）施工检修荷载宜取 1kN，也可按实际荷载取用并作用于支架最不利位置；

2）进行支架构件承载力验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载，永久荷载的分项系数取 1.2，施工或检修荷载的分项系数取 1.4；

3）进行支架构件位移验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载，分项系数均应取 1.0。

6.8.8 钢支架及构件的变形应符合下列规定：

1 风荷载取标准值或在地震作用下，支架的柱顶位移不应大于柱高的 1/60。倾角可调式支架、柔性悬索结构的柱顶位移不应大于柱高的 1/80。

2 受弯构件的挠度容许值不应超过表 6.8.8 的规定。

表 6.8.8 受弯构件的挠度容许值

受弯构件		挠度容许值
主梁		$L/250$
次梁	无边框光伏组件	$L/250$
	其他有边框光伏组件	$L/200$

注：L 为受弯构件的跨度。对悬臂梁，L 为悬伸长度的 2 倍。

6.8.9 钢支架的构造应符合下列规定：

1 用于次梁的板厚不宜小于 1.5mm，用于主梁和柱的板厚不宜小于 2.5mm，当有可靠依据时板厚可取 2mm 普通碳钢构件除受拉构件外，壁厚不宜小于 2mm；采用屈服强度不小于 420N/mm^2 的连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带时，构件最小壁厚不应小于 0.8mm，并应符合现行国家标准《连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带》GB/T 2518 的规定。

2 受压和受拉构件的长细比限值应符合表 6.8.9-1 和表 6.8.9-2

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

的规定。

3 铝合金构件最小壁厚应符合现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB 50429 的规定。

表 6.8.9-1 钢支架受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其他构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其他支撑(张紧的圆钢或钢绞线除外)	400

注:对承受静荷载的结构,可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

表 6.8.9-2 铝合金、连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带支架受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	150
	其他构件、支撑等	200
受拉构件	主要构件	350
	其他支撑	400

注:1 计算单角铝受压构件的长细比时,应采用角铝的最小回转半径,但计算在交叉点相互连接的交叉杆件平面外的长细比时,可采用与角铝肢边平行轴的回转半径;

2 受压构件由容许长细比控制截面的杆件,在计算其长细比时,可不考虑扭转效应;

3 受拉构件在永久荷载与风荷载组合下受压时,其长细比不宜超过 250。

6.8.10 支架的防腐蚀应符合下列要求:

1 支架在结构类型、布置、构造上应便于支架防腐的检查和清刷维护。支架应结合使用环境、使用年限、施工和维修条件等因素,因地制宜进行防腐蚀设计;大气腐蚀环境分类应按本标准附录 D 中数值采用。

2 普通碳素钢支架防腐宜综合采用热浸镀锌、锌铝双金属涂

住房城乡建设部信息公开 阅览专用

层、锌铝镁合金镀层等措施，防腐层最小平均厚度应满足使用年限内所处大气腐蚀环境下腐蚀裕量的要求；热浸镀锌层平均厚度不应小于55μm。

3 当铝合金材料与除不锈钢以外的其他金属材料或与酸、碱性的非金属材料接触、紧固时，宜采取隔离措施。

4 铝合金支架应进行表面防腐处理，可采用阳极氧化处理措施，阳极氧化膜的最小厚度应符合表6.8.10的规定。

表6.8.10 氧化膜的最小厚度

腐蚀等级 环境种类	最小平均膜厚(μm)	最小局部膜厚(μm)
弱腐蚀 C1、C2	15	12
中等腐蚀 C3	20	16
强腐蚀 C4、C5	25	20

5 连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带制作的支架，对于腐蚀环境种类C1～C3地区，结构构件镀层的镀锌量不应低于180g/m²（双面）或镀铝锌量不应低于100g/m²（双面）；对于腐蚀环境种类C4、C5地区，镀锌量不应低于275g/m²（双面）或镀铝锌量不应低于150g/m²（双面）。

6 耐候钢支架除应满足使用年限内所处大气环境下腐蚀裕量的要求，尚应满足腐蚀环境种类C1～C3地区，腐蚀裕量不应小于0.25mm/面，C4及以上地区，腐蚀裕量不应小于0.5mm/面。

7 其他复合材料制作的支架应满足使用年限内所处大气环境下腐蚀裕量要求。

6.8.11 倾角可调式支架的转动构件部分应满足长期户外使用条件。

6.9 聚光光伏系统

6.9.1 聚光光伏系统应包括聚光系统和跟踪系统。

住房城乡建设部信息公开 测试专用

6.9.2 线聚焦聚光宜采用单轴跟踪系统，点聚焦聚光应采用双轴跟踪系统。

6.9.3 聚光光伏系统的选择应符合下列要求：

1 采用水平单轴跟踪系统的线聚焦聚光光伏系统宜安装在低纬度且直射光分量较大地区。

2 采用倾斜单轴跟踪系统的线聚焦聚光光伏系统宜安装在中、高纬度且直射光分量较大地区。

3 点聚焦聚光光伏系统宜安装在直射光分量较大地区。

6.9.4 用于光伏发电站的聚光光伏系统应符合下列要求：

1 聚光组件应通过国家相关认证机构的产品认证，并具有良好的散热性能。

2 具有有效的防护措施，应能保证设备在当地极端环境下安全、长效运行。

3 用于低倍聚光的跟踪系统，其跟踪精度不应低于±1°，用于高倍聚光的跟踪系统，其跟踪精度不应低于±0.5°。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

7 站区布置

7.1 站区总平面布置

7.1.1 光伏发电站的站区布置应根据发电站的生产、生活和施工需要，结合站址及其附近地区的自然条件区域建设条件和建设规划，以及施工组织规划进行布置，应对站区交通运输、出线走廊和供排水设施等进行研究，立足近期，远近结合，统筹规划。

7.1.3 光伏发电站的站区总平面布置应包括下列内容：

1 光伏方阵。

2 升压站（或开关站）及辅助设施区。

3 站内10kV及以上交流集电线路。

4 就地逆变升压站单元。

5 站内道路及通道。

6 其他防护功能设施（防洪、防雷、防火）。

7.1.4 光伏发电站的站区总平面布置应符合下列要求：

1 交通运输方便。

2 协调好站内与站外、生产与生活、生产与施工之间的关系相协调。

3 与城镇或工业区规划相协调。

4 方便施工，有利扩建。

5 合理利用地形、地质条件。

6 减少场地的土石方工程量。

7 降低工程造价，减少运行费用，提高经济效益。

7.1.5 光伏发电站的站区总平面布置还应符合下列要求：

1 站内建筑物应结合日照方位进行布置，合理紧凑；辅助、附

住房城乡建设部信息公开浏览专用

属建筑和行政管理建筑宜采用联合布置。

2 因地制宜地进行绿化规划，利用空闲场地植树种草，绿地率应满足当地规划部门的绿化要求。

3 升压站及站内建筑物和设施的选址应根据光伏方阵的布置、接入系统的方案、地形、地质、交通、生产、生活和安全等要素确定。

4 站内集电线路的布置应根据光伏方阵的布置、升压站或开关站的位置及单回集电线路的输送距离、输送容量、安全距离等确定。

5 站内道路应能满足设备运输、安装和运行维护的要求，并保留可进行大修与吊装的作业面。

6 光伏站区的布置应合理避让既有建(构)筑物和障碍物。

7 光伏发电站升压站或开关站的布置，应符合国家现行标准《20kV及以下变电所设计规范》GB 50053、《35kV～110kV变电站设计规范》GB 50059和《220kV～750kV变电站设计技术规程》DL/T 5218的规定。

7.1.6 大、中型地面光伏发电站站区可设两个出入口，其位设置应使站内外联系方便。站区主要出入口处主干道行车部分的宽度宜与相衔接的进站道路一致，宜采用6m；次干道(环行道路)宽度宜采用4m。主、次干道的转弯半径应满足消防车转弯的要求，并应满足设备运输的通行要求。应根据生产、生活和消防的需要，在站区内各建筑物之间设置行车道路、消防车通道和人行道，通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。

7.1.7 地面光伏发电站的主要进站道路应与通向城镇的现有公路相连接，其连接宜短捷且方便行车，宜避免与铁路线交叉。应根据生产、生活和消防的需要，在站区内各建筑物之间设置行车道路、消防车通道和人行道。站内主要道路可采用泥结碎石路面、混凝土路面或沥青路面。

住房城乡建设部信息公开 测试专用

7.1.8 光伏发电站站区的竖向布置，应根据生产要求、工程地质、水文气象条件、场地标高等因素确定，并应符合下列要求：

1 在不设大堤或围堤的站区，升压站（或开关站）区域的室外地坪设计标高应高于设计高水位0.5m符合国家现行标准《20kV及以下变电所设计规范》GB 50053、《35kV～110kV变电站设计规范》GB 50059及《220kV～750kV变电站设计技术规程》DL/T 5218的规定。

2 所有建筑物、构筑物及道路等标高的确定，应满足生产使用方便。地上、地下设施中的基础、管线，管架、管沟、隧道及地下室等的标高和布置，应统一安排，合理交叉，维修、扩建便利，排水畅通。

3 应减少工程土石方工程量，降低基础处理和场地平整费用，使填方量和挖方量接近平衡。在填、挖方量无法达到平衡时，应落实取土或弃土地点。

4 站区场地的最小坡度及坡向以能较快排除地面水为原则，应与建筑物、道路及场地的雨水窨井、雨水口的设置相适应，并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定。

5 地处山坡地区光伏发电站的竖向布置，应在满足工艺要求的前提下，合理利用地形，节省土石方量并确保边坡稳定。

7.1.9 站区场地排水系统应根据地形、工程地质、地下水位等因素进行设计，并应符合下列要求：

1 场地的排水系统应按规划容量进行设计，并使每期工程排水畅通。

2 当室外沟道高于设计地坪标高时，应有过水措施，或在沟道的两侧设排水设施。

3 地面光伏发电站的光伏方阵区场地排水宜采用自然散排。对建在山区或丘陵地区的光伏发电站方阵区，应根据洪水侵扰情况，设置在站区边界处应有防止排山洪流入站区的设施。

住房城乡建设部信息公开 测绘专用

7.1.14 光伏发电站的施工区应按规划容量统筹规划，并应符合下列要求：

1 布置应紧凑合理，节省用地。

2 应按施工流程的要求安排施工临时建筑、材料设备堆置场、施工作业场所及施工临时用水、用电干线路径。

3 施工场地排水系统宜单独设置，施工道路宜永临结合。

4 利用地形，减少场地平整土石方量，并应避免施工区场地表土层的大面积破坏，防止水土流失。

5 施工区的总平面布置应符合现行国家标准《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T 50795的规定。

7.1.15 当光伏发电站周边植被茂盛时，光伏发电站宜设置防火隔离带或其他防火措施。

7.1.16 光伏发电站中储能系统的布置应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048的规定。

7.2 光伏方阵布置

7.2.2 地面光伏发电站的光伏方阵布置应满足下列要求：

1 固定式、倾角可调式布置的光伏方阵、光伏组件安装方位角宜采用正南方向，方位角东西方向偏差不宜超过15°。

2 光伏方阵各排、列的布置间距应保证宜使每天9:00～15:00（当地真太阳时）时段内前、后、左、右东西向、南北向互不遮挡。

2A 当土地使用面积受限或土地成本较高时，跟踪式方阵应采用反向跟踪技术。

3 光伏方阵内光伏组件串的最低点距地面的距离不宜低于300mm，并应考虑以下因素：

1）当地的最大积雪深度；

2）当地方阵区的洪涝水位设防标准；

住房城乡建设部信息公开浏览专用

3）植被高度）。；

4）采用双面发电组件时，应根据场地反射条件和设置的背面反射措施，确定双面发电组件的安装高度。

7.2.2A 利用山地建设光伏发电站时，光伏方阵布置应考虑山体对光伏组件的遮挡，且宜随坡就势布置。

7.2.2B 光伏方阵布置在趋于稳定的采空沉陷区时，光伏方阵单列支架宜分段设置。当光伏场区涉及冲沟发育区时，布置光伏发电方阵时应做避让或采取防止冲沟发育、保护支架基础的措施。

7.2.3 与建筑相结合的光伏发电站的光伏方阵应结合太阳辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构等因素进行设计，经技术经济比较后确定方位角、倾角和阵列行距。

7.2.4 大、中型地面光伏发电站的逆变升压室宜结合光伏方阵单元模块化布置，宜采用就地布置方式采用集中式逆变器时，逆变器宜与变压器相邻布置在光伏方阵单元的中部；采用组串式逆变器时，逆变器布置位置宜经技术经济比较后确定，且宜布置在光伏方阵内通风良好的背光区域。逆变升压室变压器宜根据工艺要求布置在光伏方阵单元模块的中部，且靠近主要通道处。

7.2.6 逆变器和就地升压变压器的布置高度应符合光伏发电站站址区防洪、防涝标准的要求。除满足防洪、防涝标准以外，当光伏方阵区位于内涝易发区域时，逆变升压设备基础还应采取防治基础内积水或长时间浸水措施。

7.2.7 光伏方阵布置应便于光伏组件表面清洗，宜设置相应的清洗通道。

7.3 站区安全防护设施

7.3.1 光伏发电站宜设置安全防护设施，该设施可包括：围栏、入

侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动。光伏方阵区宜设置围栏，围栏可采用钢丝护栏网。升压站或开关站的站区宜设置实体围墙，高度不应低于 2.2m。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

8 电　　气

8.1 变　压　器

8.1.3　光伏方阵内就地升压变压器的选择应符合下列要求：

1　宜选用自冷式、低损耗电力变压器。

2　变压器容量可宜按光伏方阵单元模块最大连续输出功率选取。

3　可宜选用高压(低压)预装式箱式变电站或变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站。对于在沿海或风沙大的光伏发电站，当采用户外布置时，沿海防护等级应达到IP65，风沙大的光伏发电站防护等级应达到不应低于IP54。

4　就地升压变压器可采用双绕组变压器或，当多台没有高频环流抑制功能的集中式或集散式逆变器直接接入同一台就地升压变压器时，就地升压变压器应采用分裂变压器，且其分裂系数不宜低于3。

5　就地升压变压器宜选用无励磁调压变压器。

6　就地升压变压器应具备电气隔离功能，不应采用自耦变压器。

8.2　电气主接线

8.2.1　光伏发电站发电单元接线及就地升压变压器的连接应符合下列要求：

1　逆变器与就地升压变压器的接线方案应依据光伏发电站的容量、光伏方阵的布局、光伏组件的类型和逆变器的技术参数等条件，经技术经济比较确定。

住房城乡建设部信息公开
仅供试读

2　一台就地升压变压器连接两台不自带隔离变压器的逆变器时，宜选用分裂变压器。

8.2.2　光伏发电站发电母线电压应根据接入电网的要求和光伏发电站的额定容量，经技术经济比较后确定，并宜符合下列规定：

1　光伏发电站安装总容量小于或等于1MWp时，小型光伏发电站宜采用0.4kV～10kV电压等级。

2　光伏发电站安装总容量大于1MWp，且不大于30MWp时，中型光伏发电站宜采用10kV～35kV电压等级。

3　光伏发电站安装容量大于30MWp时，大型光伏发电站宜采用35kV或66kV电压等级。

8.2.3　光伏发电站发电母线的接线方式应结合本期、远景规划的安装额定容量、安全可靠性、运行灵活性和经济合理性等条件选择，并应符合下列要求：

1　光伏发电站安装容量小于或等于30MW时，中、小型光伏发电站宜采用单母线接线。

2　光伏发电站安装容量大于30MW时，大型光伏发电站宜采用单母线或单母线分段接线。

3　当分段时，应采用分段断路器。

8.2.6　光伏发电站220kV及以下电压等级的母线上的电压互感器和避雷器应宜合用一组隔离开关，并组装在一个柜内。

8.2.7　小型光伏发电站内10kV或35kV系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式，接地方式应与电网的接地方式相适应。经汇集形成光伏发电站群的大、中型光伏发电站，其站内汇集系统宜采用经消弧线圈接地或小电阻接地的方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定。

住房和城乡建设部信息公开浏览专用

8.2.8 当采用消弧线圈接地时，应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合现行行业国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 的规定。

8.2.10 220kV 及以下电压等级的母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关，110kV～220kV 线路电压互感器与耦合电容器、避雷器、主变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关；主变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。GIS 配电装置的母线避雷器和电压互感器、电缆进出线间隔的避雷器、线路电压互感器应设置独立的隔离开关或隔离断口。架空进线的 GIS 线路间隔的避雷器和线路电压互感器宜采用外置结构。

8.3 站用电系统

8.3.3 站用电工作电源引接方式应符合下列要求：

1 当光伏发电站有发电母线时，宜从发电母线引接供给自用负荷。

2 当技术经济合理时，可由外部电网引接电源供给发电站自用负荷。

3 当技术经济合理时，就地逆变升压室站设备用电也可宜由各发电单元逆变器交流出线就近的就地升压变压器低压侧引接，但升压站（或开关站）站用电应按本条的第 1 款或第 2 款中的方式引接。

4 光伏跟踪支架电机的工作电源采用交流电时，宜由就近的就地升压变压器低压侧引接。

8.3.4 大、中型光伏发电站站用电系统应设置备用电源，其引接方式应宜符合下列要求：

1 当光伏发电站只有一段发电母线时，宜由外部电网引接电

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

源。当外部电网距离较远时，经技术经济比较合理时，可设置柴油发电机作为备用电源。

2 当发电母线为单母线分段接线时，可由外部电网引接电源，也可由其中的另一段母线上引接电源。

3 各发电单元的工作电源分别由各自的就地升压变压器低压侧引接时，宜采用邻近的两发电单元互为备用的方式或由外部电网引接电源。

4 工作电源与备用电源间宜设置备用电源自动投入装置。

5 光伏跟踪支架电动执行机构宜配置备用电源。

8.3.6 站用电装置的布置位置及方式应根据光伏发电站的容量、光伏方阵的布局和逆变器的技术参数等条件确定。

8.4 直流电源系统

8.4.1 大、中型光伏发电站宜应设蓄电池组直流电源系统向继电保护、信号、自动装置等控制负荷和交流不间断电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明等动力负荷供电，蓄电池组应以全浮充电方式运行。

8.4.2 蓄电池组直流电源系统的电压可采用220V或110V。

8.4.3 蓄电池组及充电装置直流电源系统的选择与设计应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044的规定。

8.5 配 电 装 置

8.5.2 升压站35kV 66kV及以上配电装置应根据地理位置、气候条件、用地条件和经济合理性等因素选择户内或户外布置。在沿海、用地紧张及土石方开挖工程量大的地区宜采用户内配电装

住房城乡建设部信息公开 试题专用

置；在内陆及荒漠不受气候条件、占用土地及施工工程量等限制时，宜采用户外配电装置。

8.5.3 10kV～35kV 配电装置宜采用户内成套式高压开关柜配置型式，也可采用户外装配式配电装置。

对沿海、海拔高度 2000m 及以上、污秽严重及土石方开挖工程量大的地区，当技术经济合理时，66kV 及以上电压等级的配电装置可采用气体绝缘金属封闭开关设备；在内陆及荒漠地区可采用户外装配式布置配电装置。

8.5.4 当技术经济合理时，光伏发电站升压站或开关站的 35kV 及以下配电装置宜采用预制舱式。

8.6 无功补偿装置

8.6.1 光伏发电站的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置，宜利用并网逆变器的无功容量及其调节能力。逆变器无功容量及其调节能力应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 的规定。光伏发电站的无功补偿装置的配置应符合现行国家标准《光伏发电站无功补偿技术规范》GB/T 29321 的规定。

8.6.2 并联电容器装置的设计无功补偿装置的性能应符合现行国家标准《并联电容器装置设计规范》GB 50227《光伏发电站无功补偿技术规范》GB/T 29321 的规定。

8.7 电 气 二 次

8.7.1 光伏发电站控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。

8.7.2 光伏发电站电气设备的控制、测量和信号应符合国家现行行业标准《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866、《光

住房城乡建设部信息公开 测试专用

伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 和《火力发电厂、变电所站二次接线设计技术规程》DL/T 5136 的规定。

8.7.3 大、中型光伏发电站的电气二次设备应布置在继电器室，继电器室面积应满足设备布置和定期巡视维护的要求，并留有备用屏位。屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。

8.7.4 升压站内 10kV 及以上各电压等级的断路器以及隔离开关、接地开关、有载调压的主变分接头位置及站内其他重要设备的启动及停止等元件应在控制室内监控。

8.7.5 光伏发电站内的电气元件保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 和《光伏发电站继电保护技术规范》GB/T 32900 的规定。35kV 及以上电压等级母线可宜装设母差保护。

8.7.6 光伏发电站逆变器、跟踪器的控制应纳入监控系统。光伏发电单元就地升压变的高、低压主开关宜具备就地和远方控制功能。

8.7.7 大、中型光伏发电站应采用计算机监控系统，主要功能应符合下列要求：

1 应对发电站电气设备进行安全监控。

2 应满足电网调度自动化要求，完成遥测、遥信、遥调、遥控等远动功能。

3 电气参数的实时监测，也可根据需要实现其他电气设备的监控操作。

8.7.8 大型光伏发电站站内应配置统一的同步时钟设备，对站控层各工作站及间隔层各测控单元等有关设备的时钟进行校正，中型光伏发电站可采用网络方式与电网对时。

8.7.9 光伏发电站计算机监控系统的电源应安全可靠，站控层

住房城乡建设部标准定额司 浏览专用

应采用交流不停电电源(UPS)系统供电。交流不停电电源系统持续供电时间不宜小于1h。光伏发电站交流不间断电源装置的设置应符合下列要求：

1 升压站或开关站内的交流不间断电源应合并设置，交流不间断电源的持续供电时间不应低于2h。

2 各光伏发电单元宜分单元配置交流不间断电源，交流不间断电源的持续供电时间不应低于0.5h。

3 升压站或开关站内配有直流电源系统时，宜采用一体化电源，交流不间断电源装置不单独配置蓄电池。

8.8 过电压保护和接地

8.8.1 光伏发电站的升压站区和就地逆变升压室设备和装置的防雷设计、过电压保护和接地应符合现行行业国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620和《交流电气装置的接地》DL/T 621《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064、《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065和《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512的规定。

8.8.2 光伏发电站生活辅助建(构)筑物建筑物防雷应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057的规定。

8.8.5 光伏组件、组件支架的接地应符合下列要求：

1 组件金属边框与金属支架之间应有可靠的接地连接措施。

2 金属支架可先与临近的其他金属支架进行等电位连接，组成接地群后再与接地网连通，每个支架群与接地网的接地点不应少于两个。

3 当采用非金属组件支架时，组件金属边框应先接地互连，后在支架两端通过引下线与接地网可靠连接。

8.8.6 室外布置的箱式逆变器和变压器等宜充分利用其箱体金

住房城乡建设部信息公开 试读专用

属外壳对设备进行雷电防护；当采用非金属箱体时，应设置接闪器对设备进行防护。

8.8.7 水上光伏电站的接地宜沿支架或支座基础引至水下土壤，或沿通道引至岸边接地。

8.8.8 光伏方阵接地网与升压站接地网相连时，光伏方阵接地网应满足升压站接地故障时的接触电位差、跨步电位差要求。

8.9 电缆选择与敷设

8.9.1 光伏发电站电缆的选择与敷设，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定，电缆截面应进行技术经济比较后选择确定。

8.9.1A 光伏发电系统中电缆的截面应根据长度进行选择，光伏系统交流电压降落不宜大于 3%；光伏系统直流电压降落不宜大于 2%，且应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

8.9.1B 光伏组件与组串汇流箱、光伏组件与组串式逆变器之间的电缆宜采用单芯电缆，且应符合现行行业标准《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073 的规定。

8.9.2 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类及以上阻燃电缆；建筑光伏发电系统电缆应采用 C 类及以上阻燃电缆，电力电缆宜选择铜导体。

8.9.4 电缆敷设可采用直埋、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式。动电力电缆和控制电缆、光缆、屏蔽双绞线等线缆宜分开排列，当采用直埋敷设时，应选用铠装电缆或采取穿管保护。

8.9.7 集电线路采用架空设计时应符合现行国家标准《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061 的规定；站区内杆塔定位时，应减少杆塔对光伏组件的遮挡影响。

8.9.8 与农业、牧业相结合的光伏发电站、水上光伏发电站的电缆敷设应符合下列要求：

住房和城乡建设部信息公开 测试专用

1　汇流箱和逆变设备之间的电缆采用电缆桥架或电缆线槽敷设时，电缆桥架、电缆线槽的设置应便于通行、种植和养殖作业。

2　电缆采用直埋敷设时，耕作区直埋电缆深度不宜小于1000mm。

3　采用固定式方阵基础的水上光伏发电站，位于水面区域的电缆宜采用电缆桥架或电缆线槽敷设，电缆桥架、电缆线槽的设置不应影响水域内交通运输。

4　漂浮式水上光伏发电站光伏方阵与陆上连接段的电缆宜固定在浮体上呈蛇形敷设，且应满足伸缩要求。位于水面区域的电缆应具有防水、抗紫外光能力。

8.9.9　光伏发电站中电气设备电缆出线孔与地面之间需要设置电缆保护管或保护槽盒。

8.10　监控系统

8.10.1　光伏发电站控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。

8.10.2　光伏发电站宜采用一体化的监控系统，实现整个光伏发电站的监视、测量、控制功能。监控范围宜包括升压站或开关站区、光伏方阵区、储能系统区和生活附属设施区的光伏发电设备、高、低压电气设备、继电保护和专用装置及生产辅助设备。

8.10.3　光伏发电站监控系统宜具备经济运行决策、在线诊断及自动修复、自动巡检与故障分析、故障预警等功能，实现电站的基本智能化监控与运维管理。

8.10.4　大、中型光伏发电站的监控系统应具备与电网调度网连接的能力，实现遥测、遥信、遥调、遥控等全部的远动功能。

8.10.5　监控系统应采取抵御黑客、病毒、恶意代码等对系统的破坏、攻击以及非法操作的安全防护措施，满足电力监控系统安全防护要求。站控系统与光伏方阵区之间的网络通信系统应配置加密认证装置。当光伏方阵区采用无线通信方式或基于外部公用数据

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

网的虚拟专用网路与站控系统连接时，应设立安全接入区，并按接入区要求配置安全隔离、访问控制、身份认证等安全措施。

8.10.6 监控系统的系统结构及配置、系统功能、性能指标、工作环境条件应符合现行国家标准《光伏发电站监控系统技术要求》GB/T 31366 的规定。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

9 接入系统

9.1 一般规定

9.1.4 大、中型通过35kV及以上电压等级并网的光伏发电站应具备与电力调度部门之间进行数据通信的能力，并网双方的通信系统并应符合电网安全经济运行对电力通信的要求；通过10kV及以下电压等级并网的光伏发电站宜具备数据上报能力。

9.1.5 与电力调度机构之间进行数据通信的光伏发电站的电力监控系统安全防护应符合现行国家标准《光伏发电站监控系统技术要求》GB/T 31366和国家有关电力监控系统安全防护的规定。

9.2 并网要求

9.2.1 有功功率控制应符合下列要求：

1 大、中型光伏发电站应配置有功功率控制系统，具有接收并自动执行电力调度部门发送的有功功率及其变化速率的控制指令、调节光伏发电站有功功率输出、控制光伏发电站停机的能力。

2 大、中型光伏发电站应具有限制输出功率变化率的能力，输出功率变化率和最大功率的限值不应超过电力调度部门的限值，但因太阳光辐照度快速减少引起的光伏发电站输出功率下降率不受此限制。

3 除发生电气故障或接收到来自于电力调度部门的指令以外，光伏发电站同时切除的功率应在电网允许的最大功率变化率

住房城乡建设部信息公开
测试专用

范围内。

9.2.1A 通过35kV及以上电压等级并网以及通过10kV电压等级与公共电网连接的光伏发电站应符合现行国家标准《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866和《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964的规定。

9.2.2 电压与无功调节应符合下列要求：

1 应结合无功补偿类型和容量进行接入系统方案设计。

2 大、中型光伏发电站参与电网的电压和无功调节可采用调节光伏发电站逆变器输出的无功功率、无功补偿设备的投入量和变压器的变化等方式。

3 大、中型光伏发电站应配置无功电压控制系统，具备在其允许的容量范围内根据电力调度部门指令自动调节无功输出，参与电网电压调节的能力。其调节方式、参考电压等应由电力调度部门远程设定。

4 接入10kV～35kV电压等级公用电网的光伏发电站，功率因素应能在超前0.98和滞后0.98范围内连续可调。

5 接入110kV(66kV)及以上电压等级公用电网的光伏发电站，其配置的容性无功容量应能够补偿光伏发电站满发时站内汇集线路、主变压器的全部感性无功及光伏发电站送出线路的一半感性无功之和；其配置的感性无功容量能够补偿光伏发电站站内全部充电无功功率及光伏发电站送出线路的一半充电无功功率之和。

6 对于汇集升压至330kV及以上电压等级接入公用电网的光伏发电站群中的光伏发电站，其配置的容性无功容量应能够补

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

偿光伏发电站满发时站内汇集线路、主变压器及光伏发电站送出线路的全部感性无功之和，其配置的感性无功容量能够补偿光伏发电站站内全部充电无功功率及光伏发电站送出线路的全部充电无功功率之和。

7 T接于公用电网和接入用户内部电网的大、中型光伏发电站应根据其特点，结合电网实际情况选择无功装置类型及容量。

8 小型光伏发电站输出有功功率大于其额定功率的50%时，功率因数不应小于0.98(超前或滞后)；输出有功功率在20%～50%时，功率因数不应小于0.95(超前或滞后)。

9.2.2A 通过10kV电压等级接入用户侧电网以及通过380V电压等级接入电网的光伏发电系统应符合现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865和《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319的规定。

9.2.3 电能质量应符合下列要求：

1 直接接入公用电网的光伏发电站应在并网点装设电能质量在线监测装置；接入用户侧电网的光伏发电站的电能质量监测装置应设置在关口计量点。大、中型光伏发电站电能质量数据应能够远程传送到电力调度部分，小型光伏发电站应能储存一年以上的电能质量数据，必要时可供电网企业调用。

2 光伏发电站接入电网后引起电网公共连接点的谐波电压畸变率以及向电网公共连接点注入的谐波电流应符合现行国家标准《电能质量　公用电网谐波》GB/T 14549的规定。

3 光伏发电站接入电网后，公共连接点的电压应符合现行国家标准《电能质量　供电电压偏差》GB/T 12325的规定。

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

4 光伏发电站引起公共连接点处的电压波动和闪变应符合现行国家标准《电能质量　电压波动和闪变》GB/T 12326 的规定。

5 光伏发电站并网运行时，公共连接点三相电压不平衡度应符合现行国家标准《电能质量　三相电压不平衡》GB/T 15543 的规定。

6 光伏发电站并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

9.2.4 电网异常时应具备下列响应能力：

1 电网频率异常时的响应，应符合下列要求：

1) 光伏发电站并网时应与电网保持同步运行。

2) 大、中型光伏发电站应具备一定的耐受电网频率异常的能力。大、中型光伏发电站在电网频率异常时的运行时间要求应符合表 9.2.4-1 的规定。当电网频率超出 49.5Hz～50.2Hz 范围时，小型光伏发电站应在 0.2s 以内停止向电网线路送电。

3) 在指定的分闸时间内系统频率可恢复到正常的电网持续运行状态时，光伏发电站不应停止送电。

表 9.2.4-1　大、中型光伏发电站在电网频率异常时的运行时间要求

电网频率	运行时间要求
$f<48\text{Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率或电网要求而定
$48\text{Hz}\leqslant f<49.5\text{Hz}$	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10min
$49.5\text{Hz}\leqslant f\leqslant 50.2\text{Hz}$	连续运行

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

续表 9.2.4-1

电网频率	运行时间要求
50.2Hz＜f＜50.5Hz	每次频率高于 50.2Hz 时，光伏发电站应具备能够连续运行 2min 的能力，但同时具备 0.2s 内停止向电网送电的能力，实际运行时间由电网调度机构决定；不允许处于停运状态的光伏电站并网
f≥50.5Hz	在 0.2s 内停止向电网送电，且不允许停运状态的光伏发电站并网

2 电网电压异常时的响应应符合下列要求：

1）光伏发电站并网时输出电压应与电网电压相匹配。

2）大、中型光伏发电站应具备一定的低电压穿越能力（图 9.2.4），当并网点电压在图 9.2.4 中电压曲线及以上区域时，光伏发电站应保持并网运行。当并网点运行电压高于 110％电网额定电压时，光伏发电站的运行状态由光伏发电站的性能确定。接入用户内部电网的大、中型光伏发电站的低电压穿越要求由电力调度部门确定。图中 U_{L2} 为正常运行的最低电压限值，宜取 0.9 倍额定电压。U_{L1} 宜取 0.2 倍额定电压。T_1 为电压跌落到 0 时需要保持并网的时间，T_2 为电压跌落到 U_{L1} 时需要保持并网的时间。T_1、T_2、T_3 的数值需根据保护和重合闸动作时间等实际情况来确定。

3）小型光伏发电站并网点电压在不同的运行范围时，光伏发电站在电网电压异常的响应要求应符合表 9.2.4-2 的

住房城乡建设部信息公开
测试专用

规定。

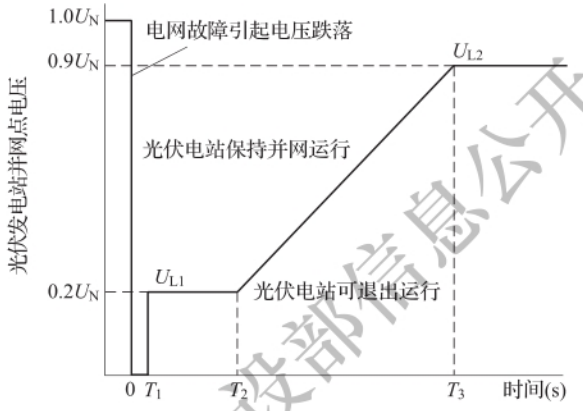


图 9.2.4　大、中型光伏发电站低电压穿越能力要求

表 9.2.4-2　光伏发电站在电网电压异常的响应要求

并网点电压	最大分闸时间
$U<50\%U_N$	0.1s
$50\%U_N\leqslant U<85\%U_N$	2.0s
$85\%U_N\leqslant U\leqslant 110\%U_N$	连续运行
$110\%U_N<U<135\%U_N$	2.0s
$135\%U_N\leqslant U$	0.05s

注：1　U_N 为光伏发电站并网点的电网标称电压。

2　最大分闸时间是指异常状态发生到逆变器停止向电网送电的时间。

9.2.5　光伏发电站的逆变器应具备过载能力，在 1.2 倍额定电流以下，光伏发电站连续可靠工作时间不应小于 1min。

9.2.6　光伏发电站应在并网点内侧设置易于操作、可闭锁且具有明显断开点的并网总断路器。

住房城乡建设部信息公开浏览专用

9.3 继电保护

9.3.1 光伏发电站的系统保护、送出线路保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定，且应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。专线接入公用电网的大、中型光伏电站可配置光纤电流差动保护。

9.3.2 光伏发电站设计为不可逆并网方式时，应配置逆向功率保护设备，当检测到逆流超过额定输出的5%时，逆向功率保护应在0.5s～2s内将光伏发电站与电网断开。

9.3.3 小型通过380V电压等级接入电网，以及通过10kV电压等级用户侧并网的光伏发电站的防孤岛及继电保护装置应具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的规定。有计划性孤岛要求的光伏电站，应配置频率、电压控制装置。

9.3.4 大、中型通过35kV及以上电压等级并网，以及通过10kV电压等级与公共电网连接的光伏发电站的公用电网继电保护装置应保障公用电网在发生故障时可切除光伏发电站，光伏发电站可不设置防孤岛保护符合现行国家标准《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的规定。

9.3.6 接入66kV及以上电压等级电网的大、中型光伏发电站应装设专用故障记录装置。故障记录装置应记录故障前10s到故障后60s的情况，并能够向电力调度部门进行数据传送。

9.4 自动化

9.4.1 大、中型通过35kV及以上电压等级并网，以及通过10kV

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

电压等级与公共电网连接的光伏发电站应配置相应的自动化终端设备，采集发电装置及并网线路的遥测和遥信量，接收遥控、遥调指令，并通过专用通道与电力调度机构相连。

9.4.2 大、中型通过35kV及以上电压等级并网，以及通过10kV电压等级与公共电网连接的光伏发电站计算机监控系统远动设备的容量及性能指标宜冗余配置，分别以主、备两个通道与电力调度部门进行通信应满足光伏发电站端远动功能及规约转换要求。

9.4.3 在正常运行情况下，光伏发电站向电力调度部门提供的远动信息应包括遥测量和遥信量，并应符合下列要求：

1 遥测量应包括下列内容：

1) 发电总有功功率和总无功功率。

2) 无功补偿装置的进相及滞相运行时的无功功率。

3) 升压变压器高压侧有功功率和无功功率。

4) 双向传输功率的线路、变压器的双向功率。

5) 站用总有功电能量。

6) 光伏发电站的电压、电流、频率、功率因数。

7) 大、中型光伏发电站的辐射观测数据、温度等。

8) 光伏发电站的储能能量状态。

2 遥信量应包括下列内容：

1) 并网点断路器的位置信号。

2) 有载调压主变分接头位置。

3) 逆变器、变压器和无功补偿设备的断路器位置信号。

4) 事故总信号。

5) 出线主要保护动作信号。

9.4.4 电力调度部门根据需要可向光伏发电站传送下列遥控或遥调命令：

1 并网线路断路器的分合。

住房和城乡建设部信息公开浏览专用

2　无功补偿装置的投切。

3　有载调压变压器分接头的调节。

4　光伏发电站的启停。

5　光伏发电站的功率调节。

9.4.5　接入220kV通过35kV及以上电压等级并网且额定容量在40MW及以上的光伏发电站应配置同步相量测量单元(PMU)装置。

9.4.6　中、小型通过10kV电压等级接入用户侧电网以及通过380V电压等级接入电网的光伏发电站可根据当地电网实际情况对自动化设备进行适当简化。

9.5　通　　信

9.5.1　光伏发电站通信可分为站内通信与系统通信。系统通信设计应符合现行行业标准《电力系统通信管理规程》DL/T 544和《电力系统通信自动交换网技术规范》DL/T 598国家标准《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964和《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319的规定。

9.5.3　系统通信应符合下列要求：

1　光伏发电站应装设与电力调度部门联系的调度通信设施。通信系统应满足调度自动化、继电保护、安全自动装置及调度电话等对电力通信的要求。

2　通过10kV接入公共电网的光伏发电站至电力调度部门间应有可靠的调度配置一路通信通道，大型通过35kV及以上电压等级并网的光伏发电站至电力调度部门应有两个相互独立的调度通道，且其中通过110kV(66kV)及以上电压等级接入电网的光伏发电站至少一个通道应为光纤通道。中型光伏发电站至电力调度部门宜有两个相互独立的调度通道。

住房城乡建设部信息公开
仅供试读专用

3　光伏发电站与电力调度部门之间通信方式和信息传输应由双方协商一致后确定，并在接入系统方案设计中明确满足当地电力调度的要求。

9.6　电 能 计 量

9.6.3　光伏发电站电能计量装置采集的信息应接入电力调度部门电网的电能信息采集系统。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

10 建筑与结构

10.1 一般规定

10.1.3 光伏一体化的建筑应结合建筑功能、建筑外观以及周围环境条件进行光伏组件类型、安装位置、安装方式和色泽的选择，使之成为建筑的有机组成部分。与光伏发电系统相结合的建筑设计应为光伏组件安装、使用、维护和保养等提供承载条件和空间，并应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的规定。

10.1.4 在既有建筑物上增设光伏发电系统时，应根据建筑物的种类分别按照现行国家标准《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144 和《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292 的规定进行可靠性鉴定。

位于抗震设防烈度为 6 度～9 度地区的建筑还应依据其设防烈度、抗震设防类别、后续使用年限和结构类型，按照现行国家标准《建筑抗震鉴定标准》GB 50023 的规定进行抗震鉴定。经抗震鉴定后需要进行抗震加固的建筑应按现行行业标准《建筑抗震加固技术规程》JGJ 116 的规定设计施工。

10.3 屋顶与建筑一体化

10.3.1 与光伏发电系统相结合的建筑，应依据建设地点的地理、气候条件、建筑功能、周围环境等因素进行规划设计，并确定建筑布局、朝向、间距、群体组合和空间环境。规划应满足光伏发电系统设计和安装的技术要求。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

10.3.2 建筑设计应为光伏发电系统的安装、使用、维护、保养等提供条件，在安装光伏组件的部位应采取安全防护措施。在人员有可能接触或接近光伏发电系统的位置，应设置防触电警示标识。

10.3.3 光伏组件安装在建筑屋面、阳台、墙面或建筑其他部位时，不应影响该部位的建筑功能，并应与建筑协调一致，保持建筑统一和谐的外观。

10.3.4 合理规划光伏组件的安装位置，建筑物及建筑物周围的环境景观与绿化种植不应对投射到光伏组件上的阳光造成遮挡。

10.3.5 光伏发电系统各组成部分在建筑中的位置应满足其所在部位的建筑防水、排水和保温隔热等要求，同时便于系统的维护、检修和更新。

10.3.6 直接以光伏组件构成建筑围护结构时，光伏组件除应与建筑整体有机结合、与建筑周围环境相协调外，还应满足所在部位的结构安全和建筑围护功能的要求。

10.3.7 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

10.3.8 建筑一体化光伏组件的构造及安装应采取通风降温措施。

10.3.9 多雪地区建筑屋面安装光伏组件时，宜设置人工融雪、清雪的安全通道。

10.3.10 在屋面防水层上安装光伏组件时，若防水层上没有保护层，其支架基座下部应增设附加防水层。光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管，并作防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

10.3.11 光伏玻璃幕墙的结构性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定，并应满足建筑室内对视线和透

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

光性能的要求。

10.4 结　　构

10.4.3 光伏发电站建(构)筑物的抗震设防烈度应按国家对该地区的要求确定。地震烈度6度及以上地区建筑物、构筑物的抗震设防要求，应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011的规定。

10.4.6 光伏发电站的结构基础设计应依据岩土工程勘察报告中下列等资料内容进行：

1 有无影响场地稳定性的不良地质条件及其危害程度。

2 场地范围内的地层结构及其均匀性，以及各岩土层的物理力学性质。

3 地下水埋藏情况、类型和水位变化幅度及规律，以及对建筑材料的腐蚀性。

4 在抗震设防区划分的场地土类型和场地类别，并对饱和砂土及粉土液化判别。

5 对可供采用的地基基础设计方案进行论证分析；确定与设计要求相对应的地基承载力及变形计算参数，以及设计与施工应注意的问题。

6 地下水、土壤腐蚀性。

7 地基土冻胀性、湿陷性、膨胀性的评价。

8 水上光伏发电站应明确项目所在水体的腐蚀性、丰水期和枯水期的水位等。

10.4.7 建筑结构及支架的基础应进行强度、变形、抗倾覆和抗滑移验算，采取相应的措施，且应符合国家现行标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191、《建筑地基基础设计规范》GB 50007、《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101、《建筑桩基技术规范》JGJ 94和《建筑地基处理技术规范》JGJ 79等的规定。

住房城乡建设部信息公开浏览专用

10.4.8 当场地地下水位低、稳定持力层埋深大、需要冬季施工、地形起伏大或对场地生态恢复要求较高时，支架的基础可采用钢制地锚螺旋桩、型钢桩。采用钢制地锚时，应符合本规范附录C的要求。

10.4.9 天然地基的支架基础底面在风荷载和地震作用下允许局部脱开地基土，但脱开地基土的面积不应大于底面全面积的1/4。

10.4.10 新建光伏一体化建筑的结构设计应为光伏发电系统的安装埋设预埋件或其他连接件。连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。安装光伏发电系统的预埋件设计使用年限应与主体结构相同。

10.4.11 与建筑结合的光伏支架，当采用后加锚栓连接时宜采用化学锚栓，且每个连接节点锚栓数量不应少于两个，直径不小于10mm，承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的50%。

10.4.12 水上光伏发电站的组件支架和设备基础应根据水文、工程地质和施工条件，经技术经济对比后确定。当采用固定式支架基础时，宜采用预制桩基础。

住房和城乡建设部信息公开 试读专用

11 给排水、暖通与空调

11.1 给 排 水

11.1.1 光伏发电站给排水设计应符合下列要求：

1 应满足生产、生活和消防用水要求，且应符合国家现行标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 的规定。

2 应合理利用水资源和保护水体，且排水设计。各类废、污水应按水质分流排水，并应根据排放要求进行处理，处理后对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的规定。

11.1.4 条件允许时宜设置光伏组件清洗系统宜采用节水型设备，清洗用水宜为中性水。采用管道水清洗光伏组件时，设计水压应符合现行国家标准《室外给水设计规范》GB 50013 的规定。

11.2 暖通与空调

11.2.3 采供暖通风和空气调节室外空气计算参数的选用应符合现行国家标准《采工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 和《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 的规定。

11.2.10 通风和空气调节设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《建筑防烟排烟系统技术标准》GB 51251 的规定。

住房城乡建设部信息公开 测试专用

12 环境保护与水土保持

12.2 污染防治

12.2.1 光伏发电站生活污水应集中处理，有条件的应集中排入站址所在地区的市政污水处理系统统一处理；没有条件的应站内收集处理。可外排的，应满足排放标准的要求处理后宜综合利用，需要排放的，排放标准应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 和当地地方标准的规定。

12.2.3 光伏发电站噪声防治设计应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 的规定。对逆变器及其他输变电设施产生的噪声应从声源上进行控制，并可采用隔声、消声、吸声等控制措施。噪声控制的设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》GBJ 87 GB/T 50087 的规定。

12.2.4 水上光伏发电站的就地逆变升压单元采用油浸式变压器时，应采取防止变压器漏油对水环境造成污染的措施。

住房城乡建设部信息公开 仅供查阅专用

13 劳动安全与职业卫生健康

13.0.3 光伏发电站站区的配电间、逆变器室、变压器室、综合楼、库房、车库、作业场所等的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道设计均应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222、《火力发电厂与变电站设计防火规范标准》GB 50229 等标准的规定。

13.0.4 光伏发电站防爆设计应符合国家现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058、《电力工程电缆设计规范标准》GB 50217 和《交流电气装置的接地》DL/T 621《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 等标准的规定。

13.0.5 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施；应设置防直击雷设施，并采取安全接地等措施。

防电灼伤的设计应符合国家现行标准《高压配电装置设计技术规程规范》DL/T 5352、《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《3～110kV 高压配电装置设计技术规范》GB 50060、《交流电气装置的接地》DL/T 621《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064、《电业安全工作规程》DL 408、《电气设备安全设计导则》GB/T 25295 等标准的规定。

13.0.7 防暑、防寒、防潮、防噪声设计应符合现行国家标准《采

住房和城乡建设部信息公开 浏览专用

工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 和《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 的规定。

13.0.8 利用山地建设光伏发电站时，对山体地形较陡、土壤松动、有碎石滚落等区域，应采取安全防护措施。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

14 消　　防

14.1　建(构)筑物火灾危险性分类防护

14.1.1　光伏发电站建(构)筑物火灾危险性分类及耐火等级应符合表 14.1.1 的规定。

表 14.1.1　建(构)筑物火灾危险性分类及其耐火等级

建(构)筑物名称		火灾危险性分类	耐火等级
综合控制楼(室)		戊	二级
继电器室		戊	二级
逆变器室		戊	二级
电缆夹层		丙	二级
配电装置楼(室)	单台设备油量 60kg 以上	丙	二级
	单台设备油量 60kg 及以下	丁	二级
	无含油电气设备	戊	二级
屋外配电装置	单台设备油量 60kg 以上	丙	二级
	单台设备油量 60kg 及以下	丁	二级
	无含油电气设备	戊	二级
油浸变压器室		丁丙	二一级
气体或干式变压器室		丁	二级
电容器室(有可燃介质)		丙	二级
干式电容器室		丁	二级
油浸电抗器室		丙	二一级

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

续表 14.1.1

建(构)筑物名称		火灾危险性分类	耐火等级
总事故贮油池		丙	一级
生活、消防水泵房		戊	二级
水处理室		戊	二级
雨淋阀室、泡沫设备室		戊	二级
污水、雨水泵房		戊	二级
警卫室		戊	三级
汽车库		丁	二级
铅酸蓄电池室		戊	二级
柴油发电机室		丙	二级
危废室(含油)		丙	二级
备品备件室	有含油设备	丁	二级
	无含油设备	戊	二级

注:1 当综合控制楼(室)未采取防止电缆着火后延伸的措施时,火灾危险性应为丙类。

2 当将不同使用用途的变配电部分布置在一幢建筑物或联合建筑物内时,除另有防火隔离措施的,其建筑物火灾危险性分类及耐火等级应按火灾危险性类别高的确定。

3 当电缆夹层电缆采用A类阻燃电缆时,其火灾危险性可为丁类。

14.1.4 电站内的建(构)筑物及设备的防火间距不宜应小于表14.1.4的规定。

14.1.4A 两座丙、丁、戊类建筑相邻两面的外墙应均为不燃烧墙体,当无外露的可燃性屋檐,每面外墙上的门、窗、洞口面积之和各

住房城乡建设部信息公开浏览专用

不大于外墙面积的5%，且门、窗、洞口不正对开设时，其防火间距可按本标准表14.1.4减少25%。

14.1.4B 两座相邻建筑较高一面的外墙为防火墙，或相邻两座高度相同的一、二级耐火等级建筑中相邻任一侧外墙为防火墙且屋顶耐火等级不低于1.00h时，其防火间距不限；两座一、二级耐火等级的建筑，当相邻较低一面外墙为防火墙且较低一座建筑屋顶无天窗，屋顶的耐火极限不低于1.00h，或相邻较高一面外墙的门、窗等开口部位设置甲级防火门、窗或防火分隔水幕时，其防火间距不应小于4m。

14.1.4C 电站生产建筑物与油浸变压器、油浸电抗器或可燃介质电容器的间距不满足本标准第14.1.4条的要求时，应符合下列规定：

1 当建筑物与油浸变压器或可燃介质电容器等电气设备间距小于5m时，在设备外轮廓投影范围外侧各3m内的建筑物外墙上不应设置门、窗、洞口和通风孔，且该区域外墙应为防火墙。当设备高于建筑物时，防火墙应高于该设备的高度；当建筑物墙外5m～10m范围内布置有油浸变压器、油浸电抗器或可燃介质电容器等电气设备时，在上述外墙上可设置甲级防火门，设备高度以上可设防火窗，其耐火极限不应小于0.90h。

2 当工艺需要油浸变压器等电气设备有电气套管穿越防火墙时，防火墙上的电缆孔洞应采用耐火极限为3.00h的电缆防火封堵材料或防火封堵组件进行封堵。

14.1.5 控制室室内装修应采用不燃材料顶棚和墙面应采用A级装修材料，地面及其他装修应采用不低于B_1级的装修材料。电站各类建筑的室内装修防火设计应符合现行国家标准《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222的规定。

住房和城乡建设部信息公开 测试专用

表 14.1.4　电站内的建(构)筑物及设备的防火间距(m)

建(构)筑物、设备名称			丙、丁、戊类生产建筑		屋外配电装置		电容器室(有可燃介质)	事故贮油池	办公、生活建筑(单层、多层)	
			耐火等级		每组断路器油量(t)				耐火等级	
			一、二级	三级	<1	≥1			一、二级	三级
丙丁戊类生产建筑	耐火等级	一、二级	10	12	—	10	10	5	10	12
		三级	12	14					12	14
屋外配电装置	每组断路器油量(t)	<1	—				10	5	10	12
		≥1	10							
油浸变压器、油浸电抗器、预装式变电站	单台设备油量(t)	5～10	10		见 14.1.6 第 14.2.3 条		10	5	15	20
		>10～50							20	25
		>50							25	30
干式变压器、干式电抗器、预装式变电站(无油)			—		—			5	10	12
电容器室(有可燃介质)			10		10		—	5	15	20
事故贮油池			5		5		5	—	10	12
办公、生活建筑(单层、多层)	耐火等级	一、二级	10	12	10		15	10	6	7
		三级	12	14	12		20	12	7	6 8

住房和城乡建设部信息公开 浏览专用

注：1 建(构)筑物防火间距应按相邻建(构)筑物外墙的最近水平距离计算，如外墙有凸出的可燃或难燃构件时，则应从其凸出部分外缘算起；变压器之间的防火间距应为相邻变压器外壁的最近水平距离；变压器与带油电气设备的防火间距应为变压器和带油电气设备外壁的最近水平距离；变压器与建筑物的防火间距应为变压器外壁与建筑外墙的最近水平距离；屋外配电装置间距应为设备外壁的最近水平距离。

2 相邻两座建筑物两面的外墙为非燃烧体且无门窗、无外露的燃烧屋檐时，其防火间距可按本距离减少25%和建筑物外墙上门、窗、孔洞设置应符合本标准第14.1.4A条的规定。

3 相邻两座建筑两面较高任一面的外墙如为防火墙时，其防火间距不限，但两座建筑物门窗之间的净距不应小于5m和建筑物外墙防火设计应符合本标准第14.1.4B条的规定。

4 生产建(构)筑物外墙5m以内布置油浸变压器或可燃介质电容器(无功补偿)等电气设备时，该墙在设备高度总高度加3m的水平线以下及设备外廓两侧各3m的范围内，不应设有门、窗、洞口；当以及建(筑)物外墙距含油设备外廓5m～10m时，在上述范围内的外墙可设甲级防火门，设备高度以上可设防火窗，其耐火极限不应小于0.90h。其防火间距应符合本标准第14.1.4C条的规定。

5 表中办公、生活建筑系指生产行政楼、食堂、浴室、宿舍、警卫室等建筑物。

6 单台油浸变压器、油浸电抗器、预装式变电站油量小于5t时，与事故油池和建筑的防火间距按油量5t的设备确定。

住房城乡建设部信息公开
仅供查阅

14.1.8 变压器室、蓄电池室、继电器室、配电装置室的门应向疏散方向开启；当门外为公共走道或其他房间时，该门应采用乙级防火门。

14.1.9 建筑面积超过 250m² 的控制室、配电装置室、继电器室，其疏散出口不宜少于 2 个。

14.1.10 电站电化学储能系统的建筑防火要求应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

14.2 变压器及其他带油电气设备

14.2.1 油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器或油浸电抗器之间的最小间距应符合表 14.2.1 的规定。

表 14.2.1 屋外油浸变压器、油浸电抗器之间的最小间距(m)

电压等级	最小间距
35kV 及以下	5
66kV	6
110kV	8
220kV 及以上～330kV	10

14.2.2 当油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器或油浸电抗器之间的防火间距不能满足本规范标准表 14.2.1 的要求时，应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕，其长度不应小于变压器的储油池两侧各 1m。

14.2.2A 油量为 1000kg 及以上至 2500kg 以下的室外油浸变压器或电抗器之间的防火间距不应小于 3.0m；油量为 1000kg 以下的室外油浸变压器或电抗器之间的防火间距不应小于 1.5m；当不能满足上述要求时，应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕，其长度不应小于变压器的储油池两侧各 0.5m。

14.2.3 油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器、油浸电抗器与本回路油量为 600kg 以上且 2500kg 以下的带油的其他充油电气设备之间的防火间距不应小于 5m；油量为 2500kg 以下的屋外油浸变压器、油浸电抗器与其他充油电气设备之间的防火间距

住房和城乡建设部信息公开 浏览专用

不应小于3m。当不能满足要求时，应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕顶部0.3m，其长度不应小于变压器的储油池两侧各0.5m。

14.2.4　35kV以上屋内配电装置必须安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度严禁低于配电装置中带油设备的高度。

总油量超过100kg的屋内油浸变压器必须设置单独的变压器室，并设置灭火设施。

14.2.4A　35kV以上屋内配电装置应安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度不应低于配电装置中带油设备的高度。35kV及以下屋内配电装置当未采用金属封闭开关设备时，其油断路器、油浸电流互感器和电压互感器，应设置在两侧有不燃烧实体墙的间隔内。总油量超过100kg的屋内油浸变压器应设置单独的变压器室。

14.2.6　屋外单台油量为1000kg以上的电气设备应设置贮油或挡油设施，当设置容纳油量的20%贮油或挡油设施时，应设置将油排至安全处的设施其容积宜按设备油量的20%设计，并能将事故油排至总事故贮油池。总事故贮油池的容量应按其接入的油量最大的一台设备确定，并设置油水分离装置。当不能满足上述要求时，应设置能容纳相应电气设备全部油量的贮油设施，并设置油水分离装置。

当设置有油水分离措施的总事故贮油池时，其容量宜按最大一个油箱容量的60%确定。

贮油或挡油设施应大于变压器设备外廓每边各1m。

14.2.6A　光伏方阵区域的室外单台油量为1000kg以上的箱式变压器或逆变一体机等预装式变电站设备，应设置能容纳相应电气设备全部油量的事故贮油池或事故贮油箱。

14.2.8　至总事故贮油池的事故排油管的内径不宜小于150mm，

住房城乡建设部信息公开测试专用

管道入口处应加装铁栅滤网。

14.3 电　　缆

14.3.2 电缆沟道的下列部位应设置耐火极限不低于2.00h的防火分隔及防火封堵措施：

1 电缆从室外进入室内的入口处。

2 穿越控制室、配电装置室处。

3 电缆沟道每隔100m处。

4 电缆沟道分支引接处。

5 控制室与电缆夹层之间。

14.3.3 电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应采用防火堵料进行防火封堵，其防火堵料的耐火极限不应低于被贯穿物的耐火极限，且不应低于2.00h。

14.3.4 光伏区电缆采用电缆槽盒敷设时，应在电缆槽盒分支处及电缆槽盒每间距100m处进行防火封堵。

14.3.5 靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。

14.4 建(构)筑物的安全疏散和建筑构造

14.4.1 变压器室、电缆夹层、配电装置室的门应向疏散方向开启；当门外为公共走道或其他房间时，该门应采用乙级防火门。配电装置室的中间隔墙上的门应采用不燃材料制作的双向弹簧门。

14.4.2 建筑面积超过250m^{2}的主控室、配电装置室、电缆夹层，其疏散出口不宜少于两个，楼层的第二个出口可设在固定楼梯的室外平台处。当配电装置室的长度超过60m时，应增设一个中间疏散出口。

14.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

14.5.3 光伏发电站消防给水量应按火灾时一次最大消防用水

住房城乡建设部信息公开 试读专用

量的室内和室外消防用水量之和计算。

14.5.5 除采用水喷雾主变压器消火栓的光伏电发站之外，光伏发电站的主变压器、油浸电抗器采用水喷雾灭火系统时，其附近应设置消火栓，其他屋外配电装置区域可不设置消火栓。

14.5.6 光伏发电站建筑物室外消火栓设计用水量不应小于表14.5.6的规定。

表14.5.6 室外消火栓设计用水量(L/s)

建筑物耐火等级	建筑物火灾危险性类别	建筑物体积(m^3)			
		≤1500	1501～3000	3001～5000	5001～20000
一、二级	丙类厂房	10 15	15	20	25
	丁、戊类厂房	10 15	10 15	10 15	15
	办公、生活建筑	10 15	15	15	20 25

注：1 室外消火栓设计流量应按消防用水量最大的一座建筑物计算；

2 当变压器采用水喷雾灭火系统时，变压器室外消火栓设计用水量不应小于10 15L/s。

14.5.7 光伏发电站建筑物室内消火栓设计用水量不应小于表14.5.7的规定。

表14.5.7 室内消火栓设计用水量(L/s)

建筑物名称	高度、体积、火灾危险性			消火栓设计用水量(L/s)	同时使用消防水枪数(支)	每支水枪最小流量(L/s)	每根竖管最小流量(L/s)
综合控制楼	高度≤24m	丁、戊类		5 10	2	2.5	5 10
室、配电装置楼室、继电器室、变压器室、电容器室等生产类建筑	体积≤10000m^3	丙类	体积≤5000m^3	5 10	2		5 10
			体积>5000m^3	10 20	2 4		10 15

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

续表 14.5.7

建筑物名称	高度、体积、火灾危险性		消火栓设计用水量（L/s）	同时使用消防水枪数（支）	每支水枪最小流量（L/s）	每根竖管最小流量（L/s）
综合控制楼 室、配电装置楼 室、继电器室、变压器室、电容器室等生产类建筑	高度≤24m 体积＞10000m³		10	2	5	10
	高度 24m～50m	丁、戊类	25	5	5	15
		丙类	25 30	5 6		15
其他建筑	高度≤24m、体积≤10000m³		10	2	5	10
备品备件室	高度≤24m	丁、戊类	10	2		10
		丙类（体积≤5000m³）	15	3		15
办公、生活建筑	高度＞15m或体积＞10000m³		15	3		10

14.5.8 光伏发电站内建（筑）物符合下列条件时可不设室内消火栓：

1 耐火等级为一、二级且可燃物较少的单层和多层的丁、戊类生产建筑物。

2 耐火等级为三级且建筑体积小于 3000m³ 的丁类建筑物和建筑体积不超过 5000m³ 的戊类建筑物。

3 室内没有生产、生活给水管道，室外消防用水取自储水池且建筑体积不超过 5000m³ 的建筑物。

4 占地面积不大于 300m² 的建筑。

14.5.9 消防水管道、消防水池、消防水泵及消火栓系统的设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974 的规定。

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

14.5.10 单台容量为125MV·A及以上的主油浸变压器、200Mvar及以上的油浸电抗器应设置水喷雾灭火系统、合成型泡沫灭火喷雾系统或其他固定式灭火装置。其他带油电气设备宜采用配置干粉灭火器。当油浸式变压器、油浸电抗器布置在地下室时，宜采用固定式灭火系统。

14.5.11 当油浸式变压器、油浸电抗器采用水喷雾灭火时，水喷雾灭火系统的设计应符合现行国家标准《水喷雾灭火系统设计技术规范》GB 50219的规定。

14.5.12 光伏发电站灭火器设置时，建(构)筑物与设备火灾种类及危险等级选择应符合表14.5.12的规定：

表14.5.12 建(构)筑物与设备火灾种类及危险等级

建(构)筑物名称	火灾危险类别种类	危险等级
综合控制楼(室)	E(A)	严重
配电装置楼(室)(有含油电气设备)	E(A)	中
配电装置室(无含油电气设备)	E	轻
预装式变电站(有含油电气设备)	E	中
预装式变电站(无含油电气设备)	E	轻
逆变器室	E(A)	中
继电器室	E(A)	中
油浸变压器室	B、E	中
气体或干式变压器室	E	轻
油浸电抗器室	B、E	中
干式电抗器室	E	轻
电容器室(有可燃介质)	B(A)、E	中
干式电容器室	E	轻
蓄电池室	C(A)	中

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

续表 14.5.12

建(构)筑物名称	火灾危险类别种类	危险等级
柴油发电机室及油箱	B	中
备品备件室(有含油设备)	B	中
备品备件室(无含油设备)	A	轻
危废室(有含油设备)	B	中
电缆夹层	E(A)	中
生活、消防水泵房(无柴油发动机)	A	轻
生活、消防水泵房(有柴油发动机)	B	中
雨淋阀室、泡沫设备室	A	轻
污水、雨水泵房	A	轻
警卫室	A	轻
汽车库	B	中

注:配电装置室包括预制舱式配电室。

14.5.14 大型或无人值守的光伏发电站在综合控制楼(室)、配电装置楼(室)、继电器间室、含有可燃介质的电容器室、采用固定灭火系统的油浸变压器或油浸电抗器、电缆夹层及竖井等处应设置火灾自动报警系统。

14.5.15 电站主要建(构)筑物和设备火灾探测报警系统应符合表 14.5.15 的规定。

表 14.5.15 主要建(构)筑物和设备火灾探测报警系统

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型	备注
综合控制楼(室)	点型感烟/吸气式	
综合控制楼(室)	点型感烟/吸气式	不包括光伏区的配电室
电缆层和电缆竖井	缆式线型感温	
继电器室	点型感烟/吸气式	

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

续表 14.5.15

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型	备注
可燃介质电容器室	点型感烟	
电抗器室	点型感烟	
室外变压器	缆式线型感温	采用固定灭火系统的油浸变压器
室内变压器	缆式线型感温/吸气式	油浸变压器

14.5.17 有人值班的光伏发电站的消防控制室应与电站主控制室合并设置。无人值守的光伏发电站的火灾报警控制器宜设置在综合楼门厅,并将火警信号传至集控中心。

14.5.18 电化学储能设施的消防设施设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

14.6 消防供电及应急照明

14.6.1 光伏发电站的消防供电设计应符合下列要求:

1 消防水泵、自动灭火系统、火灾探测报警、消防应急照明应按Ⅱ类负荷供电。

2 消防用电设备采用双电源或双回路供电时,应在最末一级配电箱处自动切换。

3 消防应急照明可采用蓄电池作备用电源,[其]疏散走道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应小于[20] 30min,继续工作应急照明连续供电时间不应少于 3h。

14.6.2 火灾应急照明和疏散标志应符合下列要求:

1 电站控制室、配电装置室、建筑疏散走道、消防水泵房、楼梯间、楼梯间的前室或合用前室应设置应急照明。

2 人员疏散用的应急照明的地面最低水平照度不应低于[0.5] 3.0lx;对于楼梯间、楼梯间的前室或合用前室,不应低于10.0lx;控制室、消防水泵房、柴油发电机室、配电装置室以及发生

住建城乡建设部信息公开 浏览专用

火灾时仍需连续工作的应急照明应不应低于正常照明照度值的10%保证正常照明的照度。

3 应急照明灯应设置在出入口的顶部、墙面的上部或顶棚上。

4 安全出口或疏散门正上方应设置灯光疏散指示标志。

5 疏散走道及其转角处应在距地面1.0m以下的墙面或地面上设置灯光疏散指示标志。灯光疏散指示标志间距不应大于20m;在走道转角区,不应大于1m。

14.6.3 电站应急照明的设计应符合现行国家标准《建筑防火通用规范》GB 55037、《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑照明设计标准》GB 50034的规定。

14.6.4 建筑内设置的消防疏散指示标志和消防应急照明灯具应符合现行国家标准《消防安全标志 第1部分:标志》GB 13495.1和《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945的规定。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

附录 A　最大可能的总辐射日曝辐量日水平面总辐照量

表 A　各纬度最大可能的总辐射日曝辐量日水平面总辐照量[MJ/(m² · d)]

北纬	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
90	0.0	0.0	0.2	14.0	30.7	36.6	33.3	18.1	3.3	0.0	0.0	0.0
85	0.0	0.0	1.0	14.3	30.6	36.1	32.9	18.4	4.3	0.0	0.0	0.0
80	0.0	0.0	2.9	15.1	30.1	35.4	32.2	18.7	6.0	0.6	0.0	0.0
75	0.0	0.8	5.6	16.1	29.5	34.4	31.0	19.4	8.2	1.9	0.0	0.0
70	0.0	2.2	8.5	18.4	28.8	33.0	29.9	20.5	10.6	3.8	0.7	0.0
65	1.0	3.9	11.3	20.4	28.7	32.1	29.5	26.2	13.3	6.1	1.9	0.3
60	2.5	6.1	13.9	22.5	29.2	32.2	30.0	23.5	15.8	8.5	3.6	1.6
55	4.4	8.7	16.4	24.3	30.2	32.8	30.8	25.2	18.1	11.0	5.7	3.0
50	6.8	11.5	18.7	26.0	31.1	33.3	31.7	26.8	20.2	13.6	8.1	5.6
45	9.4	14.5	21.6	27.4	31.9	33.6	32.1	28.3	22.2	14.4	10.9	8.2
40	12.4	17.2	23.0	28.5	32.4	33.7	33.0	29.0	23.9	18.5	13.6	11.1
35	15.0	19.6	24.8	29.4	32.6	33.6	33.1	30.1	25.4	20.6	16.0	13.7
30	17.5	21.7	26.2	30.0	32.6	33.3	32.9	30.6	26.8	22.6	18.4	16.1
25	19.8	23.6	27.3	30.3	32.2	32.8	32.5	30.7	27.9	24.4	20.6	18.4
20	21.8	25.2	28.3	30.3	31.6	32.0	31.7	30.6	28.7	26.0	22.6	20.7
15	23.7	26.6	29.1	30.1	30.8	30.9	30.8	30.3	29.4	27.2	24.4	22.6
10	25.4	27.8	29.7	29.8	29.7	29.5	29.6	29.8	29.8	28.2	26.0	24.6
5	27.7	28.7	30.1	29.4	28.5	28.0	28.3	29.0	29.9	29.1	27.5	26.4
0	28.4	29.4	30.2	28.7	27.1	26.4	26.8	28.2	29.8	29.7	28.7	28.0

住房城乡建设部信息公开 浏览专用

附录 B　光伏阵列最佳倾角参考值

表 B　全国各大城市光伏阵列最佳倾角参考值

城市	纬度 ϕ(°)	斜面日均辐射量 (kJ/m^2)	日辐射量 (kJ/m^2)	独立系统推荐倾角(°)	并网系统推荐倾角(°)
哈尔滨	45.68	15835	12703	ϕ+3	ϕ−3
长春	43.9	17127	13572	ϕ+1	ϕ−3
沈阳	41.7	16563	13793	ϕ+1	ϕ−8
北京	39.8	18035	15261	ϕ+4	ϕ−7
天津	39.1	16722	14356	ϕ+5	ϕ−3
呼和浩特	40.78	20075	16574	ϕ+3	ϕ−3
太原	37.78	17394	15061	ϕ+5	ϕ−6
乌鲁木齐	43.78	16594	14464	ϕ+12	ϕ−3
西宁	36.75	19617	16777	ϕ+1	ϕ−1
兰州	36.05	15842	14966	ϕ+8	ϕ−9
银川	38.48	19615	16553	ϕ+2	ϕ−2
西安	34.3	12952	12781	ϕ+14	ϕ−5
上海	31.17	13691	12760	ϕ+3	ϕ−7
南京	32	14207	13099	ϕ+5	ϕ−4
合肥	31.85	13299	12525	ϕ+9	ϕ−5
杭州	30.23	12372	11668	ϕ+3	ϕ−4
南昌	28.67	13714	13094	ϕ+2	ϕ−6
福州	26.08	12451	12001	ϕ+4	ϕ−7
济南	36.68	15994	14043	ϕ+6	ϕ−2
郑州	34.72	14558	13332	ϕ+7	ϕ−3

住房城乡建设部信息公开浏览专用

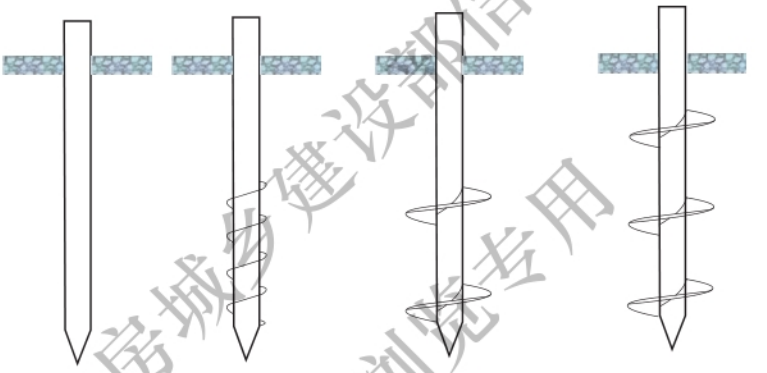
续表 B

城市	纬度 ϕ(°)	斜面日均辐射量 (kJ/m^2)	日辐射量 (kJ/m^2)	独立系统推荐倾角(°)	并网系统推荐倾角(°)
武汉	30.63	13707	13201	ϕ+7	ϕ−6
长沙	28.2	11589	11377	ϕ+6	ϕ−6
广州	23.13	12702	12110	ϕ+0	ϕ−1
海口	20.03	13510	13835	ϕ+12	ϕ−3
南宁	22.82	12734	12515	ϕ+5	ϕ−4
成都	30.67	10304	10392	ϕ+2	ϕ−8
贵阳	26.58	10235	10327	ϕ+8	ϕ−8
昆明	25.02	15338	14194	ϕ+0	ϕ−1
拉萨	29.7	24151	21301	ϕ+0	ϕ+2

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

附录C　钢制地锚

C.0.1　可根据场区地质条件选用钢制地锚(图C.0.1),并应符合下列要求:



(a)无外伸叶片　(b)连续螺旋叶片　(c)间断双层螺旋叶片　(d)间断多层螺旋叶片

图C.0.1　钢制地锚

1　钢制地锚应满足光伏发电站25年的设计使用年限要求。

2　钢制地锚钢管壁厚不应小于4mm;螺旋叶片钢制地锚的叶片外伸宽度大于或等于20mm时,叶片厚度应大于5mm;当叶片宽度小于20mm时,叶片厚度不应小于2mm;螺旋叶片与钢管之间应采用连续焊接,焊缝高度不应小于焊接工件的最小壁厚。

3　螺旋叶片钢制地锚的外伸宽度与叶片厚度之比不应大于30。

4　钢制地锚与支架连接节点在保证满足设计要求的承载力

住房城乡建设部信息公开浏览专用

基础上，在高度方向上宜具有可调节功能，水平方向应采取措施避免支架立柱晃动。

5 基础与支架的连接应安全可靠，不宜现场切割和焊接。有现场焊接时应检验焊接强度，切割、焊接后需要进行防腐处理。

6 钢制地锚的防腐设计应满足电站使用年限的要求。当采用热镀锌防腐处理时，镀锌层厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层　钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912 的规定。

7 季节性冻土区的钢制地锚除应符合国家现行标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007 和《建筑桩基技术规范》JGJ 94 的规定外，尚应进行基础的冻胀稳定性与钢制地锚的抗拔强度验算。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

附录 D　大气腐蚀环境分类

表 D　大气腐蚀环境分类

腐蚀种类	单位面积质量损失/厚度损失(一年曝晒)				典型案例
	低碳钢		锌		
	质量损失 (g/m^2)	厚度损失 (μm)	质量损失 (g/m^2)	厚度损失 (μm)	外部
C1 很低	≤10	≤1.3	≤0.7	≤0.1	—
C2 低	10～200	1.3～25	0.7～5	0.1～0.7	低污染水平的大气，大多数乡村地区
C3 中等	200～400	25～50	5～15	0.7～2.1	城市和工业大气，中度二氧化硫污染，低盐度的沿海区
C4 高	400～650	50～80	15～30	2.1～4.2	工业区和中盐度的沿海区
C5-I 很高（工业）	650～1500	80～200	30～60	4.2～8.4	高湿度和侵蚀性大气的工业区
C5-M 很高（海洋）	650～1500	80～200	30～60	4.2～8.4	高盐度的沿海和海上区域

住房城乡建设部信息公开浏览专用

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1）表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4）表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关规范执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

引用标准名录

《建筑地基基础设计规范》GB 50007

《建筑结构荷载规范》GB 50009

《建筑抗震设计规范》GB 50011

《室外给水设计规范》GB 50013

《建筑给水排水设计规范》GB 50015

《建筑设计防火规范》GB 50016

《钢结构设计规范标准》GB 50017

《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018

《采工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019

《建筑抗震鉴定标准》GB 50023

《建筑照明设计标准》GB 50034

《20kV 及以下变电所设计规范》GB 50053

《建筑物防雷设计规范》GB 50057

《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058

《35kV～110kV 变电站设计规范》GB 50059

《3～110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060

《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061

《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116

《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140

《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144

《构筑物抗震设计规范》GB 50191

《电力工程电缆设计规范标准》GB 50217

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

《水喷雾灭火系统设计技术规范》GB 50219

《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222

《并联电容器装置设计规范》GB 50227

《火力发电厂与变电站设计防火规范标准》GB 50229

《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292

《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394

《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395

《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396

《铝合金结构设计规范》GB 50429

《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736

《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064

《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065

《工业企业噪声控制设计规范》GBJ 87 GB/T 50087

《电气设备安全设计导则》GB/T 25295

《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083

《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T 50795

《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865

《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866

《电化学储能电站设计规范》GB 51048

《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101

《建筑防烟排烟系统技术标准》GB 51251

《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

《建筑防火通用规范》GB 55037

《生活饮用水卫生标准》GB 5749

《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451

《污水综合排放标准》GB 8978

住房和城乡建设部信息公开 测试专用

《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228

《电能质量　供电电压偏差》GB/T 12325

《电能质量　电压波动和闪变》GB/T 12326

《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348

《金属覆盖层　钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912

《消防安全标志　第1部分:标志》GB 13495.1

《高压/低压预装式变电站》GB 17467

《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945

《连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带》GB/T 2518

《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285

《电能质量　公用电网谐波》GB/T 14549

《电能质量　三相电压不平衡》GB/T 15543

《三相配电变压器能效限定值及节能评价值》GB 20052

《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790

《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102

《建筑抗震加固技术规程》JGJ 116

《电业安全工作规程》DL 408

《连续热镀铝锌合金镀层钢板及钢带》GB/T 14978

《低压系统内设备的绝缘配合　第1部分原理、要求和试验》GB/T 16935.1

《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964

《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319

《光伏发电站无功补偿技术规范》GB/T 29321

《太阳能资源测量　总辐射》GB/T 31156

《光伏发电站监控系统技术要求》GB/T 31366

《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512

住房城乡建设部信息公开
测试专用

《光伏发电站继电保护技术规范》GB/T 32900
《太阳能资源测量　直接辐射》GB/T 33698
《太阳能资源测量　散射辐射》GB/T 33699
《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120
《光伏发电站汇流箱技术要求》GB/T 34936
《地面气象观测规范　辐射》GB/T 35231
《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276
《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280
《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558
《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408
《太阳能资源评估方法》GB/T 37526
《建筑地基处理技术规范》JGJ 79
《建筑桩基技术规范》JGJ 94
《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750
《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
《电力系统通信管理规程》DL/T 544
《电力系统通信自动交换网技术规范》DL/T 598
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620
《交流电气装置的接地》DL/T 621
《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002
《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003
《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044
《变电站总布置设计技术规程》DL/T 5056
《火力发电厂、变电所站二次接线设计技术规程》DL/T 5136
《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137
《220kV～750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218
《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222
《高压配电装置设计技术规程规范》DL/T 5352

住房城乡建设部信息公开
试读专用

《地面气象观测规范》QX/T 55

《光伏发电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T 32012

《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073

《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T 34131

《光伏电站太阳跟踪系统技术要求》GB/T 29320

《连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带》GB/T 2518

住房城乡建设部信息公开
浏览专用