

ICS. 27. 100

F 20

备案号: 46820-2015

DB44

广东省地方标准

DB44/T 1508—2014

太阳能光伏电站设计与施工规范

Code for Design and Construction of Solar Photovoltaic Power Station

2014-12-09 发布

2015-03-09 实施

广东省质量技术监督局 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 分类	3
5 设计	3
5.1 规划设计	3
5.2 光伏发电系统设计	4
5.3 接入系统设计	7
5.4 供配电系统设计	8
5.5 建筑及结构设计	10
5.6 安全规定	10
5.7 光伏电站布置	11
6 施工	12
6.1 施工组织	12
6.2 光伏发电系统施工	12
6.3 设备与系统调试	15
6.4 配套工程施工	15
6.5 施工环境保护和水土保持	16
6.6 施工安全与职业健康	16
附录 A(资料性附录)发电量计算	17
A.1 光伏电站发电量	17
A.2 光伏发电综合效率系数	17

前 言

本标准按照GB/T 1.1—2009给出的规则起草。

本标准由广东省质量技术监督局提出并归口。

本标准起草单位：深圳市创益科技发展有限公司、汉能华宇新能源投资发展有限公司、深圳市科创标准服务中心、深圳市标准技术研究院、顺德中山大学太阳能研究院、深圳市计量质量检测研究院、珠海兴业绿色建筑科技有限公司、广东省电力设计研究院、深圳金粤幕墙装饰工程有限公司、深圳市中装光伏建筑科技有限公司、深圳蓝波幕墙及光伏工程有限公司、深圳市富瑞达新能源科技有限公司。

本标准主要起草人：李志坚，王俊娟，温利峰，姜锦华，于喜峰，杨舸，李菊欢，孙韵琳，崔明现，任继伟，倪易洲，苏小武，杨文彪，汪少勇，尹平，付小华，李明杰，雷月龙，赵杰。

太阳能光伏电站设计与施工规范

1 范围

本标准规定了太阳能光伏电站的设计和施工要求。

本标准适用于新建、改建和扩建的地面光伏电站及屋顶光伏电站。本标准中的屋顶光伏电站不包括光伏建筑一体化系统（BIPV）。

2 规范性引用文件

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

- GB/T 3956 电缆的导体
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 19939 光伏系统并网技术要求
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/Z 24846 交流电气设备预防性试验规程
- GB 50007 建筑地基基础设计规范
- GB 50011 建筑抗震设计规范
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50017 钢结构设计规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 50060 3~110kV高压配电装置设计规范
- GB 50093 自动化仪表工程施工及验收规范
- GB 50144 工业厂房可靠性鉴定标准
- GB 50148 电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范
- GB 50168 电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范
- GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范
- GB 50171 电气装置安装工程 盘、柜及二次回路结线施工及验收规范
- GB 50191 构筑物抗震设计规范
- GB 50204 混凝土结构工程施工质量验收规范
- GB 50205 钢结构工程施工质量验收规范
- GB 50217 电力工程电缆设计规范
- GB 50227 并联电容器装置设计规范
- GB 50292 民用建筑可靠性鉴定标准
- GB 50300 建筑工程施工质量验收统一标准
- GB 50303 建筑电气工程施工质量验收规范
- GB 50311 综合布线系统工程设计规范
- GB 50312 综合布线系统工程验收规范

- GB 50348 安全防范工程技术规范
GB/T 50502 建筑施工组织设计规范
GB 50794-2012 光伏发电站施工规范
GB/T 50795 光伏发电工程施工组织设计规范
GB 50797-2012 光伏发电站设计规范
DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
DL/T 572 电力变压器运行规程
DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 621 交流电气装置的接地
DL/T 5044 电力工程直流系统设计规程
DL/T 5136 火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T 5161.3 电气装置安装工程质量检验及评定规程 第3部分:电力变压器、油浸电抗器、互感器
施工质量检验
DL/T 5352 高压配电装置设计技术规程
GA/T 367 视频安防监控系统技术要求
JGJ 81 钢结构焊接技术规程
JGJ 94 建筑桩基技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

光伏电站 **photovoltaic (PV) power station**

太阳能光伏电站的简称。以光伏发电系统为主,包括各类附属建筑物及检修、维护和生活等辅助设施在内的发电站。

3.2

光伏组件 **PV module**

将太阳能电池进行内部封装及连接,并单独提供直流电流输出,形成的最小不可分割的组合装置。

3.3

光伏组串 **string of PV module**

在光伏发电系统中,将若干个光伏组件串联后,形成具有一定直流输出电压的电路单元。

3.4

光伏方阵 **PV array**

由若干个光伏组件在机械和电气上,连同支撑结构组装在一起所构成的直流发电装置,但不包括地基、太阳跟踪器、温度控制器和其他此类装置。

3.5

并网点 **point of coupling (POC)**

也称接入点。对于通过变压器接入公共电网的光伏电站,指与公共电网直接连接的变压器节点;对于不通过变压器接入公共电网的光伏电站,指光伏电站的输出汇总/汇集点。

3.6

装机容量 **capacity of installation**

光伏电站中安装的光伏组件的标称功率之和。

4 分类

4.1 光伏电站按是否接入公共电网分为：

- 并网光伏电站；
- 离网（独立）光伏电站。

4.2 光伏电站按装机容量分为：

- 小型光伏电站，装机容量不大于 1 MW；
- 中型光伏电站，装机容量大于 1 MW 且不大于 30 MW；
- 大型光伏电站，装机容量大于 30 MW。

4.3 光伏电站按是否具有储能装置分为：

- 储能型光伏电站；
- 非储能型光伏电站。

5 设计

5.1 规划设计

5.1.1 一般要求

5.1.1.1 光伏电站的规划设计应综合考虑日照、负荷、土地、建筑、安装和运输等条件，满足适用、安全、经济、环保、便于安装和维护的要求。

5.1.1.2 光伏电站装机容量的确定应符合以下原则：

- a) 应根据场地面积和光伏组件的标称功率计算出装机容量，并以此作为光伏系统设计的基础；
- b) 用户侧非逆流并网光伏电站装机容量应合理匹配用户侧的负载；
- c) 离网光伏电站的装机容量应根据负载容量、使用特性及当地气象条件来确定。

5.1.1.3 光伏电站的并网设计应根据当地电网、地理或建筑等条件确定接入电压等级和并网点。

5.1.1.4 屋顶安装光伏电站，还应满足以下要求：

- a) 应进行建筑物结构和电气的安全复核，满足建筑结构及电气的安全性要求；
- b) 不应影响相邻建筑物的采光。

5.1.2 电站选址

5.1.2.1 光伏电站的选址应根据广东省太阳能光伏应用发展规划、自然条件、日照资源及气候特征、交通运输、电网结构、电力负荷等因素综合考虑。选址过程中应正确处理与农、林、牧、渔等相关产业的关系。

5.1.2.2 地面光伏电站宜选择在地势平坦或北高南低的坡度地区，并应避开地质灾害和森林火灾易发地区。对于建设在海滨、江、河、湖旁的地面光伏电站，应根据防洪的实际需要增加相应的防洪设施。

5.1.2.3 地面光伏电站的选址应提供岩土工程勘察报告。

5.1.2.4 光伏电站宜朝南向或接近南向布置，避开周围障碍物对光伏组件的遮挡。

5.1.3 气象及太阳能资源分析

5.1.3.1 应选择站址所在地附近具有太阳辐射 10 年以上观测记录的气象站数据作为参考数据，并对太阳辐射观测数据进行统计分析。无完整气象资料时，可参考条件相近地点的气象资料或采用经验公式、方法进行计算。

5.1.3.2 所收集的气象数据应包括逐日逐月太阳总辐射、直接辐射、散射辐射、年平均气温、最高气温、最低气温、最长连续阴雨天数、最大风速、冰雹、降雪、雷电等情况。

5.1.3.3 光伏电站太阳能资源分析内容应包括：

- a) 长时间序列的年总辐射量变化和各月总辐射量年度变化；
- b) 代表年的总辐射量月变化和各月典型日变化；
- c) 电站使用年限内的平均年总辐射量和月总辐射量预测；
- d) 总辐射最大辐照度预测。

5.1.4 站区总平面布置

5.1.4.1 光伏电站的总平面布置包括光伏方阵、设备站房、集电线路、维护通道和防护功能等设施的布置设计。

5.1.4.2 地面光伏电站的布置应根据光伏电站的实际应用需要，结合站址及附近地区的自然条件、建设情况、给排水系统、交通系统等进行统筹规划，应与区域规划相协调，合理利用地形、地质条件，方便施工，有利扩建。通过优化设计在建设及使用电站的过程中控制建设用地和运行用地面积，节约用地。

5.1.4.3 屋顶光伏电站应与建筑外观相协调，合理利用建筑条件。

5.2 光伏发电系统设计

5.2.1 一般规定

5.2.1.1 光伏发电系统应由光伏方阵、直流汇流箱/配电柜、逆变器、交流配电柜、储能系统（可选）和光伏发电监测系统等部件组成。

5.2.1.2 光伏发电系统主要设备和部件的选型应满足：

- a) 符合现行国家和行业相关产品标准的规定，光伏组件、直流汇流箱/配电柜、逆变器、交流配电柜等主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证，接入公共电网的光伏电站应安装符合要求的电能计量装置；
- b) 应对环境温度、相对湿度、海拔高度、污秽和地震烈度等使用环境条件进行校验。

5.2.1.3 光伏方阵配置与逆变器配置应匹配，且满足以下要求：

- a) 逆变器的容量应与光伏方阵的装机容量相匹配，逆变器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；
- b) 光伏组串在当地极端气温下的最大开路电压应不高于逆变器最高输入电压；
- c) 光伏组串的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内；
- d) 接入同一个逆变器或逆变器同一 MPPT 输入回路的光伏组串的电压、组件朝向与安装倾角应一致。

5.2.1.4 光伏电站内宜架设小型气象站。

5.2.2 光伏方阵

5.2.2.1 光伏方阵布置应根据站区地形或建筑条件、设备特点和施工条件等因素，合理安排。大、中型地面光伏电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。

5.2.2.2 光伏方阵的布置应遵循下列原则：

- a) 光伏方阵各排的布置间距应保证全年 9:00 点~15:00 点（当地真太阳时）时段内前、后、左、右互不遮挡。光伏方阵前排最高点与后排组件最低位置的水平间距可按下式计算：

$$D = \frac{0.707H}{\tan[\arcsin(0.648 \cos \phi - 0.399 \sin \phi)]} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

ϕ ——当地纬度（°）；

H ——光伏方阵前排最高点与后排组件最低位置的高度差 (m)；

- b) 光伏方阵采用固定式布置时，光伏组件安装方位角宜采用正南方向；
- c) 光伏方阵最佳倾角设计应综合考虑站址当地多年的月平均辐照度、直射辐照度、散射辐照度、风速等气候条件以及光伏组件的排水、清洁要求。并网光伏系统的光伏方阵的倾角宜使倾斜面上受到的全年辐照量最大；离网光伏系统的光伏方阵的倾角宜使最低辐照量月份倾斜面上受到较高的辐照量；有特殊要求或土地成本较高的光伏电站，可根据实际需要，经技术经济比较后确定光伏方阵的设计倾角和方阵行距；
- d) 地面光伏电站光伏组件的最低点距地面的距离不宜低于 0.3 m，并根据当地的洪水水位和植被高度等因素适当增加。屋顶光伏电站光伏组件与屋顶应有一定的间隙，不应紧贴屋面布置；
- e) 光伏方阵设计应便于光伏组件表面的清洗。当站址所在地的大气环境较差，组件表面污染较严重，且又无自洁能力时，宜设置清洗系统或配置清洗设备。

5.2.2.3 同一发电单元中光伏组件应采用同一类型和相同的安装方式（朝向、倾角、跟踪方式等），具有一致的电性能参数。同一组串内，光伏组件的短路电流和最大工作点电流的离散性允许偏差 $\pm 5\%$ 。有并联关系的各组串间，总开路电压和最大功率点电压的离散性允许偏差 $\pm 5\%$ 。

5.2.2.4 光伏组串的串联数应根据逆变器的 MPPT 电压范围和组件的最大功率点电压确定，其与最大功率点电压的乘积应处于 MPPT 电压范围中间。光伏组串的串联数不应超过由下式确定的最大串联数

$$S = \frac{V_{dc,max}}{V_{oc} \cdot [1 + (t - 25)K_v]} \dots\dots\dots (2)$$

式中：

- $V_{dc,max}$ ——逆变器允许的最大直流输入电压 (V)；
- V_{oc} ——光伏组件的开路电压 (V)；
- t ——光伏组件工作条件下的极限低温 ($^{\circ}\text{C}$)；
- K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；
- S ——光伏组件的串联数 (S 向下取整)。

5.2.2.5 光伏组串的并联数可根据总装机容量及光伏组串的容量确定。

5.2.3 光伏支架

5.2.3.1 光伏方阵支架设计应结合工程实际，合理选用材料、结构方案和构造措施，保证构件在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，符合抗震、抗风和防腐等要求。

5.2.3.2 光伏支架类型包括固定式、可调式和跟踪式等。光伏支架类型的选择应考虑装机容量、安装场地面积和特点、气候特征等因素，由技术经济比较确定。除聚光光伏系统外，低纬度地区宜选用固定式支架。

5.2.3.3 光伏支架的设计应符合 GB 50797—2012 中第 6.8 节的规定及以下规定：

- a) 支架构件可选用钢材和铝型材，宜采用钢材。钢材的选用和设计指标应符合 GB 50017 中的相关规定；
- b) 钢支架防腐应采用热浸镀锌，镀锌层平均厚度不应小于 70 μm ；
- c) 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，应采用防腐垫片隔离。

5.2.3.4 跟踪式光伏支架的设计还应符合 GB 50797—2012 中第 6.7 节的相关规定。

5.2.3.5 屋顶光伏电站的光伏支架，当采用后加锚栓连接时，宜采用化学锚栓，每个连接节点锚栓数量不少于 2 个，直径不小于 10 mm，承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的 50%。

5.2.3.6 地面光伏电站的光伏支架，其基础应根据国家相关标准进行强度、变形、抗倾覆和抗滑移验算，并采取相应的措施，且应符合 GB 50191、GB 50007、JGJ 94 中的相关规定。

5.2.3.7 在场址地下水位高、稳定持力层埋深大、冬季施工、地形起伏大或对场地生态恢复要求较高时，支架的基础宜采用钢制地锚。钢制地锚的要求应符合 GB 50797—2012 中附录 C 的相关规定。

5.2.4 直流汇流箱/配电柜

5.2.4.1 直流汇流箱/配电柜应按下列技术条件选择：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。

5.2.4.2 直流汇流箱/配电柜应满足以下要求：

- a) 输入回路的正极和负极均应设置过流保护装置（如熔断器）。过流保护装置的额定电流应为光伏方阵在标准测试条件下的短路电流的 1.25 倍~2.4 倍。对于多级汇流光伏系统，后一级的过流保护装置的额定电流应为前一级光伏子方阵在标准测试条件下的短路电流的 1.25 倍~2.4 倍；
- b) 直流汇流箱输出回路应设置直流断路器，直流配电柜每个输入回路应设置直流断路器；
- c) 外壳防护等级室内型应不低于 IP20，室外型应不低于 IP65；
- d) 宜设置电压和电流监测、显示装置及通讯接口；
- e) 应设置防雷装置。

5.2.5 逆变器

5.2.5.1 逆变器应按下列技术条件选择：型式、容量、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪（MPPT）、保护和监测功能、通信接口、防护等级等。

5.2.5.2 逆变器的总额定容量应根据光伏发电系统总装机容量确定。逆变器数量应根据总额定容量和单机额定容量确定。

5.2.5.3 逆变器输出电能质量应符合 GB/T 19939 中的相关规定，并具有有功功率和无功功率连续可调功能。用于 10 kV 及以上电压等级的大、中型光伏电站的并网逆变器还应具有低电压穿越功能。

5.2.5.4 无变压器型逆变器最大转换效率应不低于 96%，含变压器型逆变器最大转换效率应不低于 94%。

5.2.5.5 外壳防护等级室内型应不低于 IP20，室外型应不低于 IP54。

5.2.6 储能系统

5.2.6.1 离网光伏电站应配置适当容量的储能装置，以满足向负载提供持续、稳定电力的要求。并网光伏电站可根据实际需要配置一定容量的储能装置。

5.2.6.2 离网光伏电站配置储能装置的容量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确定。对于不可断电的负载，其储能装置的容量要适当扩大以保证供电的连续性。储能电池的容量可按下列公式计算：

$$C = \frac{E_d \cdot D_f}{L \cdot DOD} \dots\dots\dots (3)$$

式中：

- C ——储能电池的容量（kWh）；
- E_d ——负载每日耗电量（kWh/d），包括储能电池输出端后各种设备损耗；
- D_f ——最长连续阴雨天数（d）；
- L ——储能电池衰减率；
- DOD ——储能电池放电深度，一般铅酸蓄电池取0.75。

5.2.6.3 用于光伏电站的储能电池宜按以下技术条件选择：储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力和价格等。

5.2.6.4 储能系统宜选用大容量单体储能电池，尽量减少并联数。有条件可采用储能电池组分组控制充放电方式。

5.2.6.5 储能系统宜采用在线检测装置进行智能化实时检测，具有在线甄别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，且具有良好的人机界面和标准的网络化通讯接口。

5.2.6.6 储能系统充电控制器应包括以下功能：防止储能电池过充电、过度放电负载自动切断功能和自动恢复接通功能、充电电压温度补偿功能和防雷、短路保护等功能。

5.2.7 光伏发电监测系统

5.2.7.1 光伏电站宜配置光伏发电监测系统。监测系统的设计要以经济实用为原则，构成主要为数据采集器、变送器、传感器、显示屏、通讯及信号电缆和电脑等。

5.2.7.2 监测系统应能监测以下参数：

- a) 环境参数（如日照辐射强度、环境温度、风速等）、组件温度、发电功率、累计发电量；
- b) 每一组串直流侧电压、电流，交流侧的电压、电流、频率、谐波等；
- c) 监测涉及的全部开关量，包括与断路器相关的程控、联锁、报警、动态画面等信号开关量。

5.2.7.3 监测系统应具有以下功能：

- a) 存储和查询历史运行信息和故障记录；
- b) 提供友好的人机操作界面与监测显示界面；
- c) 提供接入远程监控的接口，监控软件应与操作系统相兼容；
- d) 防计算机网络病毒措施。

5.2.7.4 监测系统供电电源应稳定可靠，宜设置交流不间断电源。

5.2.8 发电量计算

根据太阳辐射数据及安装方式等因素，估算拟安装容量条件下系统每年的发电量以及整个生命周期内的发电量。发电量计算可按附录A进行。

5.3 接入系统设计

5.3.1 一般规定

5.3.1.1 并网光伏电站接入系统设计应根据光伏电站的容量、接入电网条件和对配电网的影响，进行必要的电气计算和技术经济比较，合理制定接入方案。

5.3.1.2 接入方案应符合当地电力调度部门的规定及要求且应经电力部门审查和批准。

5.3.1.3 光伏电站接入电网的电压等级，应根据光伏电站的容量及不同电压等级电网的输配电容量、电能质量等技术要求，合理选择。

5.3.1.4 光伏电站宜以专线接入公共电网，不具备专线接入条件时，可以T接方式接入公共电网。不具备接入公共电网条件时，可以非逆流方式就近接入用户侧电网。

5.3.1.5 T接于公共电网的光伏电站总容量宜控制在所接入的公共电网线路最大输送容量的30%以内。小型光伏电站总容量原则上不宜超过上一级变压器供电区域内最大负荷的25%。

5.3.1.6 光伏电站并网点选择宜因地制宜，就近并网；且应考虑并网点变压器容量是否足够，并网点附近负载大小和多个接入点时的安全问题。

5.3.1.7 并网点内侧应设置易于操作、可闭锁且具有明显断开点的并网总断路器。

5.3.1.8 大、中型光伏电站宜采用多级汇流、分散逆变、集中并网系统，分散逆变后宜就地升压。对规模小、接入电压等级低的光伏系统，应适当简化并网设计。

5.3.1.9 并网光伏电站接入电压等级为0.4 kV低压电网，接入设备应采用低压配电柜；接入电压等级为10 kV以上电网时，接入设备采用低压开关柜（提供并网接口、分断功能）、升压站（变压器）、高压开关柜（计量、开关、保护及监控）。

5.3.1.10 大、中型光伏电站应具备与电力系统调度部门之间进行数据通信的能力，并网双方的通信系统应满足电网安全经济运行对电力通信的要求。

5.3.2 电能质量

5.3.2.1 光伏电站向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量,在谐波、电压偏差、电压波动和闪变、电压不平衡度等方面应满足 GB/T 14549、GB/T 24337、GB/T 12325、GB/T 12326 和 GB/T 15543 中的相关规定。

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

5.3.2.3 光伏电站应在并网点装设电能质量在线监测装置。大、中型光伏电站电能质量数据应能够远程传送到电网企业,小型光伏电站应能储存一年以上的电能质量数据。

5.3.2.4 光伏电站的有功功率、无功功率应满足相应国家标准及当地电力部门的要求。

5.3.3 安全与保护

5.3.3.1 光伏电站应具备一定的过电流能力,在 120%额定电流时,光伏电站连续可靠工作时间应不小于 1 min。

5.3.3.2 光伏电站设计为非逆流并网时,应配置逆功率保护装置。当检测到逆向电流超过额定输出的 5%时,光伏电站应在 0.5 s~2 s 内停止向电网线路送电。

5.3.3.3 小型光伏电站应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力。大、中型光伏电站所接入的公共电网继电保护装置必须保障公共电网故障时切除光伏电站,光伏电站可不设置防孤岛保护。接入用户侧电网的中型光伏电站的防孤岛保护能力由电力调度部门确定。

5.3.3.4 电网电压和频率异常时的响应应符合 GB 50797—2012 中 9.2.4 的规定。

5.3.3.5 电网发生扰动后,在电网电压和频率恢复正常范围之前光伏电站不允许并网。在电网电压和频率恢复正常后,小型光伏电站应经过一个可调的延时时间后才能重新并网。延时时间一般为 20 s~5 min,具体延时时间应根据光伏电站容量、接入方式并结合分批并网原则由电力调度部门确定。大、中型光伏电站应按电力调度部门指令执行,不可自行并网。

5.3.3.6 光伏电站应具有相应的继电保护功能,且应符合 GB/T 14285 以及相关规程、规范中的规定。

5.3.4 电能计量

5.3.4.1 光伏电站电能计量点宜设置在电站与电网设施的产权分界处;光伏电站自用电取自外网时,应在高压引入线高压侧设置计量点。

5.3.4.2 每个计量点均应装设具有通信功能的电能计量装置。电能计量装置的设备配置及技术要求应符合 DL/T 448 及 DL/T 5137 中的相关规定。

5.3.4.3 光伏电站电能计量装置采集的信息应能接入电网企业的电能信息采集系统。

5.4 供配电系统设计

5.4.1 电气主接线

电气主接线的配置应符合 GB 50797—2012 中 8.1 的规定。

5.4.2 变压器

5.4.2.1 升压变压器在选型时,应考虑项目地的环境条件(包括海拔高度、环境温度、日温差、年平均温度、相对湿度、地震烈度等)和电力系统条件(包括系统额定电压、额定频率、最高工作电压、中性点接地方式等)。

5.4.2.2 升压站主变压器、光伏方阵内就地升压变压器的选择应符合 GB 50797—2012 中 8.1 的规定。

5.4.3 配电装置

5.4.3.1 光伏电站的升压站(或开关站)配电装置的设计应符合 DL/T 5352 及 GB 50060 中的相关规定。

5.4.3.2 10 kV~35 kV 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布置。

5.4.3.3 35 kV 以上配电装置应根据地理位置选择户内或户外布置。当在沿海及土石方开挖工程量大的地区宜采用户内配电装置；在内陆不受气候条件、占用土地及施工工程量等限制时，宜采用户外配电装置。

5.4.4 无功补偿装置

5.4.4.1 光伏电站的无功补偿装置应根据电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。

5.4.4.2 无功补偿装置设备的型式根据容量宜选用成套设备，且宜选用动态连续可调设备。

5.4.4.3 无功补偿装置应根据环境条件、设备技术参数及当地的运行经验，采用户内或户外布置型式，并应考虑维护和检修方便。

5.4.4.4 并联电容器装置的设计应符合 GB 50227 中的相关规定。

5.4.4.5 小型光伏电站可不额外装设无功功率及电压调节装置。

5.4.5 电气二次系统

5.4.5.1 电气二次设备布置在继电器室，继电器室面积应满足设备布置和定期巡视维护的要求，屏位按光伏发电规划容量一次建成，并留有增加少量屏位的余地。屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。继电器室应按监控系统、继电保护设备的抗电磁干扰能力要求采取适当的抗干扰措施。

5.4.5.2 光伏电站宜采用少人或无人值守的控制方式。光伏电站交流侧电气设备的控制、测量和信号应符合 DL/T 5136 中的相关规定。

5.4.5.3 升压站内各电压等级的断路器以及隔离开关、电动操作接地开关、主变分接头位置及站内其它重要设备的启动/停止状态应在控制室内监控。光伏逆变器应在控制室内监控。

5.4.5.4 通过 0.4 kV 电压等级接入的光伏电站宜采用熔断器或断路器。通过 10 kV 及以上电压等级接入的光伏电站，继电保护配置及安全自动装置应符合 GB/T 14285 中的相关规定。

5.4.5.5 光伏电站内的电气元件保护应符合 GB/T 14285 以及相关规程、规范中的规定。

5.4.6 电缆选择与敷设

5.4.6.1 光伏电站电缆的选择应按照电压等级、持续工作电流、短路热稳定性、允许电压降、经济电流密度和敷设环境条件因素等进行选型，且应符合 GB 50217 中的相关规定。

5.4.6.2 直流电缆包括组件之间连接、汇流箱与直流配电柜连接、直流配电柜与并网逆变器连接电缆。直流电缆应满足以下要求：

- a) 直流电缆的绝缘和护套应为不低于 90°C 的无卤阻燃、耐辐射材料且厚度应大于 0.5 mm；导体应符合 GB/T 3956 中第 5 种镀锡铜的规定；有条件的可选择铠装电缆；
- b) 光伏组件之间，汇流箱与直流配电柜之间的连接电缆的额定电流应不小于电缆中最大连续电流的 1.56 倍；直流配电柜与逆变器之间连接电缆额定电流应不小于电缆中最大连续电流的 1.25 倍；
- c) 电缆截面的选择应使直流侧线路损耗小于 2%；
- d) 直流电缆宜选用单芯电缆，使用多芯电缆时多芯结构的每一根单芯电缆都应满足 a) 的要求。直流配电柜与并网逆变器连接电缆采用暗敷方式时可适当降低对绝缘和护套的要求，但不应低于 C 类阻燃要求；
- e) 直流电缆接口宜采用符合光伏标准及认证的快速插接接头，及相应转换器、连接器、配线器等。

5.4.6.3 交流电缆选择还应满足以下要求：

- a) 根据应用电压等级选择相应的耐压等级；
- b) 电缆截面的选择应保证线路损耗小于 2%；
- c) 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类或 C 类以上的阻燃电缆。

5.4.6.4 控制及信号电缆还应满足以下要求：

- a) 通讯线缆接口应符合 GB 50311 中的相关规定；
- b) 远距离传输时网络电缆宜采用光纤。

5.4.6.5 电缆敷设方式应根据工程条件、电缆类型和数量等因素，按满足运行可靠、便于维护和技术经济合理的原则选择。直流电缆可采用直埋、穿管、槽架、电缆沟、隧道敷设等方式，其中光伏组件之间的直流电缆宜沿光伏支架绑扎敷设或穿管直埋敷设。交流电缆敷设可采用直埋、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式。

5.4.6.6 电缆敷设应符合 GB 50217 中的相关规定及以下规定：

- a) 电缆路由应优化设置，在满足安全要求条件下，应保证路径最短。光伏组串输出应就近汇流；
- b) 动力电缆和控制电缆宜分开排列并满足最小间距要求；
- c) 电缆沟严禁作为排水通路。

5.4.7 监控用直流系统

5.4.7.1 光伏电站监控用直流系统宜采用单母线或单母线分段的接线方式。当采用单母线分段时，每组蓄电池和相应的充电设备应接在同一母线上，公用备用的充电设备应能切换到相应的两段母线上。

5.4.7.2 光伏电站宜设蓄电池组向继电保护、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，且满足以下要求：

- a) 蓄电池组及充电装置的选择应符合 DL/T 5044 中的相关规定；
- b) 蓄电池组应以全浮充电方式运行，且应具备均衡充电功能；
- c) 蓄电池组的电压可采用 220 V 或 110 V。

5.5 建筑及结构设计

5.5.1 地面光伏电站站房布置应根据总体布置要求和站址地质条件、设备型号、电源进线方向、对外交通以及有利于站房施工、设备安装与检修和工程管理等条件，经技术经济比较确定，并应根据规划需要留有扩建的可能性。站房布置和站房设计应满足 GB 50797—2012 中 10.1 和 10.2 的规定。

5.5.2 地面光伏电站站房的结构设计应满足：

- a) 使用年限为 50 年；
- b) 站房结构型式、地基处理方案应综合考虑地基土质、站房结构特点、施工条件和运行要求等因素，经技术经济比较确定；
- c) 建（构）筑物抗震设防烈度，应按国家有关规定确定。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 GB 50011 中的相关规定。

5.5.3 屋顶光伏电站所依附的建筑设计应满足以下要求：

- a) 建筑设计应为光伏组件安装、使用、维护和保养等提供必要的承载条件和空间；
- b) 在既有建筑物上增设屋顶光伏电站，应根据建筑物的种类，分别按 GB 50144 和 GB 50292 的规定进行可靠性鉴定；
- c) 新建建筑结构设计应为光伏发电系统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。

5.5.4 站房或电气间设计应满足防火、防潮、防尘、防噪声、通风要求；应有安全防护设施。其采暖和通风应满足 GB 50797—2012 中第 11 章的相关规定。

5.6 安全规定

5.6.1 防雷

5.6.1.1 光伏电站综合防雷技术应因地制宜地采取防雷措施，防止和减少雷击对光伏电站的人身伤亡和财产损失，做到安全可靠、技术先进、经济合理。

5.6.1.2 光伏电站应按照 GB 50057 中的相关规定采取直击雷防护，且满足以下规定：

- a) 地面电站光伏方阵的直击雷防护应符合 GB 50057 中三类防雷建筑物的要求。接闪针（带）应根据实际情况确定安装高度和位置，其中避雷针的高度和数量应以滚球法计算；
 - b) 屋顶电站光伏方阵的直击雷防护应考虑建筑物原有防雷系统。若光伏设备处于保护范围内，可不另加外部防雷系统；若超出保护范围，则应在光伏组件的背光面加装接闪针，与建筑物原有的外部防雷措施有效多点相连；
 - c) 接闪针（带）的阴影不应在光伏组件表面形成遮挡；
 - d) 光伏方阵应安装在直击雷防护区内且所有部件应与直击雷防护系统之间保持安全距离。
- 5.6.1.3 光伏系统应安装浪涌保护器，且满足以下要求：
- a) 应在直流汇流箱 / 配电柜的出线端各加装直流浪涌保护器；
 - b) 当逆变器、交流配电柜与升压系统在同一机房时，应在交流配电柜出线端加装浪涌保护器；当三者不在同一机房时，应在逆变器出线端和交流配电柜出线端各加装浪涌保护器。

5.6.1.4 屋顶光伏电站宜配置防雷带。

5.6.2 接地

5.6.2.1 光伏电站的接地系统应符合 DL/T 621 中的相关规定及设计文件的规定。

5.6.2.2 光伏发电系统的所有外露非载流金属部件和设备外壳应进行有效的等电位连接并采用共用接地系统。光伏组件框架应与支架导通连接，所有支架及设备外壳应等电位连接接地，接地应连续、可靠。

5.6.2.3 光伏发电系统的防雷接地与交流工作接地、直流工作接地、安全保护接地共用一组接地装置时，接地装置的接地电阻值应按接入设备中要求的最小值确定，且不应大于 $4\ \Omega$ 。

5.6.2.4 所有引入机房的电缆，应将电缆线金属外皮进行可靠接地处理。

5.6.2.5 光伏系统的防雷接地还应满足：

- a) 地面光伏电站的接地系统宜采用环形接地极（水平接地电极），水平接地极应网状铺设在至少 $0.5\ \text{m}$ 深的土壤中；必要时增加垂直接地极；
- b) 地面光伏电站接地网除采用人工接地极外，还应充分利用光伏组件的支架和基础；
- c) 屋顶光伏电站防雷带应通过 2 路以上接地连接线与建筑物接地系统连接组成联合接地网。

5.6.3 过电压保护

防雷过电压、暂时过电压和操作过电压的保护应符合 DL/T 620 中的相关规定。

5.6.4 消防

光伏电站的消防设计应符合 GB 50797—2012 中第 14 章的相关规定及 GB 50016 中的相关规定。

5.6.5 安全标识

5.6.5.1 在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

5.6.5.2 光伏组件上应标有带电警告标识。

5.6.5.3 光伏系统并网专用低压开关箱（柜）应设置专用标识和“警告”、“双电源”等提示性文字和符号。

5.7 光伏电站布置

5.7.1 集电线路布置

5.7.1.1 集电线路的布置应根据光伏方阵的布置，逆变（升压）站的位置及集电线路的输送距离、输送容量、安全距离确定。

5.7.1.2 光伏电站的出线走廊，应根据系统规划、输电线出线方向、电压等级和回路数，按光伏电站规划容量，全面规划，力求避免交叉。

5.7.2 地面光伏电站站内建筑物布置

5.7.2.1 升压站及站内建筑物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、生活和安全要素确定。

5.7.2.2 大、中型地面光伏电站的逆变升压室宜结合光伏方阵单元模块化布置，采用就地布置方式。逆变升压室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。

5.7.2.3 站内建筑物的布置应考虑日照方位，并力求合理紧凑。辅助、附属建筑和行政管理建筑宜采用联合布置。

5.7.3 地面光伏电站的道路布置

5.7.3.1 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。

5.7.3.2 站区内各建筑物之间，应根据生产、生活和消防的需要设置行车道路、消防车通道和人行道。站内主要道路可采用碎石泥结路面、混凝土路面或柏油路面。

5.7.3.3 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6 m，次干道（环行道路）宽度宜采用4 m，通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。

5.7.4 地面光伏电站的排水及防排洪（涝）布置

5.7.4.1 应结合工程具体条件，做好光伏电站的防排洪（涝）规划，充分利用现有防排洪（涝）设施。当必需新建时，可因地制宜地选用防洪（涝）堤、排洪（涝）沟或挡水围墙。对山区或丘陵地区的光伏电站，在站区边界处应有防止山洪流入站区的设施。

5.7.4.2 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，以达到合理交叉，维修、扩建便利，排水畅通的目的。

5.7.4.3 在不设大堤或围堤的站区，升压站（或开关站）的室外地坪设计标高应高于设计高水位0.5 m。生产建筑物底层地面标高，宜高出室外地面设计标高150 mm~300 mm，并应根据地质条件考虑建筑物沉降的影响。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。

5.7.5 站区安全防护设施

光伏电站宜设置安全防护设施，包括入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动。安装于室外的安全防护设施应采取雷电保护、防尘、防雨、防冻等措施。

6 施工

6.1 施工组织

6.1.1 光伏电站施工组织设计应符合 GB/T 50795 及 GB/T 50502 中的相关规定。

6.1.2 光伏电站施工前应对施工人员进行太阳能光伏系统安装培训、现场安全操作培训、紧急情况处理培训等。

6.2 光伏发电系统施工

6.2.1 光伏发电系统施工前应具备下列条件：

- a) 施工单位需取得相应的审批手续；
- b) 施工单位的资质、特殊作业人员资质、施工机械、施工材料、计量器具等已报审完毕；
- c) 施工文件齐备，且施工图已经过会审并通过审查；
- d) 施工组织设计及施工方案已经获得批准；
- e) 施工单位根据施工总平面布置图要求布置施工临建设施完毕；
- f) 场地、供电、道路等条件满足正常施工需要；

- g) 预留孔洞、预埋件、预埋管和设施符合设计要求，并已验收合格；
 - h) 设备和材料的规格应符合设计要求，不得在施工中使用未经鉴定和不合格的设备材料；
 - i) 设备和器材应进行开箱检查，其合格证、说明书、测试记录、附件、备件等齐全；
 - j) 设备和器材有特殊要求时，应满足产品要求的专门规定。
- 6.2.2 光伏发电系统的设备的安装应满足以下要求：
- a) 电气装置施工应符合 GB 50303 中的相关规定；
 - b) 设备的安装位置应满足使用温度、安装间距或通风量的要求，设备周围不宜设置其它无关电气设备或堆放杂物，设备间的距离应不小于设备厂商要求的最小距离；
 - c) 电气安装过程中，应做好相应的标识（线号、正负极等）、记录（电压、电流）；
 - d) 电气安装完毕，应断开相应位置的开关，并按照 GB/Z 24846 中的相关规定做交接试验和预防试验；
 - e) 外观整洁、无明显划痕，不应破坏产品原有的防护等级，不应破坏产品原有的机械及电气性能；
 - f) 零部件不应松动、脱落，接线牢固可靠、无松脱。
- 6.2.3 土建工程的施工应符合 GB 50794—2012 中第 6 章的相关规定。
- 6.2.4 光伏支架安装施工应符合 GB 50794—2012 中第 5.2 节的规定及以下规定：
- a) 钢支架施工应满足 GB 50205 及 JGJ 81 中的相关规定。安装、焊接完毕应做防腐处理；
 - b) 固定式支架的施工还应满足以下要求：
 - 1) 螺栓应加防松垫片进行连接和紧固，并按照设计图纸上要求进行；
 - 2) 支架的方位和倾角应符合设计要求，偏差应不大于 $\pm 5^\circ$ ；
 - c) 可调式支架的施工还应满足以下要求：
 - 1) 安装步骤和调整方式按厂家说明书进行；
 - 2) 调节机构应转动灵活，铰链部位要进行润滑处理，调整范围符合设计要求；
 - 3) 支架安装完毕后应根据设计调整到最佳倾角位置，倾角调节误差应不大于 $\pm 1^\circ$ 。
- 6.2.5 光伏组件的安装应满足以下要求：
- a) 光伏组件的安装应按照设计图纸进行，严格遵守生产厂家指定的安装条件；组件连接数量、路径和安装允许偏差应符合设计要求；
 - b) 光伏组件存放、搬运过程中应轻拿轻放，避免其四角及其它部位与坚硬的物体碰撞，不应拉扯导线，不应造成玻璃和背板的划伤或破损；
 - c) 光伏组件与支架的连接应采取多点固定，牢固可靠，不得松脱，固定螺栓的力矩值应符合设计要求；当光伏组件的固定面与支架安装面连接不平时，应采取垫平措施后再进行紧固连接；
 - d) 电气性能相近的光伏组件宜安装在同一子方阵内，组串并联连接后开路电压和短路电流应符合设计要求，同一组串的正负极不应短接；
 - e) 组件间插接件应连接牢固，外接电缆同插接件连接处应作涂锡处理；
 - f) 组件间连接线应进行绑扎，整齐、美观，不应承受外力，单元间组串的跨接线缆如采用架空方式敷设，宜采用线管进行保护；
 - g) 带边框的组件应将边框可靠接地，不带边框的组件接地做法应符合制造厂要求，接地电阻应符合设计要求；
 - h) 应在安装光伏组件的部位采取安全防护措施。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；
 - i) 施工人员不应在组件上踩踏。进行组件连线施工时，应配备安全防护用品，不得触摸金属带电部位。对组串完成但不具备接引条件的部位，应用绝缘胶布包扎好。严禁在雨天进行组件的连线工作；
 - j) 屋顶安装的光伏组件不应影响该部位的建筑防水、排水和保温隔热等要求。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；

k) 屋顶安装的光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

6.2.6 汇流箱的安装应满足以下要求：

- a) 安装位置应符合设计要求；
- b) 箱体固定时，螺栓固定牢固，紧固件完好、齐全，表面防锈处理，防震措施按设计要求；
- c) 输入路数不超过汇流箱允许的输入路数，使用环境温度、湿度及海拔高度应满足产品的规格要求；
- d) 汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻不小于 $2\text{ M}\Omega$ (DC1000V)；
- e) 箱体接地时，箱体与基础连接牢固，导通良好，装有电器可开启屏门的接地用软铜导线可靠接地；
- f) 汇流箱组串电缆接引前必须确认组串处于断路状态。

6.2.7 直流配电柜、交流配电柜（开关柜）的施工应满足以下要求：

- a) 应安装在环境清洁的室内，通风情况良好，环境温度和海拔高度满足产品规格要求；
- b) 宜固定在专用的墙面、墙面支架、地面或地面槽钢上，如果是大型的机柜宜用专业的吊装工具进行安装。

6.2.8 逆变器的安装应满足以下要求：

- a) 逆变器应安装在机房中，保证通风良好，使用环境温度、湿度和海拔高度应满足产品的规格要求，在尘埃较多的环境中宜加装空气过滤网；
- b) 逆变器与基础之间固定应牢固可靠，逆变器底部宜高出抹平地面 100 mm ；
- c) 安装在震动场所的逆变器应按设计要求采取防震措施；
- d) 逆变器内专用接地排必须可靠接地， 100 kW 及以上的逆变器应保证两点接地；金属盘门应用裸铜软导线与金属构架或接地排可靠接地；
- e) 逆变器直流侧电缆接线前必须确认汇流箱侧有明显断开点，电缆极性正确、绝缘良好；
- f) 逆变器交流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序；
- g) 电缆接引完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应做好封堵；
- h) 逆变器的安装使用环境应满足对通风、湿度、屏蔽、电磁干扰等的要求。

6.2.9 储能电池的安装应满足以下要求：

- a) 储能电池安装前应对单体电池进行电性能测试，满足单体电池电性能一致性要求；
- b) 储能电池放置的平台、基架及间距应符合设计要求；
- c) 储能电池安装应平稳，间距均匀，同一排、列的蓄电池槽应高低一致、排列整齐；
- d) 连接条及抽头的接线应正确，接头部分应做保护处理，螺栓应紧固；
- e) 储能电池的引出电缆应加装外保护套，并标明正、负极性；
- f) 接线时应做好绝缘措施，戴绝缘手套，避免正负极短路。

6.2.10 大、中型并网光伏电站用变压器的安装应符合 GB 50148、DL/T 5161.3 及 DL/T 572 中的相关规定。

6.2.11 电气二次系统安装应满足以下要求：

- a) 二次系统元器件安装除应符合 GB 50171 中的相关规定外，还应符合制造厂的专门规定；
- b) 二次系统柜盘，包括继电保护盘、自动装置盘、远动通讯盘等，不宜与基础型钢焊死；
- c) 调度通讯设备、综合自动化及远动设备应由专业技术人员或厂家现场服务人员进行安装或指导安装。

6.2.12 系统布线应满足以下要求：

- a) 电缆线路施工应符合 GB 50168 及 GB 50312 中的相关规定。电缆线路接线准确，连接可靠，标志齐全、清晰，绝缘符合要求。直流线路应保证极性正确；

- b) 光伏方阵的布线应有支撑、固紧、防护等措施，导线应留有适当余量，组件的布线方式应符合设计图纸的规定，导线规格应符合设计要求；
 - c) 二次回路接线应符合 GB 50171 中的相关规定。
- 6.2.13 防雷与接地应满足以下要求：
- a) 避雷带（网）及其支持件安装位置正确。避雷带（网）应平整顺直，固定点支持件间距均匀，固定可靠。焊接固定的焊缝应饱满无遗漏，防腐良好；采用螺栓固定的应采取双螺帽等防松措施；
 - b) 电气系统的接地应符合 GB 50169 中的相关规定，光伏电站的升压系统符合 DL/T 621 中的相关规定；
 - c) 接地装置的接地电阻应符合设计要求。
- 6.2.14 光伏发电监测系统应满足以下要求：
- a) 光伏发电监测系统由计量监测设备、数据采集装置和数据中心软件组成。计量监测设备包括室外温度传感器、太阳总辐射传感器、光伏组件背板表面温度传感器、光伏系统发电监测电表等；
 - b) 数据采集装置安装应符合 GB 50093 中的相关规定；
 - c) 信号线导体采用屏蔽线；尽量避免与强信号电缆平行走线，必要时使用钢管屏蔽；信号的标识应清晰准确；
 - d) 一个模块的多路模拟量输入信号之间的压差不得大于 24 V；
 - e) 组件温度传感器应安装在光伏组件背面的中心位置。环境温度传感器应采用防辐射罩或通风百叶箱；
 - f) 太阳总辐射传感器应牢固安装在专用的台柱上，应与光伏组件的平面平行，偏差不得超过 $\pm 2^\circ$ ；要保证台柱受到严重冲击振动(如大风等)时不改变传感器的状态。

6.3 设备与系统调试

6.3.1 调试前应具备下列条件：

- a) 调试单位和人员应具备相应资质并通过报验，调试设备应检定合格；
- b) 设备和系统调试前，安装工程应完成并通过验收；
- c) 受电后无法进行或影响运行安全的工作应施工完毕。

6.3.2 光伏电站内设备调试应符合 GB 50794—2012 中第 6 章的相关规定。

6.4 配套工程施工

6.4.1 地面光伏电站建筑工程

6.4.1.1 光伏电站建（构）筑物应包括光伏方阵内建（构）筑物、站内建（构）筑物、大门、围墙等，光伏方阵内建（构）筑物主要是指变配电室等建（构）筑物。站内建（构）筑物应包括综合楼、升压站、门卫室等建筑物及其地基与基础。

6.4.1.2 站区大门位置、朝向应满足进站道路及设备运输需要。站区围墙应规整，避免过多凸凹尖角，大门两侧围墙应尽可能为直线。

6.4.1.3 设备基础应严格控制基础外露高度、尺寸与上部设备的匹配统一，混凝土基础表面应一次压光成型，不应进行二次抹灰。

6.4.1.4 主体结构应符合 GB 50300 及 GB 50204 中的相关规定。

6.4.2 地面光伏电站道路工程

6.4.2.1 道路应按照运输道路与巡检人行道路等不同的等级进行施工。

6.4.2.2 雨水井口应按设计要求施工，如设计文件未明确时，现场施工应与场地标高协调一致；一般宜低于场地 20 mm~50 mm，雨水口周围的局部场地坡度宜控制在 1%~3%；施工时应在集水口周围采取滤水措施。

6.4.2.3 电缆沟的施工除符合设计图纸要求外，尚应符合以下要求：

- a) 在电缆沟道至上部控制屏部分及电缆竖井采用防火胶泥封堵；
- b) 电缆沟道在建筑物入口处设置防火隔断或防火门；
- c) 电缆沟每隔 60 m 及电缆支沟与主沟道的连接处均设置一道防火隔断，并且在防火隔断两侧电缆上涂刷不少于 1.0 m 长的防火涂料；
- d) 电缆沟沟底设半圆形排水槽、阶梯式排水坡和集水井。

6.4.3 消防系统

消防系统施工应符合 GB 50794—2012 中第 7 章的相关规定。

6.4.4 安防监控系统

安防监控系统的施工应符合 GB 50348 和 GA/T 367 中的相关规定。

6.5 施工环境保护和水土保持

施工环境保护和水土保持应符合 GB 50794—2012 中第 8 章的相关规定。

6.6 施工安全与职业健康

施工安全和职业健康管理应符合 GB 50794—2012 中第 9 章的相关规定。

附录 A
(资料性附录)
发电量计算

A.1 光伏电站发电量

光伏电站发电量可按下式计算：

$$E_p = H_o \times P_{AZ} \times K \dots\dots\dots (A.1)$$

式中：

- E_p ——光伏电站发电量 (kWh)；
- H_o ——水平面太阳能总辐照量 (kWh/m^2)，与气象标准观测数据一致；
- P_{AZ} ——光伏组件安装容量 (kWp)；
- K ——综合效率系数，根据当前气象条件和设备选型由A.2条确定，一般可取0.7左右。

A.2 光伏发电综合效率系数

光伏发电综合效率系数 K 是考虑了各种因素影响后的修正系数，是以下各修正系数 ($K_1 \sim K_{10}$) 的乘积：

- a) 光伏方阵的安装倾角与方位角修正系数 K_1 ：将水平面太阳能总辐射量转换到光伏方阵表面上的折算系数，根据组件的安装方式，结合站址所在地太阳能资源数据及纬度、经度进行计算。对广州地区，安装倾角与朝向修正系数可按表 A.1 确定，广东其他地区可参考该值予以修正；
- b) 光伏组件类型修正系数 K_2 ：考虑光伏组件的转换效率在不同光照强度、波长时会不同，该修正系数应根据组件类型和厂家参数确定，一般晶硅组件可取 1.0；
- c) 光伏组件衰减修正系数 K_3 ：光伏组件的衰减可按年衰减 0.8% 计算，也可按 25 年光伏组件平均衰减 10% 计算；
- d) 光伏组件温度修正系数 K_4 ：根据光伏组件的温度系数和当地平均气温决定；
- e) 光伏组件表面污染修正系数 K_5 ：光伏组件表面由于灰尘或其他污垢蒙蔽而产生的遮光影响，其取值与环境的清洁度和组件的清洗方案有关，一般可取 90%；
- f) 光照利用率 K_6 ：由于障碍物对投射到组件表面光照的遮挡及光伏方阵各阵列之间的互相遮挡修正系数。光照利用率取值范围小于等于 1.0；
- g) 逆变器平均效率 K_7 ：逆变器平均效率是逆变器将输入的直流电能转换成交流电能不同功率段下的加权平均效率，可由逆变器厂商的数据确定。一般可取 94%；
- h) 集电线路损耗修正系数 K_8 ：由于光伏方阵至逆变器之间的直流电缆损耗、逆变器至计量点的交流电缆损耗，一般可取 95%；
- i) 升压变压器损耗修正系数 K_9 ：一般可取 98%；
- j) 光伏发电系统可用率 K_{10} ：排除由于光伏系统检修和维护而导致的光伏系统停机的日照时数与总日照时数之比，一般可取 99%。

表 A.1 光伏方阵安装倾角与朝向修正系数（广州地区）

水平倾角	方位角（朝向）						
	180°	165°/195°	150°/210°	135°/225°	120°/240°	105°/255°	90°/270°
0°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
17°	1.020	1.018	1.014	1.008	1.000	0.992	0.981
20°	0.997	1.015	1.010	1.002	0.992	0.980	0.965
30°	1.000	0.996	0.991	0.978	0.962	0.949	0.926
45°	0.945	0.938	0.924	0.912	0.892	0.878	0.845
60°	0.847	0.844	0.832	0.820	0.798	0.780	0.745
75°	0.726	0.724	0.716	0.700	0.684	0.664	0.645
90°	0.597	0.596	0.594	0.581	0.571	0.555	0.535

注：方位角正北朝向为 0°。

广东省地方标准
太阳能光伏电站设计与施工规范
DB44/T 1508—2014

*

广东省标准化研究院组织印刷
广州市海珠区南田路 563 号 1104 室
邮政编码：510220
网址：www.bz360.org
电话：020-84250337
南方医科大学广州广卫印刷厂