

DB

安徽省地方标准

J12706-2023

DB34 / T 5006-2023

太阳能光伏与建筑一体化技术规程

Technical specification for building integrated
solar photovoltaic

2023-03-01 发布

2023-09-01 实施

安徽省市场监督管理局 发布

安徽省地方标准

太阳能光伏与建筑一体化技术规程

Technical specification for building integrated
solar photovoltaic

DB34/T 5006—2023

主编部门：安徽省住房和城乡建设厅

批准部门：安徽省市场监督管理局

施行日期：2023年09月01日

2023 合 肥

安徽省市场监督管理局 公 告

第 2 号

安徽省市场监督管理局关于批准发布 “可交互空中成像技术规范”等 103 项地方标准的公告

安徽省市场监督管理局依法批准“可交互空中成像技术规范”等 103 项安徽省地方标准,现予以公布。

安徽省市场监督管理局

2023 年 3 月 1 日

安徽省地方标准清单

序号	地方标准 编 号	标准名称	代 替 标准号	批准日期	实施日期
1	DB34/T 1800-2023	地源热泵系统工程技 术规程	DB34/ 1800-2012	2023-03-01	2023-09-01
2	DB34/T 5006-2023	太阳能光伏与建筑一 体化技术规程	DB34/ 5006-2014	2023-03-01	2023-09-01
3	DB34/T 4385-2023	城市地下工程周边环 境风险评估规范		2023-03-01	2023-09-01
4	DB34/T 4386-2023	园区及建筑智慧运维 技术标准		2023-03-01	2023-09-01
5	DB34/T 4387-2023	装配式建筑工程项目 管理规程		2023-03-01	2023-09-01
6	DB34/T 4388-2023	花境营造技术导则		2023-03-01	2023-09-01
7	DB34/T 4389-2023	城市轨道交通结构安 全保护技术规程		2023-03-01	2023-09-01
8	DB34/T 4390-2023	物业管理区域安全管 理规范		2023-03-01	2023-09-01
9	DB34/T 4391-2023	中小学校园智慧化设 计标准		2023-03-01	2023-09-01

前 言

根据安徽省市场监督管理局关于下达《城市再生水管网工程技术标准》等 66 项地方标准计划的通知(皖市监函〔2021〕225 号)的要求,编制组经深入调查研究,认真总结实践经验,参考国内外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,修订本规程。

本规程共分 10 章和 6 个附录,主要内容包括:1. 总则;2. 术语;3. 基本规定;4. 光伏发电系统设备和材料;5. 光伏发电系统与建筑一体化设计;6. 光伏发电系统设计;7. 安装与调试;8. 质量验收;9. 环保、安全、卫生、消防;10. 运行维护与能效评估。

本规程是对安徽省《太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34/5006—2014 的修订。

本次修订内容主要包括:

1. 调整了部分术语;
2. 增加了第 4 章“光伏发电系统设备与材料”;
3. 第 5 章“光伏发电系统与建筑一体化设计”一章中增加了金属屋面、架空构架层、光伏瓦、薄膜光伏组件等应用形式;
4. 第 6 章“光伏发电系统设计”一章中增加了“电气安全设计”、“智能控制与监测设计”的内容;
5. 第 8 章“质量验收”一章中增加了“检测与监测”的内容;
6. 第 10 章“运行维护与能效评估”一章中增加了“能效评估”的内容;
7. 对保留的各章所涉及的主要技术内容进行了补充、完善和必要的修改。

本规程由安徽省住房和城乡建设厅归口管理,由安徽省建筑设计研究总院股份有限公司负责技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送安徽省建筑设计研究总院股份有

限公司(地址:合肥市经济技术开发区繁华大道 7699 号,邮政编码 230092,电子邮箱:54969663@qq.com)。

主 编 单 位:安徽省建筑设计研究总院股份有限公司
安徽省建筑节能与科技协会
合肥市绿色建筑与勘察设计协会
中建材玻璃新材料研究院集团有限公司
宣城开盛新能源科技有限公司

参 编 单 位:合肥工业大学
安徽建筑大学
煤炭工业合肥设计研究院有限责任公司
安徽三建工程有限公司
中国建筑一局(集团)有限公司
成都中建材光电材料有限公司
凯盛光伏材料有限公司
固德威电源科技(广德)有限公司
隆基绿能科技股份有限公司
安徽格润绿色建筑科技有限公司
阳光新能源开发股份有限公司
安徽众锐质量检测有限公司
汉瓦技术有限公司
科大国创软件股份有限公司
泗县汉能诚信电气工程有限公司
安徽天柱绿色能源科技有限公司
安徽德诺科技股份公司
东方日升绿电(浙江)建材有限公司
安徽金鹏建设集团股份有限公司
苏州柯利达装饰股份有限公司
安徽德淳新材料科技有限公司
佳天下建设集团有限公司
合肥澳达环境艺术设计工程有限公司

主要编写人员:	姚茂举	刘朝永	鲁长权	王东红	许 康
	何 伟	甄茂盛	张晓安	关朝江	郭 峥
	陆 黎	韦章绍	叶长青	余德超	马银峰
	连重炎	卜明立	瞿 春	夏远富	廉军建
	沈言章	笄良飞	朱明俊	任 禄	王 浩
	甄 诚	陈 锐	洪承禹	王昌华	刘 翼
	代小磊	王 川	郜红兵	陈 雷	张彦虎
	许 伟	苏 瑞	卢育发	金琳虎	苒 超
	管 翀	张 雷	胡家顺	郭 锐	闫金香
	王潇航	张爱萍			
主要审查人员:	冯士芬	潘少辰	胡泓一	王小向	梁德江
	郑燕燕	应毓海	刘 咏	胡寒梅	程晓敏
	李明跃				

目 次

1	总 则	1
2	术 语	2
3	基本规定	4
4	光伏发电系统设备和材料	6
4.1	一般规定	6
4.2	光伏组件	6
4.3	汇流箱、配电柜	7
4.4	逆变器	8
4.5	储能系统	10
4.6	材 料	11
5	光伏发电系统与建筑一体化设计	12
5.1	一般规定	12
5.2	规划设计	13
5.3	建筑设计	14
5.4	结构设计	27
6	光伏发电系统设计	30
6.1	一般规定	30
6.2	系统分类与选型	31
6.3	系统设计	31
6.4	电气安全设计	38
6.5	智能控制与监测设计	40
7	安装与调试	42
7.1	一般规定	42
7.2	基座施工	43
7.3	支架安装	45
7.4	光伏组件安装	46
7.5	汇流箱安装	48
7.6	逆变器安装	49

7.7	电气设备安装	50
7.8	电气二次系统安装	51
7.9	管线敷设	51
7.10	防雷与接地	52
7.11	设备和系统调试	53
8	质量验收	60
8.1	一般规定	60
8.2	基 座	63
8.3	支 架	64
8.4	光伏组件	66
8.5	电气系统	68
8.6	子分部工程验收	71
8.7	检测与监测	72
9	环保、安全、卫生、消防	74
9.1	一般规定	74
9.2	环保、安全、卫生	75
9.3	消 防	76
10	运行维护与能效评估	78
10.1	一般规定	78
10.2	运行维护	79
10.3	能效评估	84
附录 A	光伏建筑一体化设计流程	86
附录 B	安徽地区太阳能资源	87
附录 C	安徽地区光伏方阵安装倾角推荐取值范围表	88
附录 D	可能的总辐射日曝辐量	89
附录 E	光伏组件在不同安装方位角和安装倾角条件下的 修正因子	90
附录 F	施工质量验收表	93
	本规程用词说明	97
	引用标准名录	98
	条文说明	103

Contents

1	General provisions	1
2	Terms	2
3	Basic requirements	4
4	Equipment and material of photovoltaic power systems	6
4.1	General requirements	6
4.2	Photovoltaic module	6
4.3	Power distribution box	7
4.4	Inverter	8
4.5	Energy storage system	10
4.6	Materials	11
5	Design of building integrated photovoltaic power system	12
5.1	General requirements	12
5.2	Planning design	13
5.3	Architectural design	14
5.4	Structure design	27
6	Design of photovoltaic power systems	30
6.1	General requirements	30
6.2	System classification and selection	31
6.3	System design	31
6.4	Electrical safety design	38
6.5	Intelligent control and monitoring design	40
7	Installation and commissioning	42
7.1	General requirements	42
7.2	Base installation	43
7.3	Support installation	45

7.4	Photovoltaic module installation	46
7.5	Photovoltaic combiner box installation	48
7.6	Inverter installation	49
7.7	Electric equipment installation	50
7.8	Secondary electrical system installation	51
7.9	Embedding cables	51
7.10	Lightning protection and grounding	52
7.11	Equipment and system commissioning	53
8	Quality acceptance	60
8.1	General requirements	60
8.2	Base	63
8.3	Support	64
8.4	Photovoltaic module	66
8.5	Electrical system	68
8.6	Acceptance of divisional and subdivisional work	71
8.7	Detection and monitoring	72
9	Environment protection, labor safety, occupational health, firefighting	74
9.1	General requirements	74
9.2	Environment protection, labor safety, occupational health	75
9.3	Firefighting	76
10	Operation, maintenance and energy performance evaluation	78
10.1	General requirements	78
10.2	Operation and maintenance	79
10.3	Energy performance evaluation	84
Appendix A	Design procedure of building integrated photovoltaic	86
Appendix B	Solar resources in Anhui	87
Appendix C	Recommended value of installation angle for photovoltaic array installation in Anhui	88
Appendix D	Possible total daily radiation exposure	89
Appendix E	Correction factor of photovoltaic module for	

different orriantation and inclination	90
Appendix F Tables for construction quality acceptance	93
Explanation of wording in this specification	97
List of quoted standards	98
Explanation of provisions	103

1 总 则

1.0.1 为规范太阳能光伏发电系统与建筑一体化的设计、施工、验收和运行维护,促进建筑领域绿色低碳发展,保证工程质量,做到安全可靠、技术先进、经济适用、环保美观,制定本规程。

1.0.2 本规程适用于安徽省新建、改建和扩建建筑光伏发电系统的设计、施工、验收和运行维护。

1.0.3 光伏发电系统与建筑一体化工程的设计、施工、验收和运行维护,除应符合本规程外,尚应符合国家和地方现行有关标准的规定。

1.0.4 光伏发电系统与建筑一体化工程建设所采用的技术方法和措施是否符合本规程要求由相关责任主体判定。其中,创新性的技术方法和措施,应进行专项论证并符合本规程中有关性能的要求。

2 术 语

2.0.1 光伏组件 photovoltaic PV module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的,最小不可分割的光伏电池组合装置。

2.0.2 晶硅光伏组件 crystalline silicon PV module

以单晶硅或多晶硅光伏电池为基本单元组合、封装的光伏组件称晶硅光伏组件。

2.0.3 薄膜光伏组件 thin film PV module

以铜铟镓硒、碲化镉、砷化镓、钙钛矿等薄膜太阳能电池组合、封装的光伏组件称薄膜光伏组件。

2.0.4 光伏发电系统 PV power system

利用太阳能电池的光生伏特效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

2.0.5 独立光伏发电系统 stand-alone PV power system

不与公用电网连接的光伏发电系统,也称为离网光伏发电系统。系统一般由光伏组件、储能蓄电池、控制器和离网逆变器组成。

2.0.6 并网光伏发电系统 grid-connected PV power system

与公用电网连接的光伏发电系统。系统一般由光伏阵列、逆变器和电网接入设备组成,高压接入需有升压装置。

2.0.7 汇流箱 combiner box

在光伏发电系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

2.0.8 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵的直流电流变换为符合电网要求的交流电流的装置。

2.0.9 光伏发电系统与建筑一体化 building integrated pho-

to voltaic PV power system

通过设计,将光伏发电系统与建筑有机结合,满足建筑安全、功能、美观等要求。

2.0.10 热斑效应 hot spot effect

光伏电池因被遮蔽而成为其它光伏电池的负载,导致发热的现象。

2.0.11 快速关断装置 rapid shutdown device

能够在紧急状态下快速将光伏组件之间、光伏组件与逆变器、逆变器与并网点之间的电气连接断开,紧急关闭建筑光伏发电系统的装置。

2.0.12 光伏构件 PV components

经过模块化预制,具备光伏发电功能的建筑材料或构件,包括建材型光伏构件(如光伏瓦、光伏墙板、光伏砖等)和普通型光伏构件。

3 基本规定

3.0.1 设置建筑光伏发电系统的建设项目可行性研究报告、建设方案和初步设计文件应包含建筑光伏利用分析报告。施工图设计文件应明确建筑光伏发电系统运营管理的技术要求。

3.0.2 新建建筑群及建筑的总体规划应为建筑光伏利用创造条件。

3.0.3 建筑光伏发电系统规模和形式应结合太阳能资源、建筑条件、用电需求、电气接入条件等因素确定,宜为直流供电、柔性供电预留条件。

3.0.4 建筑光伏设计时应根据适用条件和投资规模确定光伏发电系统可提供的用能比例、系统费效比,并应根据项目特点和当地资源条件进行适宜性分析,合理选用晶硅或薄膜光伏组件。

3.0.5 建筑光伏发电系统设计,应根据项目所在地长期观测记录的气象参数对当地太阳辐射资源进行分析,并分析周围环境对太阳辐射和建筑光伏发电系统运行的影响。

3.0.6 建筑物上设置或增设、改造光伏发电系统,应进行日照分析,不得降低该建筑及相邻建筑的日照标准。

3.0.7 建筑光伏发电系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。

3.0.8 应用光伏发电系统的建筑,在土建施工阶段,应按光伏发电系统与建筑一体化设计施工图要求预留、预埋相关构件,不应影响建筑物的使用功能,且应满足建筑性能和技术要求。

3.0.9 光伏组件设计使用寿命应高于 25 年,系统中多晶硅、单晶硅、薄膜电池组件自系统运行之日起,一年内的衰减率应分别低于 2.5%、3%、5%,之后每年衰减应低于 0.7%、0.7%、0.4%。

3.0.10 建筑光伏发电系统设计应进行专项设计,并给出系统

装机容量和年发电总量。

3.0.11 新建、改建和扩建的建筑光伏发电系统应与主体建筑同步规划、设计、施工和验收。

3.0.12 既有建筑增设或改造光伏发电系统,应对建筑结构的可靠性和电气的安全性进行复核,不得影响建筑原有的使用功能、安全及消防性能。

4 光伏发电系统设备和材料

4.1 一般规定

4.1.1 光伏发电系统设备和材料应符合建筑安全规定,作为建筑材料或构件时应满足建筑功能需求。

4.1.2 光伏发电系统设备和材料的选取应与建筑物外观和使用功能相协调。

4.1.3 光伏发电系统设备和构件应符合在运输、安装和使用过程中的强度、刚度以及稳定性规定。

4.2 光伏组件

4.2.1 光伏组件按不同分类方式可选用下列类型:

1 根据与建筑结合方式可选用常规光伏组件和光伏构件;

2 根据光伏电池的类型与使用功能要求可选用晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件及其他类型的光伏组件。

4.2.2 晶体硅光伏组件应符合现行国家标准《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 9535 的有关规定,薄膜光伏组件应符合现行国家标准《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 18911 的有关规定。

4.2.3 光伏组件及光伏构件的安全性能应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1 和行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的有关规定。

4.2.4 光伏构件在不同应用场景使用时应符合相关标准的规定,并应符合下列规定:

1 光伏构件用做建筑玻璃幕墙、护栏等材料时,其质量应

符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 及《建筑用玻璃与金属护栏》JGJ/T 342 的有关规定；

2 光伏构件作为采光顶、遮阳棚、雨棚等材料时，其质量应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定；

3 光伏构件作为建筑物外饰材料时，其色彩均匀性应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的有关规定；

4 光伏夹层玻璃应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551 的有关规定，光伏中空玻璃应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759 的有关规定。

4.2.5 光伏发电系统中多晶硅、单晶硅、薄膜电池光伏组件的初始效率应符合现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857 的规定，且不应低于 17%、17.8%、12%。

4.2.6 光伏采光顶、透光光伏幕墙、非透光光伏幕墙、光伏窗、光伏遮阳等采用的光伏组件的寿命不应低于建筑围护结构的寿命。

4.2.7 光伏构件的支撑材料和附加零部件性能应与光伏构件使用寿命相匹配。

4.2.8 光伏组件的燃烧性能不应低于所在建筑物部位要求的材料燃烧性能。

4.3 汇流箱、配电柜

4.3.1 汇流箱的性能应符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的有关规定。

4.3.2 汇流箱及配电柜的选择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。

4.3.3 汇流箱输入回路应具有防反功能并设置防逆流措施。

4.3.4 汇流箱壳体宜采用金属材料,汇流箱内所有连接电缆、接线端子、绝缘材料及其他非金属材料等宜采用阻燃性材料。

4.3.5 直流配电柜输出回路正极、负极均应设置防雷保护装置,技术性能应符合现行国家标准《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512 和现行行业标准《光伏电站防雷技术规程》DL/T 1364 的有关规定。

4.3.6 汇流箱和配电柜不得存在影响使用的变形、锈蚀、漏水、积灰,箱体外表面的安全警示标识应完整、无破损。

4.4 逆变器

4.4.1 并网型逆变器的性能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 及现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004 的有关规定。

4.4.2 离网型逆变器除应符合现行国家标准《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第1部分:技术条件》GB/T 20321.1 的有关规定外,还应符合下列规定:

1 当逆变器具备充放电控制功能时,还应符合充放电控制器的有关规定;

2 当逆变器允许市电输入,与光伏发电系统互补供电时,直流经逆变成交流后的系统供电和市电供电的切换过程不应影响交流电气负载的使用。

4.4.3 逆变器在正常输入、输出工作电压范围内工作时,逆变器能够连续输出的电流不得超过标称最大连续输出电流的110%。此时,过流保护装置和过温保护装置不应动作。

4.4.4 逆变器最大功率点跟踪(MPPT)效率应考虑静态效率与动态效率,静态效率应不低于99.9%,动态效率应不低于99%。

4.4.5 并网逆变器的最大转换效率和平均加权总效率应符合现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004 的规定,且不应低于表 4.4.5 中要求:

表 4.4.5 并网逆变器的最大转换效率和
平均加权总效率限值

功率 P (kW)	三 相				单 相			
	非隔离型		隔离型		非隔离型		隔离型	
	最大转换效率	平均加权总效率	最大转换效率	平均加权总效率	最大转换效率	平均加权总效率	最大转换效率	平均加权总效率
$P \leq 8$	96.5%	96%	94.5%	94%	96.5%	96%	94.5%	94%
$8 < P \leq 20$	97.5%	97%	95.5%	95%	—	—	—	—
$P > 20$	98.5%	98%	96.5%	96%	—	—	—	—

4.4.6 逆变器正常运行条件下,当逆变器输出有功功率大于其额定功率的 50%时,功率因数应不小于 0.98(超前或滞后),输出有功功率在 20%~50%之间时,功率因数应不小于 0.95(超前或滞后)。

4.4.7 逆变器应具有并网保护装置及电弧检测功能,应与电力系统的电压等级、相数、相位、频率及接线方式一致,并应与电网的保护相协调。

4.4.8 逆变器外壳防护等级应符合现行国家标准《外壳防护等级(IP 代码)》GB/T 4208 的有关规定,室内型不应低于 IP20,室外型不应低于 IP65。

4.4.9 并网光伏发电系统使用薄膜光伏组件且需要做负极接地时,逆变器交流侧与电网间应设置隔离变压器。无隔离变压器的逆变器应具备直流检测及直流接地检测功能。

4.4.10 通过 10kV~35kV 电压等级接入电网的光伏发电系统,宜具备根据并网点电压水平调节无功输出参与电网电压调节的能力。

4.4.11 直流电压高于 600V 的光伏发电系统,宜采用具备电势诱导衰减(PID)修复的逆变器或电势诱导衰减(PID)抑制系统方案。外置系统的工作损耗应小于 100W。

4.5 储能系统

4.5.1 光伏发电储能系统宜采用电化学等安全储能方式,不得使用易燃易爆产品。电化学储能系统性能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 及《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T 34131 的有关规定。

4.5.2 电化学储能系统宜采用分层安装,多层叠放,同一层上的单体间宜采用有绝缘护套的铜排连接,不同层间宜采用电缆连接。蓄电池组安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172 的有关规定。

4.5.3 储能系统电池管理系统(BMS 系统)应具有下列功能:

- 1 实时在线监测功能;
 - 2 对每个单体电池的电压、电池组总电压、充/放电电流、电芯温度、板卡温度和环境温度的检测功能;
 - 3 温度监测、超温报警和保护功能;
 - 4 电池系统容量、充(放)电能量统计以及对计算数值的掉电保存功能;
 - 5 均衡功能,并应采用高能效的均衡方式;
 - 6 完善的热管理系统,应及时对故障部件进行隔离,故障模组应具备自动旁路功能;
 - 7 2 簇及以上电池直流端并联的储能电池系统,应具备簇间防环流控制功能;
 - 8 外接电源的正负极性与电池管理系统(BMS)的供电电源极性接反时,电池管理系统(BMS)不应损坏且应报警并进入切断保护状态;
 - 9 电池组输出端正负极发生直接短路时,应瞬间切断电路并报警,电池管理系统(BMS)和电芯不应损坏。
- 4.5.4** 储能电池系统内电芯应优先选择安全经济的电池模组,并应具有电池安全预警功能。

4.6 材 料

4.6.1 系统用铝合金及钢材应符合国家及地方现行标准的有关规定。

4.6.2 系统用硅酮胶及密封材料应符合国家及地方现行标准的有关规定。

4.6.3 光伏发电系统应使用阻燃电缆,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 的有关规定。

4.6.4 光伏组件连接电缆的电连接器应符合下列规定:

1 应采用符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1 规定的电连接器;

2 用于室外的电连接器防护等级不应低于 IP67;

3 应采用相同厂商的同类型的公母头相互连接;

4 不应采用用于连接家用设备和交流低压电源的插头和插座。

4.6.5 光伏发电系统用其他材料应符合下列规定:

1 除不锈钢外,系统中使用的不同金属材料的接触部位应设置绝缘垫片或采取其他防腐蚀措施;

2 连接件、紧固件、组合配件宜选用不锈钢或铝合金材质;

3 光伏支架宜选用标准化构件,其强度、刚度、稳定性应符合相关标准的规定;

4 电缆桥架和电缆保护管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 的有关规定。

5 光伏发电系统与建筑一体化设计

5.1 一般规定

5.1.1 光伏发电系统与建筑一体化设计应贯穿从方案设计到施工图设计的全过程。光伏发电系统设计应由建筑、电气专业组织,光伏专业公司及结构等专业配合完成。

5.1.2 规划和建筑设计应为光伏发电系统的最大化合理应用创造条件。光伏组件类型、色泽的选择和安装位置应结合建筑功能、建筑外观、日照条件以及周围环境条件确定,并应使之成为建筑的有机组成部分。

5.1.3 光伏组件安装在建筑屋面、墙面、架空层、露台、阳台等部位或作为建筑屋面、墙面、阳台栏板、雨篷和遮阳板等建筑构件使用时,功能和性能应满足建筑设计的要求,不应影响建筑消防设施的安全运行及建筑的防水和保温性能,应有防过热、防冰雪、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀及安全防护等技术措施;外形应与建筑协调统一,不应将管线裸露在立面外部。

5.1.4 既有建筑上增设或改造光伏发电系统时,应满足建筑的采光、通风、节能和安全、疏散等要求,以及光伏组件所在建筑部位的结构、防火、防水、防雷等技术要求。

5.1.5 既有建筑增设或改造光伏发电系统时,光伏组件应采用可靠的构造方式与建筑连接;屋面上增设光伏发电系统及与主体结构连接的混凝土基座时,应经结构专业复核,其防水、保温构造应符合现行国家标准《屋面工程设计规范》GB 50345 的规定。

5.1.6 既有建筑增设或改造光伏发电系统时,管线宜利用原有管井和路由进行敷设,并做好穿越屋面及墙体部位的防水及防火处理。必须开洞时,应保证原结构安全,并做好防水层、保

温层等部位的修复。

5.1.7 建筑设计应根据光伏组件的类型、安装位置和安装方式为光伏组件的安装、运行和维护等提供必要的技术条件和操作空间。

5.1.8 光伏组件支架应与建筑主体钢筋混凝土或钢构件连接牢固,且应在相应连接部位预设连接构件。当采用后加锚栓连接时,应符合现行国家标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的有关规定。

5.1.9 光伏组件的支架、构件及预埋件的设计寿命不应低于光伏组件的使用寿命。

5.1.10 光伏方阵宜配置清洗设备,并就近预留用于清洁的给水点。

5.1.11 应根据建筑一体化设计要求合理选用平面硬质光伏建材或柔性光伏建材。宜根据建筑朝向,合理设计平面硬质光伏建材的倾角和方位角;宜根据建筑的外观要求,合理设计柔性薄膜光伏建材的倾角和方位角。

5.1.12 光伏发电系统应用在轻钢装配建筑时应充分考虑屋面、墙面的连接方式。

5.1.13 建筑上设置光伏发电系统时不应降低建筑自身和相邻建筑的日照标准。

5.2 规划设计

5.2.1 规划设计应根据建设地点的地理位置、气候特征、环境要求及日照条件,确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境,通过日照分析,为光伏发电系统的应用预留设计条件。

5.2.2 安装光伏发电系统的建筑主要朝向不为南向时,光伏组件宜按最佳朝向布置,建筑设计宜为其提供条件。

5.2.3 光伏发电系统应与建筑的体型和空间组合有机结合,避免建筑自身及构件、周围设施和绿化植物对光伏组件造成日照遮挡,影响发电效率,并依据日照分析结果进行合理布置,不

宜对晶硅光伏组件形成热斑效应。

5.2.4 光伏方阵的布置应避免对周边环境和建筑形成光污染,对可能产生的影响应采取相应的措施。

5.3 建筑设计

5.3.1 应在方案设计阶段结合建筑特点合理确定光伏发电系统各组成部分在建筑中的安装位置,光伏组件不应影响该部位的建筑功能,并应满足消防疏散等安全性要求。

5.3.2 根据建筑物功能要求及造型特点,光伏组件可设置于建筑物的屋面、露台、阳台、外墙面及其它部位,或成为建筑物的外围护结构或构件,且应排列整齐、规则有序,与建筑的使用功能相结合,并与建筑造型协调统一。

5.3.3 光伏发电系统各组成部分不应影响所在部位的建筑防水、排水等功能要求,不应产生破坏保温层、防水层和局部积水、渗漏等情况,并便于维修。

5.3.4 建筑设计应为光伏发电系统提供安全的安装和维护条件,并应有防止施工人员和光伏组件坠落的安全措施。

5.3.5 光伏组件应避开厨房排油烟口、排风道、排烟道、通风管、空调系统等设施布置。

5.3.6 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

5.3.7 光伏组件的设计、安装宜采取通风构造措施,保证光伏组件背板温度不高于组件允许的最高工作温度,并避免光伏组件发电时产生的热量对室内产生不利影响,同时不应影响周边设备的安装、维护和通风、散热等要求。

5.3.8 设置在建筑屋面、露台的光伏组件应有与人员活动场地有效隔离的措施,并预留搬运、安装、检修和维护通道。

5.3.9 设置于建筑物内部的光伏发电系统管线应与建筑物其它管线综合设计、统筹安排,便于安装、检修、维护及管理。

5.3.10 建筑设计应标明光伏发电系统主要部件的安装位置、基座定位和构造做法,并满足系统安装及检修的技术要求。

5.3.11 光伏发电系统管线穿越墙面处应预设防水套管,防水套管与墙面交接处应进行可靠的防水密封处理,系统管线不得裸露;穿屋面处应预设管井,应在保温隔热层和防水层施工前施工完毕,并应对其做防水密封处理。

5.3.12 构成建筑围护结构的光伏组件应与建筑整体有机结合,并应满足建筑防护、保温、节能、防火、防水、防雷和防漏电及结构安全等技术要求。

5.3.13 采用螺栓连接的光伏组件,应采用防松、防滑措施;采用挂接、插接连接的光伏组件,应采用防脱、防滑措施。

5.3.14 光伏幕墙或墙面采用光伏组件作为装饰或功能构件时,应设置裙房、防坠落安全挑檐或安全缓冲保护带。

5.3.15 光伏幕墙采用光伏夹层玻璃、中空玻璃、真空玻璃时应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759、《光伏真空玻璃》GB/T 34337 的规定。

5.3.16 由光伏组件构成的幕墙、采光顶、雨蓬及屋面面层等光伏构件,应满足建筑相应部位的热工性能、刚度、强度、采光、防雷等要求及防水、排水功能要求。

5.3.17 构成建筑围护结构的光伏幕墙和光伏采光顶的技术性能应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759 和现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113、《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的相关规定,并应满足建筑节能要求。

5.3.18 光伏组件直接构成建筑屋面面层时,基层应满足防水等级和国家及地方现行相关标准的要求;直接作为屋顶围护结构使用时,其材料和构造做法应满足防水等级和国家及地方现行相关标准的要求。

5.3.19 光伏发电系统与建筑屋顶一体化设计,宜符合下列要求:

- 1 平屋顶和坡屋顶建筑上,可采用晶硅、薄膜光伏发电板

或光伏瓦等种类的产品,并将其作为建筑造型和构造的一部分,或将光伏发电系统作为建筑的功能部件。产品选型、布置方式、设备安装等宜与建筑的功能、造型、色彩、风格、质感等相协调,形成整体视觉效果;

2 平屋顶建筑上设计光伏发电系统,可采用直接布置在刚性屋面上、架空设置或屋顶架空构架层上的布置方式,并应留出足够的疏散屋面面积;

3 光伏组件架空设置在平屋面上时,不应超过女儿墙高度,确有困难时,应加高女儿墙或采取与立面造型风格协调的装饰构件进行遮挡;设置在屋顶架空构架层上时,不应超过构架层最高水平线;既有建筑采用平改坡改造方式时,应采用顺坡方式设置光伏发电系统;

4 光伏组件设置在坡屋顶上时,应与屋面等坡、平齐,并与其他朝向的屋面面层材料协调统一;

5 应避免女儿墙或其他相邻凸出物遮挡晶硅光伏方阵,南向布置的光伏组件应满足冬至日不小于 3 小时日照时数的要求;薄膜光伏方阵可适当放宽限制。晶硅光伏方阵与女儿墙或其他凸出物的间距可参照本规程第 5.3.20 条第 3 款的公式计算;

6 金属屋面安装光伏发电系统,宜采用与光伏组件模数协调的压型钢板,并应满足荷载要求、构造安全性及屋面防水、排水要求;既有建筑金属屋面上安装光伏发电系统,除应对主体结构进行安全复核外,应对屋面防水进行整体维修,供安装使用的搬运通道应铺设屋面保护材料;

7 当屋面上同时设置太阳能热水系统时,光伏和光热系统应独立成组布置,宜保持色彩和模数协调,并利用搬运、安装、检修和维护通道保持间距;

8 当屋面设有绿化时,宜有收集架空设置的光伏组件、集热器上的雨水用于绿化浇灌的措施。

5.3.20 平屋面上安装光伏组件宜采用倾斜或平铺布置方式,

并符合下列规定：

1 设置晶硅光伏发电系统的建筑平屋面南向和南偏东、南偏西方向不应设置遮挡光伏方阵日照的装饰性构筑物；突出屋面的烟囱、楼电梯间、设备间、消防水箱、通信设施等建筑突出物和构筑物宜靠北设置，为光伏发电系统的安装提供良好的场地条件和日照条件；采用薄膜光伏发电系统的建筑平屋面日照遮挡条件可适当放宽；

2 采用南向倾斜布置方式的光伏组件宜按本规程附录 C 的倾角推荐值进行设计；

3 采用南向倾斜布置方式的光伏方阵应满足组件之间冬至日不小于 3 小时日照时数的要求。应避免女儿墙或其他相邻遮光物的遮挡及光伏组件之间相互遮挡，薄膜光伏方阵可适当放宽限制。晶硅光伏组件与女儿墙或其他相邻遮光物的间距及前后排光伏组件间距可按下列公式计算（参见图 5.3.20—1、图 5.3.20—2）：

$$D = h \times \cot \alpha \times \cos \beta \quad (5.3.20-1)$$

$$d = H \times \cot \alpha \times \cos \beta \quad (5.3.20-2)$$

$$a = H \times \cot \alpha \times \sin \beta \quad (5.3.20-3)$$

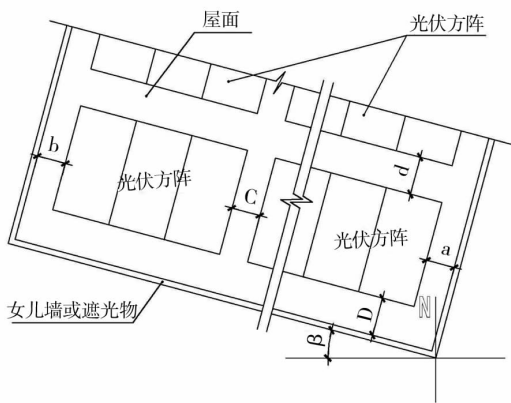


图 5.3.20—1 平屋面光伏方阵布置示意图

（注：适用于倾斜布置的光伏方阵，平铺光伏方阵可参考设置）

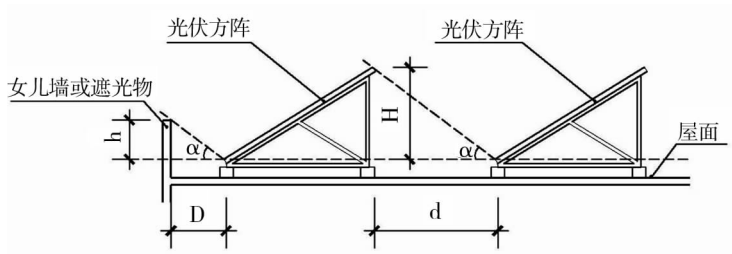


图 5.3.20—2 倾斜布置的平屋面光伏方阵布置剖面示意图

其中： D ——光伏组件与女儿墙或遮光物之间的最小距离(mm)；

a 、 b ——光伏组件与女儿墙或遮光物侧面之间的最小距离(mm)；

c ——光伏方阵并向排列时的最小距离(mm)，可作为搬运、安装、检修和维护通道使用；

d ——光伏组件前后排之间的最小距离(mm)；

H ——遮光物最高点与光伏组件最低点间的垂直距离(mm)；

h ——女儿墙或遮光物最高点与光伏组件最低点间的垂直距离(mm)；

α ——冬至日高度角($^{\circ}$)；

β ——建筑物女儿墙或遮光物与正东、正西向之间的偏转夹角($^{\circ}$)。

注：1 D 按计算确定，宜 $\geq 600\text{mm}$ ；

2 a 、 b 按计算确定，确保 9：00 至 15：00 之间不应光伏方阵产生日照遮挡，且宜 $\geq 600\text{mm}$ ；

3 c 宜 $\geq 600\text{mm}$ ；当 a 或 b 满足要求时，倾斜安装的光伏方阵中间可不设该通道，也可根据光伏组件长度确定是否设置；

4 平屋面 d 按计算确定，且宜 $\geq 600\text{mm}$ ；

5 当建筑物为正南向时， $\beta=0^{\circ}$ ；

6 当 $\beta\geq 30^{\circ}$ (建筑偏东或偏西) 时，倾角设置的光伏组件宜按正南向布置。

4 采用平铺方式布置光伏组件时，可采用水平架空安装

的方式,光伏支架应与屋面主体结构牢固连接,基座处应有防水、防锈处理,并应保持保温层的完整性;也可采用将柔性或轻质光伏组件粘贴在与屋面刚性层牢固粘接的防水卷材等材料基层上的安装方式,并采取架空通风散热措施。光伏组件的排水坡度宜不小于1%,晶硅光伏组件宜采用无边框光伏组件;

5 采用倾斜布置方式时宜在光伏方阵横向设置宽度不小于0.6m的搬运、安装、检修和维护通道;除允许踩踏的光伏组件外,采用架空平铺方式时宜设置宽度不小于0.6m的搬运、安装、检修和维护通道;采用柔性或轻质光伏组件的平铺方式时光伏组件的搬运、安装、检修和维护通道应大于0.2m;

6 安装光伏发电系统的建筑平屋面宜设计为上人屋面;屋面为非刚性屋面面层时,光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏阵列之间的人行通道应铺设刚性屋面保护层;

7 在建筑平屋面上采用倾斜或架空平铺方式安装光伏组件时,支架与基座、基座与主体结构层应牢固连接,连接处应做防锈蚀处理,基座高度应预留屋面防水层和保温层的维修空间高度;

8 光伏组件基座应增设附加防水层,保温层、防水层应包至基座上部,并在地脚螺栓周围作防水密封处理,其构造应符合现行国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345的规定,或采用可与主体结构牢固连接的带附加防水层的基座预制构件;

9 人员活动场所设置光伏发电系统时,应结合建筑物造型通过架空或隔断等方式加以隔离,并设带电警告标识及相应的电气安全防护措施。儿童活动场所应有防攀爬、接触等可靠措施与光伏发电系统严格分离;

10 光伏方阵及线路不得影响有疏散要求的屋面消防疏散通道;

11 光伏发电系统管线出屋面管井,应符合防水设计构造要求;

12 宜设上屋面楼梯间,顶层无楼梯间的不上人屋面应预

留爬梯和不小于 700mm×1200mm 的人孔；

13 运维通道沿天井等临空面布置时应设置满足规范要求的护栏；

14 采用不可踩踏的平铺光伏组件时，应设有防止人员踩踏的警告标识和措施。

5.3.21 坡屋面上安装光伏组件宜采用平行屋面顺坡布置方式，并应符合下列规定：

1 安装光伏组件的坡屋面坡度宜符合本规程附录 C 的规定；

2 光伏组件宜选用与瓦屋面或金属屋面相协调的色彩；光伏组件下方应留有一定架空高度，并有通风、防水、排水构造措施；

3 光伏组件顺坡架空在坡屋面上时，光伏组件与屋面间应留有一定架空高度，其支架与屋面的结合处雨水排放应通畅，做好防水构造措施，并不得降低屋面整体的保温、隔热、防雷电、抗(台)风及抗震等功能；

4 光伏组件支架应与埋设在屋面板上的预埋件连接牢固，并应采取防水、防腐构造措施；

5 应根据屋面坡度和朝向选用合适的光伏组件类型，晶硅光伏组件应朝南、南偏东、南偏西设置，薄膜光伏组件可朝南、东、西设置。避免屋面中天窗、烟囱等凸出物遮挡晶硅光伏组件，排油烟的烟囱宜设置在光伏组件的下风向；

6 安装光伏组件的坡屋面形状应相对完整，且应满足光伏组件的面积要求；不宜在安装光伏组件的屋面设置天窗、烟囱、排气管等凸出物；

7 坡屋面上架空安装光伏组件时，檐口附近应设置平行于檐口、高度不低于 0.2m 的防护构件或防护网，且应做好防腐、防锈措施，檐口高度应满足平屋面卷材收头高度的要求；

8 坡屋面上设置天窗时，光伏组件的位置、尺寸和模数应与屋面天窗设计相协调；

9 坡屋面应设置用于光伏组件搬运、安装、检修和维护的独立上屋面通道。低层坡屋面建筑无上屋面通道时,应采用其它便于搬运、安装和检修、维护的方式。采用人孔时应预留不小于 700mm×1200mm 的洞口,并设置爬梯;

10 坡屋面宜采用可踩踏的光伏组件与水泥瓦等高强度材料或金属屋面相结合;

11 坡屋面屋脊上宜预留或结合建筑防雷设施设置施工安全绳锚固设施;

12 坡屋面主要材料寿命不应低于光伏组件的寿命。

5.3.22 光伏组件或光伏瓦作为屋面板构成坡屋面面层时,应符合下列规定:

1 光伏组件或光伏瓦宜与建筑坡屋面面层风格及色彩相协调,其性能应满足屋面的设计要求;

2 光伏组件或光伏瓦应模块化、标准化,宜符合模数的要求;

3 系统运行和昼夜温度变化时,屋面宜有防止因热胀冷缩而发生振动、声响的构造措施;

4 应有防止室内温度和湿度变化时屋面内侧结露滴水的构造措施;

5 应满足屋面的承重、保温、隔热和防水等要求,并符合现行国家标准《坡屋面工程技术规范》GB 50693 的有关规定。

5.3.23 坡屋面上安装光伏瓦等光伏组件时,应符合下列要求:

1 采用顺坡布置的光伏瓦与屋面瓦或金属瓦屋面相结合时,光伏瓦应与屋面平齐,色彩一致,并与挂瓦条或其他挂瓦构件牢固连接;

2 采用顺坡架空方式安装光伏组件时,可通过安装在下方平屋面的光伏支架或顺坡布置的金属支架固定光伏组件。光伏组件下方的平屋面应满足保温、防水和排水等性能的要求,光伏组件下方空间可布置不影响光伏组件发电效率的设备或人员活动空间,并保持安全距离;

3 采用纵向或横向布置的光伏瓦时应与屋面瓦或金属瓦

窄边宽度一致；

4 宜采用专用卡接件等方式固定光伏组件；

5 宜采用叠加光伏瓦的安装方式与屋面瓦保持外形一致，重叠宽度应与光伏瓦留白宽度一致，其构造应满足固定及防雨水渗入的要求；

6 宜利用专用卡接件、顺水条和挂瓦条形成光伏瓦下方通风对流散热通道；

7 顺水条、挂瓦条或其他挂瓦构件应满足光伏瓦荷载和抗风压的要求。

5.3.24 金属屋面上安装光伏组件时，应符合下列要求：

1 光伏组件直接安装在金属屋面上时，应与屋面主体结构牢固连接，并满足金属屋面荷载及保温、防水、排水等性能的要求；

2 宜采用与光伏组件模数协调的光伏专用压型金属板，预留光伏组件下方通风对流散热通道，便于安装和排水，并与屋面主体结构牢固连接；光伏专用压型金属板应采用直立锁边等构造方式；

3 采用光伏专用压型金属板屋面时，宜采用专用卡接件或专用胶固定光伏组件；

4 坡度较小的金属屋面安装晶硅光伏组件时，宜采用无积污隐患的光伏组件；

5 顺坡布置的光伏专用压型金属板屋面，无光伏组件搬运、安装和检修、维护的通道时应采用可踩踏的光伏组件；

6 既有建筑应进行结构复核，在原屋面满足增设光伏组件及配件荷载的前提下，可直接安装在原屋面上，并不应破坏原屋面的保温、防水和排水等性能；或采用在原金属屋面上安装光伏专用压型金属板的方式安装光伏组件，光伏专用金属屋面板应与主体结构牢固连接，并采用直立锁边等构造方式，安装后不应破坏原屋面的保温、防水和排水等性能；

7 应有上屋面及搬运、安装、检修和维护的专用通道。

5.3.25 光伏组件安装在屋顶架空构架层上时可采用倾斜或平铺布置方式,应符合下列规定:

1 采用倾斜布置方式的光伏组件宜按本规程附录 C 的倾角推荐值进行设计;

2 采用倾斜布置方式的光伏方阵应满足组件之间冬至日不小于 3 小时日照时数的要求;

3 采用倾斜和平铺布置方式的晶硅光伏方阵应避免女儿墙或其他相邻遮光物的遮挡,且应满足冬至日不小于 3 小时日照时数的要求;薄膜光伏方阵可适当放宽限制;

4 采用平铺布置方式的光伏方阵,除允许踩踏的光伏组件外,应设置相应的搬运、安装、检修和维护通道;

5 架空构架层采用无楼板的架空方式时,应按光伏组件的尺寸或组件间距要求预留与主体结构牢固连接的结构梁,光伏组件支架应与结构梁牢固连接。连接处均应做防锈蚀处理;倾斜布置的光伏组件应设置用于搬运、安装、检修和维护的通道,并应满足相应的荷载要求;

6 架空构架层采用有楼板的架空方式时,参照本规程第 5.3.20 条中平屋面设置光伏发电系统的相关要求设计;

7 光伏方阵下方为人员活动场所时应确保相应的净高,满足建筑功能要求,并不小于 2.4m;

8 光伏方阵下方为需通风散热的设备机组时,应确保设备四周开敞并满足散热需要的通道和净高要求;有通风散热要求的设备机组上方空间高度不够或无法改变通风散热方向时,不应在设备机组通风散热的风口上方布置光伏组件;设备机组通风散热要求不高的设备机组上方光伏组件可采用可通风的倾斜布置方式;

9 屋面宜设置架空构架层光伏组件安装和检修的爬梯;

10 架空构架层应预留光伏组件安装和检修的安全防护措施。

5.3.26 阳台或露台上安装光伏组件应符合下列要求:

1 安装在阳台或露台栏板上的光伏组件宜有适当的倾角,宜按最佳倾角设计;

2 安装在阳台或露台栏板上的光伏组件支架应与栏板结构上的预埋件牢固连接;

3 构成阳台或露台栏板的构件型光伏组件,应符合防护栏板的刚度、强度和高度及防攀爬要求,并满足电气安全要求;

4 阳台或露台上应预留设置光伏组件的专用位置,并不应影响建筑功能,或在外侧设置能支承光伏组件的钢筋混凝土挑板,并与挑板上预埋件牢固连接;

5 安装在阳台或露台上的光伏组件应采取防高温烫伤及防触电等安全防护隔离措施;

6 应为光伏组件的安装、更换和维护提供操作空间及有效的安全防护措施。

5.3.27 幕墙上安装光伏组件应符合下列要求:

1 光伏组件应根据建筑立面需要统筹设计,宜有良好的日照朝向;光伏组件表面色彩、质感应与幕墙整体协调统一;

2 光伏构件的光学和热学性能应符合现行国家标准《玻璃幕墙光热性能》GB/T 18091 的要求;

3 光伏玻璃幕墙的结构性能和防火性能应按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 执行;

4 光伏幕墙应有良好的日照朝向,应满足幕墙的整体物理性能要求,并依据节能计算要求和室内采光要求,可采用部分不透光光伏组件与薄膜等透光光伏组件或玻璃组合的方式,合理确定组合式幕墙的透光率和可开启扇位置,满足幕墙采光、遮阳和通风的要求,同时兼顾室内人员的视觉舒适性;

5 开启窗、消防救援窗及其相邻部位不应设置光伏组件;

6 用于有防自爆等安全要求的部位时,光伏组件封装用胶应采用 PVB 或 SGP、以及其它满足室外安全玻璃要求的夹胶片,胶片厚度应不小于 0.76mm;

7 应有便于安装、检修和维护的安全防护措施。

5.3.28 采光顶和倾斜玻璃幕墙上安装光伏组件作为维护结构时应符合下列要求：

1 应满足幕墙的整体物理性能要求、节能计算要求，以及刚度、强度、排水功能及防止坠落伤人的安全性能要求；

2 光伏构件的光学和热学性能应符合现行国家标准《玻璃幕墙光热性能》GB/T 18091 的要求；

3 应采用夹层玻璃或夹层中空玻璃，夹层玻璃应位于下侧，且夹层玻璃用玻璃原片厚度宜不小于 6mm；封装用胶应采用 PVB 或 SGP、以及其它满足室外安全玻璃要求的夹胶片，胶片厚度应不小于 0.76mm；

4 有采光要求的室内空间、连廊等光伏顶棚部位可采用部分不透光光伏组件与薄膜等透光光伏组件或玻璃组合的方式，合理确定光伏组件的透光率，除满足建筑采光的要求外，应兼顾室内视觉舒适性；

5 应有便于安装、检修和维护的安全防护措施。

5.3.29 墙面上安装光伏组件作为装饰及其他功能构件时应符合下列要求：

1 光伏组件宜根据光伏组件类型确定倾角和方位角；

2 光伏组件尺寸宜符合墙面装饰材料设计模数，并根据建筑立面需要统筹设计，与墙面整体协调统一；

3 光伏组件安装部位不应影响室内采光、通风要求；

4 光伏组件支架与主体结构应牢固连接，连接处应有防锈蚀和防水处理，并不应破坏墙体的保温构造和降低节能效果；

5 光伏组件管线应隐蔽，穿墙管线应预留防水套管，并做好防水密封处理；

6 应有便于安装、检修和维护的措施。

5.3.30 光伏组件作为遮阳板时，其强度、刚度、外观、使用安全和防护功能应满足建筑设计要求，并应与主体结构牢固连接。

5.3.31 安装光伏组件的雨篷、檐口、车棚应符合下列要求：

1 设置光伏组件的雨篷、檐口、车棚除应满足消防设计要

求和光伏组件的荷载外,还应对安装部位可能造成的变形、裂缝等不利因素采取必要的技术措施;

2 既有建筑雨篷、檐口、车棚上增设光伏组件时,应对原有结构进行复核,确保结构安全并保证排水通畅;

3 光伏组件作为雨篷、檐口、车棚构件时,应满足刚度、强度、防火、排水等功能要求,并应与主体结构牢固连接;

4 构成雨篷、车棚的光伏组件应采用夹层玻璃,封装用胶应采用 PVB 或 SGP、以及其它满足室外安全玻璃要求的夹胶,胶片厚度应不小于 0.76mm。

5.3.32 设置储能系统的场所设计应符合下列要求:

1 储能系统设备的布置应遵循安全、可靠、适用的原则,并预留分期扩建条件;

2 储能系统设备宜布置在室内;

3 室外布置的储能系统,应采用与当地环境相适应的防污、防尘、防湿热、防水、防寒、防雷等措施;

4 结构承载力应满足储能系统最大荷载要求,并应满足本规程第 5.4.13 条的要求;

5 应满足设备运输、安装、运行和检修、维护的要求;

6 采用电化学储能系统时,应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的相关技术规定。

5.3.33 设置储能系统的室外场所和电池室应符合下列规定:

1 应满足防酸、防水、排水、防潮和隔热的要求;

2 应满足采暖、通风、散热、采光的要求;

3 应有防火、防爆措施;

4 应有设备操作照明设施,并应至少有一套事故照明灯;

5 储能系统四周或一侧应设置维护通道,净宽应不小于 1200mm。

5.3.34 设置储能系统的电池室应满足现行国家标准《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024 及《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的相关技术要求,并符合下列规定:

- 1 室内应采用非燃性建筑材料；
- 2 室内顶棚宜设计为平顶，不应采用吊顶装饰做法；
- 3 应有开窗通风措施，保持室内通风顺畅，宜设置高窗或在屋顶设置天窗或排气孔等通风排气设施改善电池室上部空间的通风环境；不宜设置通风百叶窗；
- 4 无法满足通风要求时，应采用机械通风措施；
- 5 空调通风孔及取暖器的布置不应直接朝向蓄电池；
- 6 应有防止太阳光直接射入室内的措施；
- 7 不应跨越变形缝设置；
- 8 门、窗、洞口等部位应设置防雨雪、风沙、小动物进入的设施；
- 9 采用有酸性电解液且为非密闭结构电池时，地面应采用耐酸材料，墙面和顶棚宜涂耐酸漆；楼地面标高宜低于相邻房间和过道不小于 20mm，并应设置坡度不小于 0.5% 的排水坡度，通过耐酸的排水管排出并处理。采用有强碱性或其他腐蚀性电解液电池时，地面、墙面和顶棚应采取相应的防腐处理；
- 10 外围护结构应根据电池和室内其他设备的温度特性、通风和采暖要求采用相应的保温隔热层，并满足节能标准的要求；
- 11 应采取防止凝露引起事故的安全措施；
- 12 不应与有水的房间直接连通。设置在屋面时应在围护墙体下设置高度不小于 500mm 的混凝土翻梁，且应有可靠的外墙防水、防潮措施，屋面防水等级应采用Ⅰ级；
- 13 无关的管道和线路不得穿越。

5.4 结构设计

- 5.4.1 支承光伏发电系统的建筑主体结构及结构构件，应能承受光伏发电系统传递的荷载和作用，具有相应的承载力和刚度。
- 5.4.2 光伏发电系统的支架结构及其构件，应具有足够的承载力、刚度、稳定性和相对于主体结构的位移能力，应能承受在

正常安装和正常使用过程中可能发生的各种作用和环境的影响。

5.4.3 应用光伏发电系统的建筑主体结构及结构构件设计应为光伏发电系统安装埋设预埋件或其他连接件。预埋件或连接件应按计算确定并满足构造要求,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。

5.4.4 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。

5.4.5 预埋件应在主体结构施工时同时埋入,位置应准确。没有条件采用预埋件连接时,应采用其他可靠的连接措施,并通过实验确定其承载力。

5.4.6 新建建筑屋面上的光伏支架基座应采用现浇钢筋混凝土基座。现浇钢筋混凝土基座应按计算配置钢筋并满足构造要求,钢筋应锚入主体结构内。

5.4.7 既有建筑屋面上的光伏支架基座采用预制基座时,应采取措施提高基座与建筑主体结构的附着力,满足风荷载、雪荷载、地震作用的要求,并应进行抗滑移和抗倾覆等稳定性验算。

5.4.8 轻质填充墙不应作为光伏发电系统的支承结构。

5.4.9 选用光伏构件时,应向产品生产厂家确认相关结构性能指标,并应满足建筑物使用期间对产品的结构性能要求。

5.4.10 光伏发电系统与主体结构连接采用的后置锚栓应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的相关规定,并应符合下列规定:

- 1 锚栓产品应有质量合格证明材料;
- 2 采用不锈钢锚栓或经过热镀锌防腐处理的碳素钢锚栓;
- 3 应进行承载力现场检测,必要时应进行极限拉拔试验;
- 4 每个连接节点不应少于 2 个锚栓;
- 5 锚栓直径应通过承载力计算确定,且不应小于 10mm;
- 6 不应在与化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作;
- 7 锚栓承载力设计值不应大于其极限承载力的 50%;

8 在地震设防区必须使用抗震适用型锚栓。

5.4.11 应用光伏组件的主体结构、光伏组件的支架及其构件应按自重荷载、雪荷载、风荷载和地震作用的最不利效应组合进行设计。荷载效应组合应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009、《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002、《建筑抗震设计规范》GB 50011 及相关标准的规定。

5.4.12 验算支承光伏发电系统的建筑主体结构构件、光伏发电系统结构及建筑主体结构构件与光伏发电系统结构的连接时,风荷载的体形系数 μ_s 应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 中局部风压体形系数取值;外表面取值不宜小于-2.0。光伏组件宜安装在风压较小的位置。

5.4.13 设置光伏发电系统的屋面活荷载应根据光伏组件、支架、基座等自重按等效均布活荷载取值,且不小于 2.0kN/m^2 。储能蓄电池、逆变器应根据实际荷载确定所在部位的活荷载取值。

5.4.14 光伏幕墙应符合现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定。重力荷载取值不应小于同厚度、同规格的双玻幕墙荷载。

5.4.15 建筑光伏构件的支承系统选型与安装应符合下列规定:

1 透明幕墙的支承系统应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的相关规定;

2 非透明幕墙的支承系统应符合现行行业标准《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 和《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336 的相关规定;

3 光伏遮阳的支承系统应符合现行行业标准《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237 的相关规定;

4 光伏护栏的支承系统应符合现行行业标准《建筑用玻璃与金属护栏》JGJ/T 342 的相关规定。

5.4.16 光伏幕墙龙骨做为线槽时,型材截面必须满足结构受力要求,应按开口型材净截面进行强度计算,不得降低安全标准。

6 光伏发电系统设计

6.1 一般规定

6.1.1 光伏发电系统应根据建筑物光照条件、建筑结构、使用功能、用电负荷、建筑供配电形式等情况,结合建筑外观、结构安全、并网条件、发电效率、运行维护等因素进行设计。

6.1.2 应根据光伏组件在设计安装条件下光伏电池最高工作温度设计其安装方式,保证系统安全稳定运行。

6.1.3 光伏发电系统设计时,应分析建筑用电与太阳能光伏发电的时序匹配度,匹配度不高时宜采取调蓄措施。

6.1.4 光伏发电系统设计应满足安全与管控的要求,应保障系统与建筑安全要求,宜实现全过程数字化与远程监测的安全智能运维功能。

6.1.5 用户侧并网的光伏发电系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式,电网侧并网的光伏发电系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

6.1.6 并网光伏发电系统应具有相应的并网保护及隔离功能,应在并网处设置并网控制装置,应设置专用标识和提示性文字符号。

6.1.7 并网光伏发电系统应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能采集装置,独立光伏发电系统宜配置计量装置。

6.1.8 光伏发电系统输配电和控制用缆线应与其他管线统筹安排,安全、隐蔽、集中布置。

6.1.9 应对光伏发电系统的发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐照量等参数进行监测和计量。

6.1.10 逆变器、汇流箱、变压器、配电柜、无功补偿装置等应满足环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级等使用

环境条件要求。

6.1.11 人员可触及的可导电的光伏组件部位应采取电击安全防护措施并设警示标识。

6.2 系统分类与选型

6.2.1 光伏发电系统按与公共电网连接情况,可分为下列两种系统:

- 1 独立光伏发电系统;
- 2 并网光伏发电系统。

6.2.2 光伏发电系统按所带用电负荷形式,可分为下列三种系统:

- 1 直流光伏发电系统;
- 2 交流光伏发电系统;
- 3 交直流混合光伏发电系统。

6.2.3 光伏发电系统按带储能装置情况可分为下列两种系统:

- 1 带有储能装置光伏发电系统;
- 2 不带储能装置光伏发电系统。

6.2.4 并网光伏发电系统按并网点位置可分为下列两种系统:

- 1 用户侧并网光伏发电系统;
- 2 电网侧并网光伏发电系统。

6.2.5 光伏发电系统的设计流程应符合本规程附录 A 的规定。

6.3 系统设计

6.3.1 系统接入的设计应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 及《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593 的规定,并应符合下列规定:

1 系统各并网点电压等级宜根据装机容量按表 6.3.1—1 选取,最终并网电压等级应根据电网条件,通过技术经济比选论证确定。当高、低两级电压均具备接入条件时,宜采用低电压等级接入;

表 6.3.1-1 光伏发电系统并网电压等级

序号	容 量	电压等级
1	$S \leq 8\text{kW}$	220V/单相
2	$8\text{kW} < S \leq 400\text{kW}$	380V/三相
3	$400\text{kW} < S \leq 6000\text{kW}$	10kV/三相
4	$S > 6000\text{kW}$	35kV 及以上/三相

2 系统应满足国家关于谐波、电压偏差、三相电压不平衡、功率因数、电压波动和闪变等电能质量指标的要求。系统在公共连接点处装设的电能质量在线监测装置应符合现行国家标准《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862 的有关规定；

3 系统应在并网处设置易于操作、可闭锁、具有明显断开点的并网断开装置；

4 系统电能计量点应设在系统与电网的产权分界处，用户侧并网的系统还应在并网点光伏电源侧装设电能计量装置。每个计量点均应设双向电能计量装置，其配置和技术要求应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448、《电能计量系统设计技术规程》DL/T 5202 及国家和地方现行有关标准的规定；

5 并网光伏发电系统可采用自发自用/余电上网和全额上网两种模式。

6.3.2 一次系统的设计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，并应符合下列规定：

1 并网光伏发电系统可包括光伏组件、汇流箱、逆变器、配电柜等；汇流箱应按所采用的组件和逆变器类型根据需要进行配置；逆变器交流侧宜设置隔离开关；

2 独立光伏发电系统可由光伏组件、汇流箱、充放电控制器、储能系统、逆变器、监控系统及配电柜等组成；

3 不含储能装置的并网建筑光伏发电系统，逆变器的功率应与其接入的光伏方阵容量相匹配，逆变器的类型和数量选

择应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的有关规定。逆变器宜安装于干燥通风的室内；

4 独立光伏发电系统中逆变器的功率宜符合交流侧负荷最大功率及负荷特性的要求；

5 连接在光伏发电系统直流侧的设备，其允许的工作电压等级应高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压；

6 直流汇流箱、组串式逆变器宜靠近光伏方阵布置，室内布置的逆变器、汇流箱、变压器应采取通风散热措施；

7 汇流箱的设置位置应便于操作和检修，并宜选择室内干燥的场所。设置在室外的光伏汇流箱应采取防水、防腐措施，其防护等级不应低于 IP65。

6.3.3 光伏方阵的设计应符合下列规定：

1 光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和可安装场地面积应根据建筑设计及用电需求确定；

2 同一个最大功率点跟踪(MPPT)支路上接入的光伏组件串的电性能参数、方阵朝向、安装倾角宜一致，其中最大输出功率 P_m 、最大工作电压 V_m 的离散性宜小于 $\pm 3\%$ 。

6.3.4 变压器及配电装置的设计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，系统升压变压器的选择应符合下列规定：

1 宜选用自冷式低损耗电力变压器；

2 当无励磁调压电力变压器不满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器；

3 升压变压器容量可按光伏发电系统的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量；

4 升压变压器可采用双绕组变压器、双分裂变压器，双分裂变压器阻抗应与逆变器相匹配。

6.3.5 自发自用系统的设计应符合下列规定：

1 自发自用系统的电压宜采用交流 380V，自发自用系统

应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式；

2 自发自用系统工作电源引接方式宜符合下列规定：

- 1) 当光伏发电系统设有接入母线时，宜从接入母线上引接供给自用负荷；
- 2) 可由建筑配电系统引接电源供给光伏发电系统自用负荷；
- 3) 逆变器及升压变压器的用电可由各发电单元逆变器交流出线侧引接。

3 并网光伏发电系统应采用与建筑配电系统相同的供电电源方式。操作电源采用直流供电时，蓄电池组电压可采用直流 220V 或 110V。

6.3.6 无功补偿装置的设计应符合下列规定：

1 系统无功补偿装置应按电力系统并网接入要求配置；

2 并联电容器装置的设计应符合现行国家标准《并联电容器装置设计规范》GB 50227 的有关规定；

3 无功补偿设备应根据环境条件、设备技术参数及运行维护和检修条件确定。

6.3.7 电气二次系统的设计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，并应符合下列规定：

1 监控系统可采用本地监控或远程监控方式，无人值守的光伏发电系统应安装远程实时监控系统。远程实时监控通信应采用有线通信、无线通信或电力载波的模式进行传输；

2 并网光伏发电系统应具备防孤岛保护功能；

3 光伏发电系统设计为不可逆并网方式时，应配置反向功率保护设备。当检测到逆向电流超过额定输出的 5% 时，系统应在 2s 内自动降低出力或停止向电网线路送电；

4 通过 10kV 及以上电压等级并网的光伏发电系统，应根据调度自动化系统的要求及接线方式，提出远动信息采集要求。远动信息应包括并网状态，光伏发电系统有功、无功、电流等运行信息，逆变器状态信息，无功补偿装置信息，并网点的频

率电压信息,继电保护及自动装置动作信息。

6.3.8 防雷、接地和过电压保护的设计应符合下列规定:

1 系统防雷接地应符合现行国家标准《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024 及《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的有关规定,光伏发电系统的防雷及接地保护宜与建筑物防雷及接地系统合用,安装光伏发电系统后不应降低建筑物的防雷保护等级,且光伏方阵接地电阻不应大于 4Ω ;

2 光伏发电系统交流侧电气装置过电压保护和接地应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 和《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的有关规定;

3 光伏组件金属边框应与金属支架可靠连接、连续贯通,单个光伏方阵支架与建筑接地系统应采取至少两点连接;

4 既有建筑设计光伏发电系统时,应对建筑物原有防雷和接地设计进行验算,必要时进行改造;

5 晶硅光伏方阵场地附近设置接闪杆时,接闪杆的阴影不应投射到光伏组件上;

6 光伏发电系统直流侧不得采用不接地的等电位保护;

7 光伏发电系统应设置各级电涌保护装置。

6.3.9 线缆的设计应符合下列规定:

1 强、弱电线电缆敷设应符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《电力工程电缆设计标准》GB 50217 及《综合布线系统工程设计规范》GB 50311 的有关规定。当敷设环境温度超过线缆运行环境温度时,应采取隔热措施;

2 光伏组件之间、组件与汇流箱之间及汇流箱与逆变器之间的直流电缆应采用耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的光伏专用电缆,并应有固定措施和防晒措施,所有直流侧线缆应标识正负极性;

3 集中敷设于沟道、槽盒中的线缆应选用 C 类及以上阻

燃电缆,室外敷设的信号线缆应采用室外型电缆或采取相应的防护措施;

4 信号线缆应避免与电力电缆平行布线;不应敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿及有强磁场和强静电场干扰的区域,必要时应使用金属导管屏蔽或采用屏蔽线;

5 金属槽盒、金属导管以及幕墙横梁、立柱、副框和型腔内光伏电缆布线的截面利用率不应超过 40%;

6 直流线缆不应布设于光伏组件间的胶缝内;

7 线缆敷设可采用直埋、保护管、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式,动力电缆和控制电缆宜分开排列,电缆沟不得作为排水通路,线缆保护管宜隐蔽敷设并采取保护措施;

8 在有腐蚀或特别潮湿的场所采用电缆桥架布线时,应根据腐蚀介质的不同采取相应的防护措施;

9 设置于屋顶的线缆和连接器不应永久接触屋面,线缆应采用热镀锌金属套管或金属线槽敷设;

10 光伏玻璃幕墙组件接线盒的位置宜由光伏玻璃幕墙组件的安装方式确定,点支式、隐框式幕墙宜采用背面接线盒,明框式、半隐框式幕墙宜采用侧边接线盒;

11 光伏方阵内电缆桥架的铺设不应対光伏组件造成遮挡;

12 线缆穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应选用无机防火堵料进行防火封堵。

6.3.10 储能系统的设计应符合下列规定:

1 光伏发电系统电化学储能系统设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的有关规定;

2 储能系统应根据储能效率、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、有效放电能力等进行选择;

3 储能系统的容量应根据光伏发电系统需存储电量、负荷大小以及需要连续供电时间等确定,在符合存储多余电量的前提下,应减小储能容量的配置。宜选用高可用度的储能系统

方案,应支持灵活补电;

4 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求;

5 储能系统应配置具有保护功能、数据采集及通信功能的控制器。储能控制器和储能蓄电池应采用集中式或分布式的安装方式,并优先采用分布式;

6 储能系统中电芯应优先选择安全、经济、能量密度高、容量大的电池模组;

7 储能电池系统应选用高转换效率、高可用度的功率变换设备(PCS),并应符合现行国家标准《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120 的有关规定;

8 储能电池用于 -10°C 及以下场景时,应配置电加热装置,电加热功率不应小于 100W 。电池组应有专门的散热设计,并保证加热均匀;

9 电化学储能系统接入电网的电压等级应按照储能系统额定功率、接入点电网网架结构等条件确定;

10 储能监控系统应具备对各种设备监视及控制的功能,应能接受远程调度,且应符合电力二次系统安全防护规定;

11 储能系统蓄电池室应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的相关规定;

12 储能系统的电气安全设计及消防安全设计应符合本规程第 6.4 节及第 9.3 节的相关规定;

13 电化学储能系统接入电网的电能质量、功率控制、电网适应性、保护与安全自动装置、通信与自动化、电能计量、接地与安全标识、接入电网测试等技术要求应符合现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 的相关规定。

6.3.11 系统的发电量应按不同的系统类型、组件类型、方阵布置及设备的配置进行计算,宜以每个并网点为单元,分单元计算发电量,总的发电量应按下式计算:

$$E_p = \sum_{i=1}^n E_i \quad (6.3.11)$$

式中： E_p ——光伏发电系统的总发电量(kWh)；

E_i ——第*i*单元发电量(kWh)。

6.3.12 分单元发电量的计算应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的规定。

6.3.13 光伏发电系统变配电房、控制机房的形式宜根据光伏方阵规模、布置形式、建筑物(群)分布、周围环境条件和用电负荷的密度等因素确定,并应符合下列要求:

1 变配电间、控制机房宜与建筑物中既有或新建的变配电房合并设计;

2 小型逆变器宜靠近光伏方阵布置,大型逆变器宜集中布置在变配电房内;

3 配电装置和控制柜的布置,应便于设备的搬运、安装、操作和检修;

4 大型逆变器的安装位置应考虑噪声对环境的影响,必要时应采取降噪措施或调整安装位置;

5 变配电房、控制机房的建筑设计应满足现行国家标准《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024 及《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的相关要求。

6.4 电气安全设计

6.4.1 居住建筑光伏组串最大电压应不大于 1100V,其他建筑类型的光伏组串最大电压应不大于 1500V。光伏幕墙方阵最大电压不应大于 1000V。

6.4.2 电气保护应符合下列规定:

1 光伏发电系统应在直流侧和交流侧均具有电涌保护、短路保护、接地故障和过载保护,均应设置隔离装置;

2 直流线缆的短路保护电器整定值应高于光伏方阵的标称短路电流的 1.25 倍;

3 2 路及以上组串并联时,应增加反向电流过载保护装置,防止组串反向电流过大导致组串损坏;

4 光伏发电系统应具备漏电流检测保护功能。

6.4.3 逆变器交流侧宜设置隔离开关,直流侧应具备直流故障电弧检测和保护功能,当阵列中直流电压大于 80V 时,应具备直流电弧故障检测和保护清除功能,电弧故障保护应具备手动及自动清除机制。

6.4.4 光伏发电系统应在直流侧靠近光伏组件处设置快速关断装置,快速关断装置输出端任意两点的电压应在 30 秒内降到 80V 以下,光伏方阵范围 1m 外电压应在 30 秒内降到 30V 以下。快速关断装置应符合下列要求:

1 快速关断装置应能够控制断开光伏发电系统直流电路,直流电路包括光伏直流电源、储能装置和其他直流电源;

2 安装在同一建筑的光伏发电系统的快速关断装置宜通过一个设备同时启动。启动装置应能快速操作并且清楚的标识各光伏发电系统的工作状态;

3 快速关断装置应设置在易操作的位置,当人工启动快速关断装置时,光伏发电系统不得自动重新启动;

4 设置火灾自动报警系统的建筑物,快速关断装置应与火灾自动报警系统联动。

6.4.5 储能系统的安全设计应符合下列规定:

1 储能系统引出的所有未接地导体上应有断开装置,断开装置应在储能装置上或位于储能装置视线范围内;

2 储能电池单元回路应配置直流断路器等开断设备,电池簇应设置簇级断路器;

3 当储能系统中蓄电池故障时,储能控制器应具备在线隔离故障蓄电池的功能。

6.4.6 光伏发电系统的电击防护应符合下列规定:

1 建筑光伏发电系统的直流侧电压超过 36V,但低于 120V 时,宜采取适当的防止直接接触带电体的保护措施;直流电压不低于 120V 时,直流侧高压保护措施应符合现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 的规定;

2 交流侧的电击防护措施均应符合现行国家标准《低压电气装置 第4—11部分:安全防护 电击防护》GB/T 16895.21的规定。

6.4.7 光伏发电系统应满足绝缘防护的要求,光伏直流线缆与组件边框、支架之间的绝缘电阻应符合下列规定:

1 当光伏直流系统电压小于120V时,绝缘电阻值不应小于0.5M Ω ;

2 当光伏直流系统电压不小于120V时,绝缘电阻值不应小于1.0M Ω 。

6.4.8 光伏发电系统的室外配电、接线、控制等装置应采取防水、防腐措施,其防护等级不应低于IP65。

6.4.9 户用光伏发电系统应在并网点安装人身安全剩余电流保护装置。

6.5 智能控制与监测设计

6.5.1 光伏发电系统应根据并网/离网运行模式具备光伏发电、储电、用电、并网各环节的调节功能。

6.5.2 光伏发电系统设计宜具备功率因数实时调节功能,调节响应时间应小于30s。

6.5.3 光伏发电系统宜具备提升光伏发自用比率、峰谷电压套利、并网点容量费限制、指令调度充放电等控制功能。

6.5.4 光伏发电系统应具备与电网调度机构之间数据通信的能力。

6.5.5 光伏发电系统监控应具备对储能系统并网点、各单元储能系统连接点处开关以及对储能变流器工作状态进行控制的功能。

6.5.6 系统设计时应避免不同朝向的光伏电池组件进行组串,宜采用光伏电池组件级优化装置,优化装置应实现对每块组件的电压、电流、温度等数据实时监控,实现组件状态的精确管理。优化装置宜采用电力载波通信方案,确保系统通信可靠

性。

6.5.7 储能系统应具备定期检查性能的功能,并应有电池安全预警功能。

6.5.8 监控系统宜具备远程自动诊断功能。

6.5.9 光伏发电系统与建筑物智能化系统间应预留智能化接口。

7 安装与调试

7.1 一般规定

7.1.1 建筑光伏工程的施工安装应符合设计要求,不应损坏建筑物结构,不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载能力,不应破坏屋面防水层和建筑物的附属设施。

7.1.2 建筑光伏工程施工前,施工单位应编制专项施工组织设计,经公司技术负责人审查通过,报项目总监理工程师批准后实施。专项施工组织设计应包括与主体结构施工、设备安装、建筑装饰装修等交叉作业相协调的配合方案及安全技术措施等内容。必要时进行可行性论证。

7.1.3 建筑光伏工程施工前,施工单位应结合工程自身特点,制定施工安全、职业健康管理方案和应急预案,室外工程应根据需要制定季节性施工措施,施工时应严格执行,并应符合下列规定:

1 采用脚手架施工时,脚手架应符合现行相应标准的有关规定,并经验收合格后,方可使用;

2 施工现场临时用电应符合现行国家标准《建设工程施工现场供电安全规范》GB 50194 和现行行业标准《施工现场临时用电安全技术规范》JGJ 46 的有关规定,并经验收合格后,方可使用;

3 六级及以上大风、大雪、浓雾等恶劣天气应停止露天起重吊装和高处作业。

7.1.4 建筑光伏工程施工前应具备以下条件:

1 建设单位应取得相关行政许可文件;

2 施工图设计文件应经图审机构审查合格,并完成图纸会审、设计交底工作;

- 3 专项施工组织设计及相关施工方案已获审查批准；
 - 4 施工单位资质、特种作业人员资格、施工机械、材料、计量器具等经项目监理机构(建设单位项目机构)审查通过；
 - 5 现场水、电、场地、道路等条件能满足光伏发电系统正常施工需要；
 - 6 安装光伏发电系统的建筑主体结构应验收合格,预留孔洞、预埋件、预埋管等应符合设计要求；
 - 7 工程定位测量基准应确立。
- 7.1.5** 光伏发电系统所使用的材料、构件和设备应符合设计要求,进入施工现场应通过验收并见证取样复验合格。进场的材料、构件和设备应分类进行保管,其存放条件应符合相应的产品标准规定。在屋顶、楼面的临时堆放应均匀、有序摆放,不得集中放置。
- 7.1.6** 光伏发电系统所使用的材料、构件和设备在搬运、吊装以及安装时,应防止碰撞造成损坏,光伏组件、装饰构件的表面应采取保护措施。
- 7.1.7** 建筑光伏工程的施工测量放线工作应符合现行国家标准《工程测量标准》GB 50026 的有关规定,并应符合下列规定：
- 1 施工测量放线应与其应用场地的测量相配合,及时调整、分配、消化测量偏差,不得积累；
 - 2 应定期对安装测量定位基准进行校核。
- 7.1.8** 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

7.2 基座施工

- 7.2.1** 光伏支架的混凝土基座施工应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工规范》GB 50666、《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204 的有关规定。
- 7.2.2** 新建建筑屋面上的光伏支架基座,应与土建工程同步施工。混凝土基座、预埋件以及金属屋面夹具的施工尺寸允许偏差应符合下列规定：

1 混凝土基座、预埋件的施工尺寸允许偏差应符合表 7.2.2—1 的规定：

表 7.2.2—1 混凝土基座、预埋件的施工尺寸允许偏差

项 目		单位	允许偏差
轴 线		mm	10, -10
顶标高		mm	0, -10
截面尺寸		mm	10, -10
预埋螺栓	中心线位置	mm	5, -5
	顶标高	mm	10, 0
预埋钢板	中心线位置	mm	10, -10
	标高	mm	0, -5

2 金属屋面夹具的施工尺寸允许偏差应符合表 7.2.2—2 的规定：

表 7.2.2—2 金属屋面夹具的施工尺寸允许偏差

项 目	单位	允许偏差
轴 线	mm	10, -10
顶标高	mm	0, -10
外形尺寸	mm	5, -5

7.2.3 既有建筑屋面上的光伏支架基座,应按设计施工,完工后应做防水处理,其防水施工应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的有关规定。

7.2.4 光伏支架预制混凝土基座应按设计规定位置摆放平稳、整齐,且不得破坏屋面防水层。

7.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件,在光伏支架安装前应按设计要求进行防腐处理,防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212 和《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》GB/T 50224 的有关规定。

7.2.6 光伏支架基座采用后置锚固件时,后置锚固件的安装

应符合设计要求和现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的有关规定。

7.3 支架安装

7.3.1 支架安装应符合下列规定：

1 光伏支架应在基座验收合格后安装。采用现浇混凝土基座时,应在混凝土强度达到设计强度的 70% 及以上后进行支架安装；

2 光伏支架安装过程中不应破坏其防腐层,不宜现场切割、开孔或扩孔；

3 钢结构支架的安装应符合现行国家标准《钢结构工程施工规范》GB 50755、《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定；

4 铝合金结构支架的安装应符合现行行业标准《铝合金结构工程施工规程》JGJ/T 216、国家标准《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576 的有关规定；

5 光伏支架安装尺寸允许偏差应符合表 7.3.1 的规定。

表 7.3.1 光伏支架安装尺寸允许偏差

项 目	单位	允许偏差
中心线	mm	2, -2
横梁标高(同组)	mm	3, -3
立柱面偏差(同组)	mm	3, -3
平屋顶支架倾斜角度	—	1°

7.3.2 光伏支架现场安装宜采用螺栓连接方式,螺栓的连接和紧固应符合设计和厂家提供的安装说明要求。当采用焊接时,其焊接应符合下列规定：

1 现场焊接施工应符合现行国家标准《钢结构焊接规范》GB 50661 的有关规定,并做好周边成品或半成品构件的保护和必要的防火措施；

2 焊接完毕应对焊缝质量进行检查,其质量应符合设计要求和现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定;

3 焊接表面应按设计要求进行防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212 和《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》GB/T 50224 的有关规定。

7.3.3 金属光伏支架应与建筑物防雷接地系统可靠连接。

7.4 光伏组件安装

7.4.1 光伏组件安装前应对光伏组件进行查验,其安装应具备下列条件:

- 1 光伏支架安装应验收合格;
- 2 光伏组件应验收合格,其结构强度应满足设计要求,外观完好无损,且标有带电警告标识;
- 3 已按光伏组件的电流、电压参数进行分类和组串。

7.4.2 光伏组件的安装应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定,并应符合下列规定:

- 1 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应做好保护,且不得受到碰撞及重压;
- 2 光伏组件应按设计的型号、规格、连接方式进行安装;
- 3 光伏组件应按设计间距排列整齐,并可靠地固定在光伏支架或连接件上,固定螺栓的力矩值应符合设计要求和现行产品标准的有关规定。光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换;
- 4 光伏组件安装尺寸允许偏差应符合表 7.4.2 的规定。

表 7.4.2 光伏组件安装尺寸允许偏差

项 目	允许偏差	
倾斜角度偏差	±1°	
光伏组件边缘偏差	相邻光伏组件间	≤2mm
	同组光伏组件间	≤5mm

7.4.3 光伏组件之间的接线应符合下列规定：

1 光伏组件连接数量和路径应符合设计要求，不得在雨天或潮湿环境下进行光伏组件的接线作业。光伏组件之间插件应连接牢固，光伏组件之间的接线可利用支架进行固定，并应整齐美观；

2 外接电缆同插件连接处应搪锡；

3 光伏组件进行组串连接后应对光伏组件串的开路电压和短路电流进行测试；

4 光伏组件接线前，应采用万用表检查接线极性，同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接；

5 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

7.4.4 光伏组件安装时，应在光伏组件金属带电部位标注带电警告的标识。

7.4.5 光伏组件或方阵与建筑面层之间应预留安装空间和散热间隙，不得被杂物堵塞。

7.4.6 坡屋面上安装建材型光伏组件时，其周边的防水构造应按设计要求施工，不得渗漏。

7.4.7 光伏幕墙的安装应符合下列规定：

1 光伏幕墙的安装应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 和现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的有关规定；

2 光伏幕墙组件大面积安装之前，应进行试安装，并对其建筑视觉效果、建筑安全、电气安全进行评估后方可施工；

3 玻璃幕墙的造型和立面分格应符合设计要求；

4 幕墙玻璃品种、厚度、颜色、光学性能以及组件夹层玻璃中 PVB 夹层胶片的厚度应符合设计要求和现行产品标准的有关规定；

5 光伏幕墙与主体结构连接的各种预埋件、连接件、紧固件必须安装牢固，其数量、规格、位置、连接方法和防腐处理必

须符合设计要求；

6 光伏幕墙应无渗漏；

7 光伏幕墙与玻璃幕墙同时施工,共同接受幕墙相关的物理性能检测。

7.4.8 光伏采光顶连接部件和构件的安装应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 和现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定。

7.4.9 光伏遮阳连接部件和构件的安装应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 和现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255、《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274、《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237 的有关规定。

7.4.10 既有建筑上安装光伏组件,应根据建筑物的建设年代、建筑结构类型选择可靠的安装方案。

7.5 汇流箱安装

7.5.1 汇流箱安装前应对汇流箱进行查验,其安装应具备下列条件:

- 1 汇流箱内元器件应完好,连接线无松动;
- 2 汇流箱的所有开关处于分断状态,熔断器熔丝不应放入;
- 3 汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试,绝缘电阻不小于 $20\text{M}\Omega$ 。

7.5.2 汇流箱安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定,并应符合下列规定:

1 汇流箱的安装应符合设计要求,支架和固定螺栓应为防锈件;

2 汇流箱内光伏组件串的电缆在接引前,光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点;

3 汇流箱与光伏组件串进行电缆连接时,应先接汇流箱内输入端子,后接光伏组件接插件。

7.5.3 直流汇流箱应安装在清洁、通风、干燥、无直晒的地方，使用环境应符合下列规定：

- 1 环境温度：汇流箱工作的额定环境温度为 $-25^{\circ}\text{C} \sim +50^{\circ}\text{C}$ ，应避免阳光直射；
- 2 相对湿度： $5\% \sim 95\%$ ，汇流箱内部不应凝露，不应结冰；
- 3 海拔高度应小于等于 2000m。当海拔高度大于 2000m 时，应按现行国家标准《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 的有关规定校验。

7.6 逆变器安装

7.6.1 逆变器安装前应对逆变器进行查验，其安装应具备下列条件：

- 1 核查逆变器的外观、型号、规格，并应符合设计要求；
- 2 安装场所应具备安装条件，运输及就位的机具应准备就绪，且满足荷载要求；
- 3 采用型钢基础的逆变器，其预埋件、预留孔的位置和尺寸应符合设计要求，预埋件应固定牢靠。型钢基础顶部宜高出抹平地面 10mm。逆变器型钢基础尺寸允许偏差应符合表 7.6.1 的规定；

表 7.6.1 逆变器型钢基础尺寸允许偏差

项 目	允许偏差	
	mm/m	mm/m(全长)
直线度	< 1	< 3
水平度	< 1	< 3
位置误差及不平行度	—	< 3

4 采用壁挂安装的逆变器，安装墙体必须具备承载能力与防火性能，安装空间不可有易燃物和易燃气体。逆变器需竖直安装，垂直偏差不大于 1.5mm。安装高度应利于观看液晶显示与按钮操作，不可安装在生活区域及儿童可触摸到的地方。

避免逆变器受到直接日晒、雨淋和积雪。逆变器安装固定位置钻孔,应避开墙内水、电走线。

7.6.2 逆变器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171 的有关规定,并应符合下列规定:

1 逆变器柜体应进行接地,单列柜与接地扁钢之间至少选取两点进行连接;

2 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘,校对电缆相序和极性,并做好施工记录;

3 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点;

4 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

7.7 电气设备安装

7.7.1 电气设备安装前,应对电气设备进行编号;电缆及线路接引完毕后,应对线路进行标识,各类预留洞口孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

7.7.2 高压电器设备的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 高电压电器施工及验收规范》GB 50147 的有关规定。

7.7.3 电力变压器的安装应符合现行国家标准《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 50148 的有关规定。

7.7.4 低压电器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB 50254 的有关规定。

7.7.5 储能蓄电池的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172 的有关规定。

7.7.6 母线装置的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149 的有关规定。

7.7.7 环境监测仪的安装应符合设计要求和现行产品标准的有关规定,并应符合下列规定:

- 1 环境温度传感器应安装在能反映环境温度的位置；
- 2 太阳辐射传感器应安装稳固，安装位置应全天无遮挡，安装垂直度偏差不应超过 2° ；
- 3 风向传感器和风速传感器水平安装时，其偏差不应超过 2° ；
- 4 各类环境监测仪的安装位置应避开建筑物的排气口和通风口。

7.8 电气二次系统安装

7.8.1 二次设备、盘柜的安装及接线应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171 的有关规定。

7.8.2 输配电系统的通信、远动、综合自动化、计量等装置以及光伏发电系统的环境监测仪、光伏实时监控与显示和数据远传系统等特殊设备的安装应符合设计和产品安装说明书的要求。

7.8.3 直流系统的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172 的有关规定。

7.9 管线敷设

7.9.1 电缆线路的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》GB 50168 和《光伏电站施工规范》GB 50794 的有关规定。

7.9.2 电缆槽盒和线槽的安装应符合下列规定：

- 1 槽式大跨距电缆槽盒由室外进入室内时，槽盒向外的坡度不应小于 $1/100$ ；
- 2 电缆槽盒与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5m ；
- 3 两组电缆槽盒在同一高度平行敷设时，净距不小于 0.6m ；
- 4 电缆槽盒应高出地面 2.5m ，槽盒顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于 0.3m ，槽盒内横断面的填充率应符合设计要求；

5 电缆槽盒内缆线竖直敷设时,缆线的上端每间隔 1.5m 处应固定在槽盒的支架上;水平敷设时,在缆线的首、尾、转弯及每间隔 3m~5m 处应进行固定;

6 在吊顶内设置电缆槽盒时,其槽盖开启面宜保持 80mm 的垂直净空;

7 布放在线槽内的缆线宜顺直不交叉,缆线不应溢出线槽;缆线进出线槽、转弯处应绑扎固定。

7.9.3 光伏幕墙的电气布线宜隐蔽敷设,并有保护措施。

7.9.4 通信电缆及光缆的敷设应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 和《综合布线系统工程验收规范》GB/T 50312 的有关规定,并应符合下列规定:

1 通信电缆应采用屏蔽线,不宜与强电电缆共同敷设,线路不宜敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿以及有强磁场和强静电场干扰的区域;

2 线路不宜与平行敷设在高温工艺设备、管道的上方和具有腐蚀性液体介质的工艺设备、管道的下方;

3 监控控制模拟信号回路控制电缆屏蔽层,宜用集中式一点接地;

4 通信电缆与其他电压电缆合用槽盒时,应各置一侧,中间宜采用隔板分隔。

7.10 防雷与接地

7.10.1 光伏发电系统的防雷与接地安装应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定,并应符合下列规定:

1 光伏发电系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地;

2 带边框的光伏组件应将边框可靠接地。不带边框的光伏组件,其固定结构的接地做法应符合设计要求;

3 盘柜、槽盒、汇流箱、逆变器等电气设备的金属框架及

基础型钢应与保护导体可靠连接;对于装有可开启门的电器,门和金属框架的接地端子间应选用截面积不小于 4mm^2 的黄绿色绝缘铜芯软导线连接,并应有标识。

7.10.2 光伏发电系统的接地电阻应符合设计要求。

7.11 设备和系统调试

7.11.1 光伏发电系统的调试应包括光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备调试及光伏发电系统的联合调试。光伏发电系统的调试应有调试记录。

7.11.2 设备和系统调试前应完成下列工作:

1 安装工作完成并验收合格。装饰装修工作应施工完毕并清扫干净;装有空调或通风装置等特殊设施的,应安装完毕并投入运行。受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕;

2 确认设备接线正确无误、牢固无松动,且符合设计要求;确认电气设备的参数符合设计要求;确认设备及各回路电缆绝缘良好,且符合接地要求;确认设备及线路标识清晰、准确;

3 调试方案应审批通过;

4 电气系统安装调试人员应具备相应资格证书、岗位证书,并配备相应劳动保护用品。

7.11.3 光伏组件串的调试应符合现行行业标准《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T 32034 的有关规定,并应符合下列规定:

1 所有光伏组件应按设计的数量和型号组串并接引完毕,同一光伏组件串的组件,其生产厂家、型号及技术参数应一致;汇流箱内防反二极管极性应正确,各回路电缆接引完毕;各回路熔断器在断开位置;汇流箱及内部防雷模块接地应牢靠,且导通良好;

2 测试宜在 $10:00 \sim 14:00$ 时间段测试,且辐照度不低于 $600\text{W}/\text{m}^2$ 。测试应依次分级测量各光伏组件串、方阵、直流

母线,并在确定前级工作正常后,再测量后级;

3 接入汇流箱内的光伏组串的极性测试应正确;

4 相同测试条件下,同一汇流箱内各分支回路光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于 2%,且不应超过 5V;

5 在发电情况下,宜使用钳形万用表对同一汇流箱内各光伏组件串的电流进行检测。相同测试条件下,光伏组件串之间的电流偏差不应大于 5%。

7.11.4 汇流箱的调试应符合现行国家标准《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的有关规定,并应符合下列规定:

1 汇流箱输出断路器应处于分断状态,熔断器熔丝未放入。汇流箱及内部电涌保护器接地应牢靠;

2 汇流箱内各光伏组串的投、退顺序应符合下列规定:

1) 汇流箱的总开关具备断弧功能时,其投、退应按下列步骤执行:

其一,先投入光伏组串小开关或熔断器,后投入汇流箱总开关;

其二,先退出汇流箱总开关,后退出光伏组串小开关或熔断器。

2) 汇流箱总输出采用熔断器,分支回路光伏组串的小开关具备断弧功能时,其投、退应按下列步骤执行:

其一,先投入汇流箱总输出熔断器,后投入光伏组串小开关;

其二,先退出箱内所有光伏组串小开关,后退出汇流箱总输出熔断器。

3 汇流箱总输出、光伏组件串分支回路均采用熔断器时,投、退熔断器前,均应将逆变器解列;

4 汇流箱的监控功能应符合下列规定:

1) 监控系统的通信地址应正确,通信良好并具有抗干扰能力;

2) 监控系统应实时准确的反映汇流箱内各光伏组串电流

的变化情况。

7.11.5 逆变器的调试应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定,并应符合下列规定:

1 逆变器调试前,应具备下列条件:

- 1) 逆变器控制电源应具备投入条件;
- 2) 逆变器直流侧电缆应接线牢固且极性正确、绝缘良好;
- 3) 逆变器交流侧电缆应接线牢固且绝缘良好;
- 4) 光伏方阵接线正确,具备给逆变器提供直流电源的条件;
- 5) 对逆变器的全面检查工作已完成。逆变器的接地应符合要求,其内部元器件应完好,无受潮、放电痕迹,内部所有电缆连接螺栓、插件、端子应连接牢固,无松动;如逆变器本体配有手动分合闸装置,其操作应灵活可靠、接触良好,开关位置指示正确;逆变器测试所配导线均应有回路标识、开关上设防误合闸标识、测试现场应悬挂试验警示牌并拉上警示带等,临时标识应清晰准确;逆变器内部应无杂物,并经过清灰处理。

2 逆变器调试应符合下列规定:

- 1) 逆变器的调试工作宜由生产厂家配合进行;
- 2) 逆变器控制回路带电时,应对其做如下检查:
 - 其一,工作状态指示灯、人机界面屏幕显示应正常;
 - 其二,人机界面上各参数设置应正确;
 - 其三,散热装置工作应正常。
- 3) 逆变器直流侧带电而交流侧不带电时,应进行下列工作:
 - 其一,测量直流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内;
 - 其二,检查人机界面显示直流侧对地阻抗值应符合要求。
- 4) 逆变器直流侧带电、交流侧带电,具备并网条件时,应进行下列工作:
 - 其一,测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内;交流侧电压及频率应在逆变器

额定范围内；

其二，逆变器柜门在开启状态下，不应作出并网动作。

5) 逆变器并网后，在下列测试情况下，逆变器应跳闸解列：

其一，逆变器电网侧失电；

其二，逆变器直流侧对地阻抗低于保护设定值；

其三，逆变器直流侧对地阻抗高于保护设定值；

其四，逆变器直流输入电压高于或低于逆变器设定的
门槛值；

其五，逆变器直流输入过电流；

其六，逆变器线路侧电压偏出额定电压允许范围；

其七，逆变器线路频率超出额定频率允许范围；

其八，逆变器交流侧电流不平衡超出设定范围。

6) 逆变器的运行效率、防孤岛保护及输出的电能质量等
测试工作，应由有资质的单位进行检测。

3 逆变器调试时，应严格遵守下列规定：

1) 逆变器停运后，必须切断直流、交流和控制电源，并确
认无电压残留后在有人监护的情况下才允许作业；

2) 逆变器在运行状态下，严禁断开无断弧能力的汇流箱
总开关或熔断器。

4 逆变器的监控功能调试应符合下列要求：

1) 监控系统的通信地址应正确，通信良好并具有抗干扰
能力；

2) 监控系统应实时准确地反映逆变器的运行状态、数据
和各种故障信息；

3) 具备远方启、停及调整有功功率输出功能的逆变器，应
实时响应远方操作，动作准确可靠。

7.11.6 配电柜的调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 和《低压成套开关设备和电控设备基本实验方法》GB/T 10233 的有关规定。

7.11.7 电化学储能系统的调试应符合现行国家标准《电化学

储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120、《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133 和现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724 的有关规定,还应检测电化学储能电池的反接保护、防雷保护、防反向放电保护。

7.11.8 光伏发电系统无功补偿装置的设备调试应符合设计要求和现行国家标准《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321、《光伏电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931 中的有关规定。

7.11.9 其他电器设备调试应符合下列规定:

1 由当地供电部门依据电网接入设计方案,完成光伏发电系统的电网接入工程;

2 电气设备的调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 的有关规定。

7.11.10 二次系统调试应符合下列规定:

1 二次系统的调试工作应由调试单位、生产厂家进行,施工单位配合;

2 二次系统的调试内容主要应包括:计算机监控系统、继电保护系统、远动通信系统、电能量信息管理系统、不间断电源系统等;

3 计算机监控系统的调试应符合下列规定:

- 1) 计算机监控系统设备的数量、型号、额定参数符合设计要求,接地可靠;
- 2) 遥信、遥测、遥控、遥调功能准确、可靠;
- 3) 计算机监控系统防误操作功能准确、可靠;
- 4) 计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能正确;
- 5) 光伏发电系统智能设备的运行状态和参数等信息均准确反映到监控画面上。

4 继电保护系统的调试应符合下列规定:

- 1) 调试时应符合现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995 的相关规定;

- 2) 继电保护装置单体调试时,检查开入、开出、采样等元件功能正确,且校对定值正确;开关在合闸状态下模拟保护动作,开关跳闸,且保护动作准确、可靠,动作时间符合要求;
- 3) 继电保护整组调试时,检查实际继电保护动作逻辑与预设继电保护逻辑策略一致;
- 4) 站控层继电保护信息管理系统的站内通信、交互等功能实现正确;站控层继电保护信息管理系统与远方主站通信、交互等功能实现正确;
- 5) 调试记录齐全、准确。

5 远动通信系统的调试应符合下列规定:

- 1) 远动通信装置电源稳定、可靠;
- 2) 站内远动装置至调度方远动装置的信号通道调试完毕,且稳定、可靠;
- 3) 调度方遥信、遥测、遥控、遥调功能准确、可靠,且满足当地传输方式的要求。

6 电能量信息管理系统的调试应符合下列规定:

- 1) 电能量采集系统的配置满足当地电网部门的规定;
- 2) 光伏发电系统关口计量的主、副表,其规格、型号及准确度相同,且通过当地电力计量检测部门的校验,并出具报告;
- 3) 光伏发电系统关口表的 CT、PT 通过当地电力计量检测部门的校验,并出具报告;
- 4) 光伏发电系统投入运行前,电度表由当地电力计量部门施加封条、封印;
- 5) 光伏发电系统的电量信息能实时、准确反馈到当地电力计量中心。

7.11.11 光伏发电系统在完成分布调试、具备电网接入条件后,应进行系统联合调试,系统联合调试应符合下列规定:

- 1 合上逆变器电网侧交流断路器,测量电网电压和频率**

应符合逆变器并网要求；

2 在电网电压、频率均符合并网要求的情况下，合上任意一至两路汇流箱输出直流断路器，并合上相应的直流配电柜断路器及逆变器侧直流断路器，直流电压值应符合逆变器输入条件；

3 交流、直流均符合并网运行条件，且逆变器无异常，启动逆变器并网运行开关，检测直流电流、三相输出交流电流波形应符合要求，逆变器运行应正常；

4 在试运行过程中，听到异响或发现逆变器有异常，应停止逆变器运行；

5 正常运行后，应检测功率限制、启停机、紧急停机等功能；

6 应逐步增加直流输入功率，检测各功率点运行时的电能质量。

7.11.12 光伏发电系统的试运行应符合下列规定：

1 光伏发电系统调试完毕，建设单位应组织系统试运行，设计单位、施工单位、监理单位应参加；

2 试运行时间为连续运行 72 小时，并保留运行过程的全部实时监控记录；

3 并网光伏发电系统试运行实时监控记录通过远程数据传输系统提交指定的上级光伏发电管理中心。

7.11.13 光伏发电系统并网投运应符合现行国家和地方标准的有关规定。

7.11.14 独立光伏发电系统调试时，应首先确认接线正确、无极性反接及松动情况，合上直流侧断路器后检查设备指示应正常，启动逆变器，电源及电压表指示正确后合上交流侧断路器。

8 质量验收

8.1 一般规定

8.1.1 建筑光伏工程的施工质量验收应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411 和本规程的有关规定。对于光伏玻璃幕墙工程尚应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 和现行安徽省地方标准《建筑幕墙工程施工质量验收规程》DB34/T 3950 的有关规定,光伏采光顶工程尚应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定,光伏遮阳工程尚应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255、《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274、《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237 和现行安徽省地方标准《建筑遮阳工程技术规程》DB34/T 5029 的有关规定。

8.1.2 建筑光伏工程为建筑节能分部工程的一个子分部工程,其分项工程、检验批划分应符合下列规定:

1 建筑光伏子分部工程分为基座、支架、光伏组件、电气系统四个分项工程;

2 建筑光伏子分部工程可按照分项工程进行验收,当分项工程较大时,可以将分项工程分为若干个检验批进行验收;

3 当建筑光伏子分部工程验收无法按照上述要求划分分项工程时,可由建设、监理、施工等各方协商进行划分,但验收项目、验收内容、验收标准和验收记录均应符合本规程的规定。

8.1.3 建筑光伏工程施工质量验收的各方参加人员资格、程序和组织应符合下列规定:

1 检验批验收和隐蔽工程验收应由专业监理工程师(建

设单位项目技术负责人)组织并主持,施工单位相关专业质量检查员、施工员参加验收;

2 分项工程验收应由专业监理工程师(建设单位项目技术负责人)组织并主持,施工单位项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员参加验收;必要时可邀请主要设备、材料供应商及分包单位、设计单位相关专业人员参加验收;

3 子分部工程验收应由总监理工程师组织并主持,专业监理工程师应参加验收;施工单位项目负责人、项目技术负责人和相关专业的负责人、质量检查员、施工员应参加验收;施工单位的质量、技术负责人应参加验收;设计单位项目负责人和相关专业负责人应参加验收;主要设备、材料供应商及分包单位负责人应参加验收。

8.1.4 建筑光伏工程施工中应及时进行质量检查,应对隐蔽部位在隐蔽前进行验收,并应有详细的文字记录和必要的图像资料。主要隐蔽部位有:

- 1** 预埋地脚螺栓或后置锚固件;
- 2** 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点;
- 3** 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑构造;
- 4** 系统防雷与接地保护的连接节点;
- 5** 隐蔽安装的电气管线工程。

8.1.5 检验批验收合格应符合下列规定:

- 1** 应按主控项目和一般项目验收;
- 2** 主控项目均应合格;
- 3** 一般项目应合格;当采用计数检验时,至少应有 80%以上的检查点合格,且其余检查点不得有严重缺陷,偏差值不应超过其允许偏差值的 1.5 倍;

4 应具有完整的施工操作依据和质量验收记录,检验批现场验收检查原始记录。

8.1.6 分项工程验收合格应符合下列规定:

- 1 所含的各检验批均应合格；
 - 2 所含的各检验批质量验收记录应完整。
- 8.1.7** 子分部工程验收合格应符合下列规定：
- 1 所含的各分项工程均应合格；
 - 2 质量控制资料应完整；
 - 3 主要功能项目的检测结果应合格；
 - 4 观感质量应符合要求。
- 8.1.8** 建筑光伏工程所使用的材料、构配件和设备进场时应验收,其质量应符合设计要求和现行产品标准的有关规定。材料、构配件和设备的进场验收应遵守下列规定：
- 1 对材料、构配件和设备的品种、规格、型号、外观和包装等进行检查验收,并经专业监理工程师(或建设单位项目技术负责人)确认,形成相应的验收记录；
 - 2 对材料、构配件和设备的质量证明文件进行核查,并经专业监理工程师(或建设单位项目技术负责人)确认,纳入工程技术档案。质量证明文件主要包括:产品出厂合格证、产品说明书及相关性能检测报告,定型产品应有型式检验报告;进口材料、构配件和设备应提供出入境商品检验证明；
 - 3 光伏组件进场时,应在施工现场随机抽样复验。复验应为见证取样送检。当复验的结果不合格时,不得使用。
- 8.1.9** 建筑光伏工程的材料、构配件和设备进场验收、隐蔽工程验收、分项工程验收和子分部工程验收应做好记录,签署文件,立卷归档。
- 8.1.10** 建筑光伏工程的隐蔽工程、检验批、分项工程、子分部工程验收应按见本规程附录 F 的要求填写验收记录。
- 1 隐蔽工程验收表,见本规程附录表 F.0.1；
 - 2 检验批验收表,见本规程附录表 F.0.2；
 - 3 分项工程验收表,见本规程附录表 F.0.3；
 - 4 子分部工程验收表,见本规程附录表 F.0.4。

8.2 基 座

I 主控项目

8.2.1 基座的材质、类型及施工制作应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查。

8.2.2 基座与建筑主体结构之间的连接应符合设计要求。当基座与建筑主体结构之间采用后置锚固件固定时,后置锚固件的类型、规格型号、数量、位置和抗拉拔承载力应符合设计要求。后置锚固件应进行抗拉拔承载力现场拉拔检测。

检查数量:抽查基座总数的10%,且不少于3个;少于3个的,全数检查。后置锚固件现场拉拔检测应按后置锚固件总数的1%随机抽取,且不少于3个。

检查方法:对照设计检查,核查隐蔽工程验收记录、后置锚固件现场拉拔检测报告。

8.2.3 基座有防水要求的,其防水处理应符合设计要求和现行相关标准的规定,且不得有渗漏现象。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,核查隐蔽工程验收记录。雨后或淋水检验,淋水检验的时间2h不渗不漏为合格。

8.2.4 钢基座、后置锚固件、混凝土基座顶面的预埋钢板或螺栓,其防腐处理应符合设计要求和现行相关标准的规定,防腐涂层应光滑平整,无流挂、起皱、露底等缺陷。

检查数量:抽查基座总数的10%,且不少于3个;少于3个的,全数检查。

检查方法:观察检查,核查相关性能检测报告。

II 一般项目

8.2.5 基座的水平位置、顶面标高应符合设计要求,且轴线、标高的最大偏差值不超过10mm。

检查数量:抽查基座总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:量测检查。

8.3 支 架

I 主控项目

8.3.1 支架的材质、施工制作应符合设计要求,支架应无破损和变形。钢结构支架的安装和焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:对照设计检查,检查材料质量保证资料,观察、量测检查。

8.3.2 支架与基座之间的固定方式应符合设计要求,且固定牢靠。当支架与基座之间采用后置锚固件固定时,后置锚固件的类型、规格型号、数量、位置和抗拉拔承载力应符合设计要求。后置锚固件应进行抗拉拔承载力现场拉拔检测。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。后置锚固件现场拉拔检测应按后置锚固件总数的 1%随机抽取,且不少于 3 个。

检查方法:对照设计检查,观察、手扳检查,核查后置锚固件现场拉拔检测报告。

8.3.3 金属支架、后置锚固件的防腐处理应符合设计要求和现行相关标准的规定,防腐涂层应光滑平整,无流挂、起皱、露底等缺陷。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察检查,核查相关性能检测报告。

8.3.4 支架安装的水平位置、方位和倾角应符合设计要求,水平轴线偏差不应大于 5mm,方位和倾角偏差不应大于 $\pm 2^\circ$ 。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:量测检查。

8.3.5 金属支架的防雷接地电阻应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察检查,核查防雷接地电阻测试记录。

II 一般项目

8.3.6 支架安装所采用的连接螺栓应加防松垫片并拧紧,且外露丝扣不应少于 2 扣。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察检查。

8.3.7 安装光伏组件的支架面应平直,直线度不大于 1‰,平整度不大于 3mm,支架上光伏组件的风道间隙应符合设计要求。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察、测量检查。

8.3.8 对于可调式支架,高度角调节动作应符合设计要求。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察、测量检查。

8.3.9 对于跟踪式支架,手动模式动作、自动模式动作、过风速保护、跟踪精度、跟踪控制系统及通、断电测试应符合设计要求。

检查数量:抽查支架总数的 10%,且不少于 3 个;少于 3 个的,全数检查。

检查方法:观察、测量检查,核查测试记录。

8.4 光伏组件

I 主控项目

8.4.1 光伏组件的品种、规格型号和性能应符合设计要求和现行相关标准的规定。光伏组件进场时,应对光伏组件的发电功率、发电效率进行见证取样复验。

检查数量:全数检查。同厂家、同类型的光伏组件复验次数不少于 2 次。

检查方法:核查光伏组件的质量合格证明书、相关性能检测报告以及光伏组件的复验报告。

8.4.2 光伏组件安装的方位角和倾角应符合设计要求,安装误差应在 $\pm 3^\circ$ 以内。

检查数量:抽查光伏组件总数的 10%,且不应少于 10 个;少于 10 个的,全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察、手扳检查。

8.4.3 光伏组件之间的连接以及光伏组件与支架的固定方式应符合设计要求和现行相关标准的规定。固定件的种类、规格型号、数量应符合设计要求。

检查数量:抽查光伏组件总数的 10%,且不应少于 10 个;少于 10 个的,全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察检查。

8.4.4 光伏组件周边与建筑构件交接处的防水、保温构造措施应符合设计要求,且不得渗漏。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察检查和雨后或淋水检验。

8.4.5 幕墙用光伏组件的物理性能应符合设计要求,以及现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139、《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 和现行安徽省地方标准《建筑幕墙工程施工质量验收规程》DB34/T 3950 的有关规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查。

8.4.6 光伏组件串、阵列开路电压应符合设计要求,其允许偏差为 $\pm 3\%$ 。

检查数量:光伏组件串、阵列总数的 10% ,且不应少于3个;少于3个的,全数检查。

检查方法:测试检查。

8.4.7 连接在同一台逆变器的光伏组件串,其电压、电流应一致并符合设计要求,其允许偏差为 $\pm 3\%$ 。

检查数量:全数检查。

检查方法:测试检查。

8.4.8 光伏组件串的排列应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

8.4.9 光伏组件串的最高电压不得超过光伏组件和逆变器的最高允许电压。

检查数量:全数检查。

检查方法:测试检查。

8.4.10 光伏发电系统应对发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐照量进行监测和计量,其年发电量、光伏组件背板表面最高工作温度应满足设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,核查光伏发电系统监测记录。

II 一般项目

8.4.11 光伏组件上应标有带电警告标识。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

8.4.12 同一组光伏方阵中的光伏组件安装纵横向偏差不应大于 5mm 。

检查数量:光伏组件或光伏方阵总数的10%,且不应少于3个;少于3个的,全数检查。

检查方法:观察、量测检查。

8.4.13 光伏组件与建筑面层之间应留有散热间距,其散热间距应符合设计要求,且允许偏差不得大于 $\pm 5\%$ 。

检查数量:光伏组件或光伏方阵总数的10%,且不应少于3个;少于3个的,全数检查。

检查方法:观察、量测检查。

8.4.14 幕墙用光伏组件安装的允许偏差应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210和现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139、《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133,以及现行安徽省地方标准《建筑幕墙工程施工质量验收规程》DB34/T 3950的有关规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察、量测检查。

8.5 电气系统

I 主控项目

8.5.1 光伏发电系统所用的电缆及其附件、汇流箱、光伏控制器、储能蓄电池、逆变器、配电柜等产品,其品种、规格型号、性能等应符合设计要求和现行相关标准的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,核查产品质量合格证明文件、标识及相关性能检测报告等。

8.5.2 光伏发电系统直流侧应标识正负极性,并分别布线。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

8.5.3 汇流箱的安装质量应符合下列要求:

1 汇流箱数量、安装位置应符合设计要求,与支架连接牢

固可靠；

2 汇流箱内接线及箱内配置的防雷器,其耐压不低于 2 倍系统的峰值电压,接地电阻不大于 4Ω ,且接地可靠；

3 汇流箱防水构造措施应符合设计要求和现行相关标准的规定。

检查数量:抽查汇流箱总数的 20%,且不应少于 3 个。

检查方法:对照设计检查,观察、量测检查。雨后或淋水检验,淋水检验 2h 不渗不漏为合格。核查接地电阻测试记录。

8.5.4 逆变器的安装质量应符合下列要求：

1 逆变器数量、安装位置及通风处理应符合设计要求,与基础或支架连接应牢固可靠；

2 逆变器的接地可靠,其交流测接应有绝缘保护；

3 所有绝缘和开关装置及散热风扇功能应正常。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察和量测检查。核查接地电阻测试记录。

8.5.5 光伏控制器、配电柜的安装质量应符合下列要求：

1 光伏控制器、配电柜的数量、安装位置应符合设计要求,安装应牢固可靠；

2 接地应可靠,电阻值应符合设计要求和现行相关标准的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,外观检查,核查接地电阻测试记录。

8.5.6 储能蓄电池的安装质量应符合下列要求：

1 储能蓄电池相互极板间的连接牢固；

2 储能蓄电池房间的通风良好。

检查数量:全数检查。

检查方法:外观检查,紧固检查。检查储能蓄电池房间通风能力是否满足环境温度要求。

8.5.7 电缆线路安装应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》GB 50168 的有关规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察检查。

8.5.8 监控系统的安装质量应符合下列要求:

1 布线线缆的规格、型号和位置及线路敷设路径应符合设计要求;

2 信号传输线的信号传输方式与传输距离应匹配,信号传输质量应满足设计要求;

3 信号传输线与电源电缆应分离布放,屏蔽电缆应可靠接地;

4 传感器、变送器安装位置应能真实地反映被测量值,不应受其他因素的影响;

5 监控软件功能应满足设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察检查。

II 一般项目

8.5.9 光伏发电系统系统所用的电缆及其附件、汇流箱、光伏控制器、储能蓄电池、逆变器、配电柜等产品,其外观不应有损坏,标识、标牌齐全。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

8.5.10 电气装置安装应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的有关规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计检查,观察检查。

8.5.11 电气系统接地装置施工应符合设计要求和现行国家标

准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,观察检查。

8.5.12 线缆穿过楼面、屋面和外墙时,其防水套管和防水密封处理应符合设计要求。

检查数量:全数检查。

检查方法:观察检查。

8.5.13 光伏发电系统并网设施应符合设计要求和现行相关标准的规定。

检查数量:全数检查。

检查方法:对照设计文件检查,观察检查。

8.6 子分部工程验收

8.6.1 建筑光伏子分部工程验收应具备以下条件:

- 1 设计文件和合同约定的各项施工内容已经施工完毕;
- 2 各分项工程验收合格;
- 3 工程资料完整且符合验收规定;
- 4 光伏发电系统所用的主要材料、构配件和设备的出厂合格证书、中文说明书、相关性能检测报告及工程相关试验、检测报告齐全。

8.6.2 建筑光伏子分部工程验收应在分项工程验收合格后进行。

8.6.3 建筑光伏子分部工程验收应提供下列资料:

- 1 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录;
- 2 主要材料、构配件和设备的产品出厂合格证书、相关性能检验报告及工程相关试验、检测报告;
- 3 隐蔽工程验收记录和相关图像资料;
- 4 工程施工安装记录、工程质量验收记录;
- 5 屋面防水检漏记录、后置锚固件现场拉拔检测报告及

防雷、接地电阻测试记录；

6 系统调试和运行记录；

7 系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；

8 工程使用、运行管理及维护说明书等；

9 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

8.6.4 建筑光伏子分部工程验收时，应对工程观感质量进行验收，其主要项目有：

1 基座与建筑连接牢固，摆放整齐。屋面上基座应做防水处理，且不得破坏屋面防水层；

2 支架与基座或建筑主体结构固定牢靠。钢结构支架与建筑物接地系统可靠连接，且焊接、防腐处理应符合要求；

3 光伏方阵与支架或连接件固定牢靠；

4 电缆线路敷设、电气设备安装应符合要求，电气设备接地可靠；

5 储能蓄电池组、逆变器安装应符合要求。

检查方法：尺量、观察检查。

检查数量：管路、电缆线路按每个系统抽查 10%，且不少于 5 处；少于 5 处的，全数检查。各类设备、部件抽查 5%，且不少于 5 件；少于 5 件的，全数检查。

8.7 检测与监测

8.7.1 太阳能光伏组件出厂前，应按现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的相关规定，对外观质量、最大功率、绝缘性能和湿漏电性能、色彩均匀性（有需要时）项目进行出厂检测，并出具出厂检测报告、产品合格证书、中文使用说明书。

8.7.2 太阳能光伏组件应按现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的相关规定，每年进行一次型式检验。

8.7.3 太阳能光伏组件进场时应按现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857 对其发电功率及发电效率进行进

场复验,复验应为见证取样。

8.7.4 光伏幕墙应按现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 及《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 标准的相关规定,对光伏幕墙的抗风压性能、气密性能、水密性能、热工性能、耐撞击性能、光学性能、平面内变形性能进行复验,硅酮结构密封胶应按现行国家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776 和现行行业标准《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》JG/T 475 标准对相容性、结构胶剥离粘结性进行复验,复验应为见证取样送检。

8.7.5 建筑光伏发电系统基座、支架固定采用后置锚固件时,应按现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的相关规定,对后置锚固件的抗拉拔承载力进行现场拉拔检测,其抗拉拔承载力应符合设计要求。

8.7.6 建筑光伏发电系统应对下列参数进行监测和计量:

- 1 太阳能光伏发电系统的发电量;
- 2 光伏组件背板表面温度;
- 3 室外温度;
- 4 太阳总辐照量。

8.7.7 建筑光伏发电系统完工后,应对系统进行能效监测,编制能效检测报告。能效检测报告主要内容应包括:

- 1 形式检查结果;
- 2 各项评价指标的评价结果;
- 3 性能合格判定结果;
- 4 性能分级评价结果;
- 5 采用的仪器设备清单;
- 6 测试与评价方案。

9 环保、安全、卫生、消防

9.1 一般规定

9.1.1 光伏发电系统的环保、劳动安全、职业卫生、消防应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《光伏发电站设计规范》GB 50797《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

9.1.2 光伏发电系统的建设应根据环境保护要求进行环境影响评价,并应根据工程的实际情况和环境特点,制定环境保护的措施,对建设和运行过程中产生的各项污染物采取防治措施。

9.1.3 光伏发电系统不应使用对环境产生危害的光伏组件和设备,对破损或废旧的光伏组件和设备应进行回收处理。

9.1.4 光伏发电系统组件的清洗用水宜采用中水或雨水。

9.1.5 光伏发电系统工程建设、运行维护的劳动安全设计应结合工程情况,采用先进、可靠、经济的技术措施和设施。

9.1.6 新建、改建、扩建工程的劳动安全及职业卫生设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

9.1.7 施工单位应针对现场可能发生的危害及事故制定针对性的处置预案,并应对现场作业人员进行安全培训。

9.1.8 光伏发电系统防火和灭火系统设计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、《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116、《民用建筑电气设计标准》GB 51348 和《气体灭火系统设计规范》GB 50370 的有关规定。

9.1.9 光伏发电系统安装应避开爆炸危险场所。

9.2 环保、安全、卫生

9.2.1 光伏组件产生的光辐射应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的相关要求。

9.2.2 光伏发电系统噪声防治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 和《民用建筑隔声设计规范》GB 50118 的有关规定。

9.2.3 在居住、商业和轻工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过现行国家标准《电磁兼容 通用标准 居住、商业和轻工业环境中的发射》GB 17799.3 规定的发射限值；连接到工业电网和在工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过现行国家标准《电磁兼容 通用标准 工业环境中的发射》GB 17799.4 规定的发射限值；并符合现行行业标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的相关规定。

9.2.4 平台、走道、吊装孔等有坠落风险处，应设置防护栏杆或盖板；楼梯、平台均应采取防滑措施。需登高检查、维修及更换光伏设备处应设操作平台或扶梯。没有安全防护设施的施工部位应预留相应固定设施，并采取相应的防坠落措施。

9.2.5 防坠落伤害设计应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083、《固定式钢梯及平台安全要求》GB 4053 等标准的规定。

9.2.6 屋面安装光伏阵列区域应有防止锚固设施失效后光伏组件坠落的措施。

9.2.7 电气设备的安全性应符合本规程及现行家标准《国家电气设备安全技术规范》GB 19517 的规定。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，避免发生人身触电事故。

9.2.8 防电气伤害设计应符合现行国家标准《低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21 的有关规定。

9.2.9 在人员有可能接触或接近光伏发电系统带电设备的位置

置,应设置明显的防电击警示标识。标识应标明“警告”、“高压危险”等提示性文字和符号,并应符合下列规定:

1 逆变器和交流配电柜或专用低压开关柜的标识应标明“警告”、“高压危险”、等提示性文字和符号;

2 光伏汇流设备应设置警示标签,标明在逆变器隔离断开后,设备内带电部分仍可存在带电危险;

3 标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894 的规定。

9.2.10 防暑、防寒、防潮、防噪声设计应符合现行国家标准《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 和《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 等标准的规定。

9.3 消 防

9.3.1 建筑光伏发电系统不得影响建筑之间的防火间距及消防疏散,其他防火与疏散等与光伏发电系统相关的消防要求应符合本规程第 5 章的相关规定。

9.3.2 光伏构件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级或应用部位的耐火极限和燃烧性能要求确定。

9.3.3 光伏幕墙的防火构造应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。

9.3.4 同一光伏幕墙组件、光伏构件跨越建筑物的两个防火分区时应满足防火玻璃的要求。

9.3.5 光伏发电系统的设备周围不得堆积易燃易爆物品,设备应具备通风散热条件。

9.3.6 光伏幕墙组件背板温度超过 90℃时,光伏幕墙系统应指示故障,并宜断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。

9.3.7 光伏发电系统应有遇火灾时及时断开汇流箱输入侧的功能。

9.3.8 用户侧储能系统应根据容量配备消防设施,消防设施应与建筑火灾自动报警系统联动,并应具备自动断电功能。

- 9.3.9** 储能系统用蓄电池室应采用防爆型灯具、通风机,室内照明线应采用穿管暗敷,室内不得装设普通型开关和电源插座,应设置可燃气体探测装置,联动启动通风系统和报警装置。
- 9.3.10** 储能系统用蓄电池室应采取自然排烟措施,当不能满足自然排烟要求时,应设机械排烟系统。蓄电池室不应有与蓄电池无关的设备和通道。
- 9.3.11** 电缆不应敷设在变形缝内。当其穿过变形缝时,应在穿过处加设不燃烧材料套管,并应采用不燃烧材料将套管空隙填塞密实。
- 9.3.12** 光伏发电系统所有外露于空气的材料均应采用难燃或不燃材料,所有隐藏的材料燃烧后不得释放有毒有害气体。
- 9.3.13** 自动灭火系统及火灾自动报警系统的设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。
- 9.3.14** 发生火灾时,光伏发电系统控制装置应能自动或手动切断光伏发电系统电源。设置火灾自动报警系统的建筑,光伏发电系统应与火灾自动报警系统联动。
- 9.3.15** 光伏发电系统应设置电气火灾监控系统,并应符合现行国家标准《电气火灾监控系统》GB 14287 的有关规定。

10 运行维护与能效评估

10.1 一般规定

10.1.1 光伏发电系统的运行维护应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 及行业标准《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 的有关规定。光伏发电系统运维主体应制定操作使用手册。光伏发电系统应具备 7×24 实时监测系统各部分的工作状态和运行效率功能。

10.1.2 运行与维护人员应具有相应的专业技能。

10.1.3 运行和维护的全部过程应进行记录,应建立、健全档案管理制度,并建立电子档案,应对每次故障记录进行分析。

10.1.4 光伏发电系统宜实现组件级的监控,能精细化管理每一块组件的发电状况,且能随时掌握组件真实排布信息。

10.1.5 光伏发电系统应具备组串级的监控功能,应含健康诊断功能或故障识别精确定位功能。监控通信应采用有线通信、无线通信或电力载波的模式进行传输。

10.1.6 光伏发电系统应具备负载监控功能,具有负载调控能力,对通风、制冷制热系统、照明系统的调节能力,包含储能的系统应按多种模式设定,控制储能设备自动运行。节能及优化运行时,应能确保环境的舒适度和设备的正常运行。

10.1.7 光伏发电系统运维主体进行系统权限管理时,必须遵循职责分离、工作相关、合理授权和审批受控等原则,实施最小化授权。

10.1.8 光伏发电系统运维主体应按照相关网络安全法律法规要求和安全事件追溯需要,记录相关安全日志,并应至少保留 6 个月。

10.1.9 光伏发电系统运维主体应对重大安全事件、高危漏洞

及重复发生的共性安全问题进行原因分析并跟踪改进。

10.1.10 能效评估应在系统正常运行后进行。

10.1.11 能效评估单位应具有相应评估能力,配备相应检测评估人员和仪器设备。

10.1.12 所有运行维护记录与能效评估记录应存档妥善保管。

10.2 运行维护

10.2.1 光伏发电系统的运行监视应符合以下要求:

- 1** 监视系统的遥感信号、遥控信号、遥测量是否正常;
- 2** 监视系统的发电单元交直流侧电压、交直流侧电流、有功功率、无功功率、异常告警及故障等运行状态信息;
- 3** 储能设备及设施的储能电池组工作电压、工作电流、荷电状态(SOC)、充放电功率、运行温度、异常告警及故障等信息;
- 4** 安装有组件级智能优化装置的系统应监视优化装置的输入/输出电压、输入/输出电流、故障告警等信息以及终端设备用能信息(如分时用电量等);
- 5** 支持系统发电量预测功能,宜具备终端用能预测功能,并可根据系统发电和终端用能进行储能调度,实现系统发电最大化消纳;
- 6** 支持低效发电单元分析、功率离散率对比分析、设备故障分析等功能,并可根据系统运行数据,主动分析故障类型、预警设备运行故障异常状况,实现对系统巡检检修提供优化管理决策支持;
- 7** 支持远程自动诊断功能,包括智能电流电压(I-V)巡检和无人机红外快速扫描巡检等,降低系统故障、异常状态的处理时间;
- 8** 具备设备故障信息显示,实时定位系统故障点位置的功能;
- 9** 对日常监视检查的项目内容做好运行记录,并定期对系统的各类运行记录进行备份检查并导出,保存时间不少于5年。

10.2.2 光伏发电系统巡视检查宜符合下列规定：

1 巡视检查分为日常巡视检查、定期巡视检查和特殊巡视检查；

2 日常巡视检查可通过远程监视及时进行，并将检查结果记入工作日志；

3 定期巡视检查系统的工程现场；

4 雷雨过后、极寒、极热等特殊天气或发生严重缺陷情况下进行特殊巡视检查。

10.2.3 监控系统应能够根据设备运行数据，实现对设备巡检检修并提供优化管理决策支持，运维人员定期对光伏发电系统进行巡检和维修，做好记录。

10.2.4 监控系统应能够主动分析预警设备运行故障异常状况，提醒运维人员及时处理。

10.2.5 应根据系统监控运行数据和经济性，有效评估光伏组件清洗方法、时间节点和次数。

10.2.6 应根据监控运行数据，分析发现由于遮挡、污染、组串断路、组件隐裂、线损等原因导致的发电损失，并及时采取措施。

10.2.7 应根据监控运行数据和日常巡检检修的结论，对系统进行必要的技改，确保系统安全高效运行。

10.2.8 运行维护人员维护前应做好安全准备工作，断开必要的开关，应穿戴绝缘鞋、手套，使用绝缘工具。

10.2.9 对易损耗部件，应有备件，并建立备件库，定期核对记录。应每季度对备品备件进行检查或保养。

10.2.10 光伏方阵维护应符合以下要求：

1 光伏组件清洁时段宜选择在晚上或者阴天，禁止使用腐蚀性溶剂或硬物擦拭组件；

2 清洗时，应防止水流入防火封堵材料、组件和阵列的电气接口，防止引起短路及电击伤亡事故；

3 光伏方阵应定期检查，出现问题应立即处理，检查内容包括以下项目：

- 1) 光伏组件是否玻璃破碎、背板灼焦、有明显的颜色变化或运行中出现异味；
- 2) 接线盒是否密封完好、变形、扭曲、开裂或烧损；
- 3) 线缆是否松脱、破损、老化、漏电；
- 4) 光伏方阵的主要受力构件、连接构件和连接螺栓不应损坏、松动，焊缝不应开焊，金属材料的防锈涂膜应完整，不应有剥落、锈蚀现象；
- 5) 光伏方阵和汇流箱上的名称、编号和带电警告标识是否清晰完整。

4 有条件时，每年高温季节用红外热成像仪对光伏方阵的组件表面温度进行一次全面检测；

5 发现光伏发电系统输出功率异常衰减应查明原因，必要时对光伏组件进行 I-V(伏安特性)和 PID(电位诱发衰减)测试。

10.2.11 控制及逆变器的检查项目、内容和维护周期，应按照制造厂家的规定进行。

10.2.12 防雷接地应定期检查，出现问题应立即处理，检查内容包括以下项目：

- 1 组件接地连接可靠；
- 2 支架接地连接可靠；
- 3 电缆金属铠装与接地系统的连接可靠；
- 4 检查方阵防雷保护装置是否失效，按需要进行更换；
- 5 定期检查各功率调节设备与接地系统是否连接可靠；
- 6 测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求；
- 7 检查方阵汇流盒以及各设备内安装的防雷保护装置是否失效，并根据需要及时更换；
- 8 电涌保护器连接应良好，接头应牢固可靠。

10.2.13 配电线路应定期检查，出现问题应立即处理，检查内容包括以下项目：

- 1 线缆是否破损，有无抛挂物；
- 2 绝缘子是否破损，其铁脚有无歪曲和松动；

- 3 进户线上的保护电器是否完好；
 - 4 电缆保护套管口不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平；金属电缆套管不应有严重锈蚀；
 - 5 电缆宜处于松弛状态，不得对电缆、连接器施加任何应力，不得敲打接线盒或拉扯电缆。
- 10.2.14** 升压变压器的运行管理与维护，应执行现行行业标准《配电变压器运行规程》DL/T 1102。
- 10.2.15** 继电保护及二次回路应定期检查，出现问题立即处理，检查内容包括以下项目：
- 1 继电保护装置外观清洁无损，二次回路相关编号清晰、接线端子无松动；
 - 2 继电保护装置的实际设定值与经过审批的继电保护整定值相同；
 - 3 并网柜、升压变压器、电缆线路、逆变器、直流配电柜保护装置运行是否正常。
- 10.2.16** 直流系统应定期检查，出现问题应立即处理，检查内容包括以下项目：
- 1 直流母线对地绝缘；
 - 2 运行中的直流电源装置的交流输入电压、充电装置输出电压和电流，蓄电池组电压、直流母线电压、浮充电流；
 - 3 储能蓄电池无漏液、破损、连接部位无松动；
 - 4 高频整流模块工作状况是否正常；
 - 5 微机监测装置工作是否正常；
 - 6 运行指示灯是否完好，其显示是否与运行方式相符合。
- 10.2.17** 储能系统的维护应符合下列规定：
- 1 蓄电池等设备的维护应符合现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724 的有关规定；
 - 2 铅酸蓄电池的运行环境与周期检验应符合现行国家标准《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473 的有关规定；

- 3 电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理；
 - 4 储能系统的支撑结构、接线端子应定期检查，出现松动、腐蚀时应及时维修；
 - 5 维护或更换储能设备时，所用工具应带绝缘套；
 - 6 储能单元应定期进行满充满放，测试可用容量；
 - 7 更换储能设备时，宜采用同品牌、同型号的产品；
 - 8 使用蓄电池组，维护时应注意以下事项：
 - 1) 保证运行环境干燥、温度适宜，无阳光直射；
 - 2) 检查电池壳、盖有无鼓胀、漏液、损伤；
 - 3) 检查连接线、连接条、端子等有无腐蚀生锈异常，紧固螺栓螺母有无松动；
 - 4) 利用红外测温仪检查蓄电池端子、电池壳表面温度，应在 35℃ 以下；
 - 5) 暂时停放不用的电池组，定期补充电；停用时间超过 3 个月以上的蓄电池，应充电后再投入运行；
 - 6) 每半年对蓄电池进行 1 次均衡充电，若蓄电池组中单体电池的电压异常，应及时处理。长期处于充电状态的电池，每三个月进行一次放电试验；
 - 7) 装有 BMS 的电池组，应检查单体压差、电池温差是否过大，绝缘电阻是否正常。
 - 9 应对电池组承载结构进行定期维护检查，包括框架外观、焊接点、金属材料等；
 - 10 应对电压异常、容量异常的电池组更换处理；
 - 11 应对电池管理系统电池荷电状态(SOC)等状态参数进行校验；
 - 12 应定期对储能单元进行充放电时间测试；
 - 13 应对电池模块、电池簇进行均衡维护处理。
- 10.2.18** 新设备投入 1 年及以后每 3 年，应由专业人员对直流系统设备停电维修，如需要更换蓄电池，宜采用同品牌、同规格型号的产品。

10.2.19 监控及数据传输系统应定期检查,出现问题应立即处理,检查内容包括以下项目:

1 监控及数据传输系统设备外观保持完好,后台机电源正常,监控窗口各主菜单无异常,电气系统图和各数据显示正确,打印机工作正常;

2 监控及数据传输系统的模拟量、脉冲量和系统时钟,系统显示的数据与被检测数据之间的误差是否超出允许范围;

3 监控系统的页面显示、实时数据库、分析计算量、防误闭锁和动作信号、告警信号;

4 监控及数据传输系统中的主要部件是否超过制造厂家规定的使用年限;

5 对于无人值守的数据传输系统,系统的终端显示器,每天应至少检查 1 次,当有故障报警时,应及时维修;超过使用年限的数据传输系统中的主要部件,应及时更换。

10.2.20 维护过程中宜对服务质量进行评估,可分为日常运行服务、日常维护类服务、维修保障类服务等评估,并宜符合下列规定:

1 日常运行服务宜评价运行岗位结构的合理性、制度的健全性、运行资料的完整性、既定服务目标的达成率、日常工作熟练程度、客户满意度、系统改造与改进完善方案的建议能力等;

2 日常维护类服务宜评价维护作业计划的及时完成率、故障发生率、技术服务请求响应时间、业务服务请求响应时间、问题解决率等;

3 维修保障类服务宜评价响应速度、到达现场时间、故障修复时间、故障快速定位及恢复能力等。

10.2.21 巡检、维护应由有资质的工作人员完成,并如实填写巡检、维护记录表。

10.3 能效评估

10.3.1 光伏发电系统与建筑一体化的能效评估指标应包含:

系统的光电转换效率、年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量。

10.3.2 能效评估前应检查资料,检查的资料应包括但不限于下列内容:

- 1 项目立项、审批文件;
- 2 项目施工设计文件审查报告及其意见;
- 3 项目施工图纸;
- 4 与光伏发电系统相关的主要材料、设备和构件的质量证明文件、进场检验记录、进场核查记录、进场复验报告和见证试验报告;
- 5 与光伏发电系统相关的隐蔽工程验收记录和资料;
- 6 光伏发电系统中各分项工程质量验收记录,并核查部分检验批次验收记录;
- 7 项目对相关部位建筑日照、承重和安全的影响分析。

10.3.3 能效评估前应进行形式检查,光伏发电系统的光伏组件、光伏方阵、储能系统、光伏控制器和逆变器等关键部件应有质检合格证书,性能参数应符合设计和现行相关标准的要求。光伏组件应有符合要求的检测报告。

10.3.4 能效评估应测试光伏发电系统的光电转换效率,测试方法按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 进行。

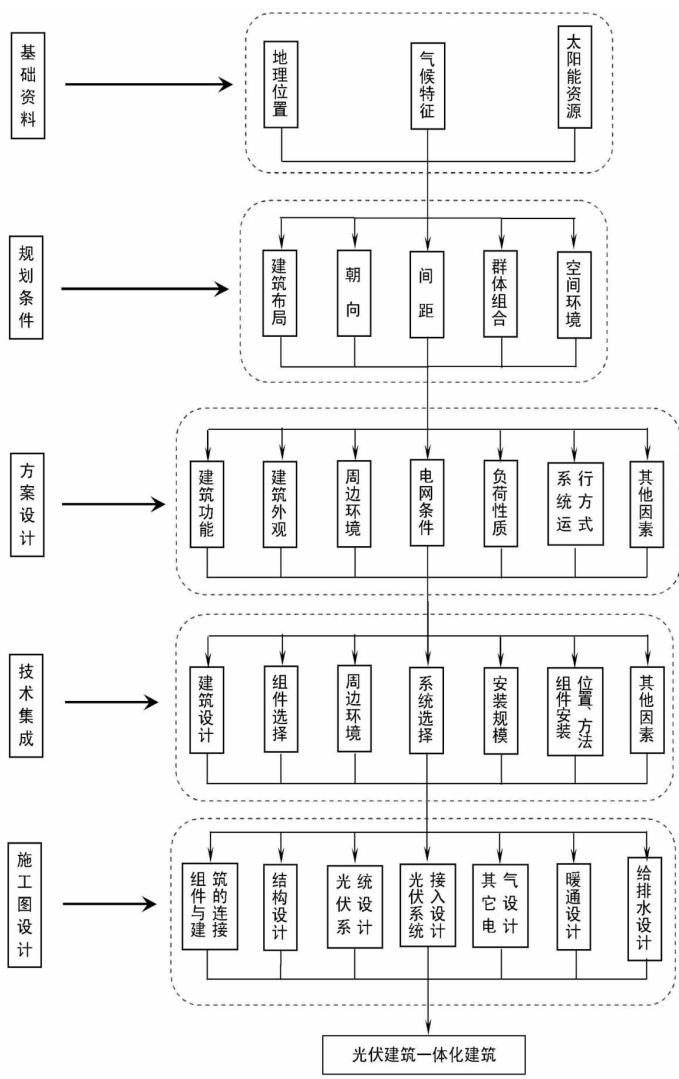
10.3.5 光伏发电系统的年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量可按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 计算。

10.3.6 能效评估完成后,应出具能效评估报告。能效评估报告应包括但不限于光伏发电系统与建筑一体化项目概况、光伏发电系统信息、形式检查结果、评估依据、测试仪器、测试结果、评估结论等内容。

附录 A 光伏建筑一体化设计流程

(规范性附录)

图 A 光伏建筑一体化设计流程



附录 B 安徽地区太阳能资源

(资料性附录)

表 B 安徽地区太阳能资源

(1991—2020 年)

城 市	年太阳总辐射(MJ/ m ²)
合肥	4267.88
淮北	4767.36
亳州	4502.60
宿州	4703.24
蚌埠	4518.19
阜阳	4212.22
淮南	4440.50
滁州	4197.48
六安	4436.13
马鞍山	4295.14
芜湖	4273.51
宣城	4374.68
铜陵	4314.75
池州	4124.90
安庆	4209.23
黄山	4136.22

注：1. 本表中数据由安徽省气象灾害防御技术中心提供；

2. 本表中年太阳辐照量单位为 MJ/m²，1kWh/m²=3.6MJ/m²。

附录 C 安徽地区光伏方阵安装倾角 推荐取值范围表

(规范性附录)

表 C 安徽地区光伏方阵安装倾角推荐取值范围表

安装地理位置		系统类型	
区 域	纬 度	独立光伏发电系统 安装倾角推荐取值	并网光伏发电系统 安装倾角推荐取值
淮河以北	$32.5^{\circ}\sim 34^{\circ}$	$40^{\circ}\sim 42^{\circ}$	$30^{\circ}\sim 31^{\circ}$
江淮之间	$31^{\circ}\sim 33^{\circ}$	$40^{\circ}\sim 42^{\circ}$	$26^{\circ}\sim 28^{\circ}$
长江以南	$29.7^{\circ}\sim 31.5^{\circ}$	$33^{\circ}\sim 35^{\circ}$	$26^{\circ}\sim 28^{\circ}$

注：本表参照现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797—2012。

附录 D 可能的总辐射日曝辐量

(资料性附录)

表 D 可能的总辐射日曝辐量[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	16.4	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

注：本表引自现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012。

附录 E 光伏组件在不同安装方位角和安装倾角条件下的修正因子

(资料性附录)

薄膜组件：

合肥(31°52′)										
方位角\倾角	0 (南)	10	20	30	40	50	60	70	80	90 (东西)
90	0.71	0.68	0.68	0.69	0.69	0.70	0.69	0.68	0.67	0.65
80	0.81	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.76	0.75	0.73	0.71
70	0.90	0.87	0.85	0.85	0.84	0.84	0.83	0.81	0.79	0.76
60	0.98	0.94	0.92	0.91	0.91	0.90	0.88	0.86	0.84	0.81
50	1.03	1.00	0.98	0.97	0.96	0.95	0.93	0.91	0.89	0.86
40	1.07	1.04	1.03	1.01	1.00	0.98	0.97	0.95	0.93	0.90
30	1.09	1.06	1.05	1.04	1.02	1.01	0.99	0.98	0.96	0.93
20	1.08	1.06	1.05	1.04	1.03	1.02	1.01	0.99	0.98	0.96
10	1.05	1.04	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.00	0.99	0.98

蚌埠(32°57′)										
方位角\倾角	0 (南)	10	20	30	40	50	60	70	80	90 (东西)
90	0.71	0.66	0.66	0.66	0.66	0.65	0.65	0.64	0.62	0.60
80	0.81	0.76	0.75	0.74	0.74	0.73	0.72	0.70	0.68	0.66
70	0.90	0.85	0.83	0.82	0.81	0.80	0.78	0.77	0.74	0.72
60	0.98	0.93	0.90	0.89	0.88	0.86	0.85	0.82	0.80	0.77
50	1.03	0.99	0.96	0.95	0.93	0.92	0.90	0.88	0.85	0.83
40	1.07	1.03	1.01	0.99	0.97	0.96	0.94	0.92	0.90	0.87
30	1.08	1.05	1.04	1.02	1.00	0.99	0.97	0.95	0.93	0.91
20	1.08	1.06	1.04	1.03	1.02	1.00	0.99	0.98	0.96	0.95
10	1.05	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.00	0.99	0.98	0.97

屯溪(29°43')										
方位角 \ 倾角	0 (南)	10	20	30	40	50	60	70	80	90 (东西)
90	0.60	0.60	0.61	0.60	0.60	0.59	0.57	0.56	0.53	0.51
80	0.71	0.71	0.71	0.70	0.69	0.68	0.66	0.64	0.61	0.59
70	0.81	0.81	0.80	0.79	0.78	0.76	0.74	0.72	0.69	0.66
60	0.89	0.89	0.88	0.87	0.86	0.84	0.82	0.79	0.77	0.74
50	0.96	0.96	0.95	0.94	0.93	0.91	0.89	0.86	0.84	0.81
40	1.01	1.01	1.00	0.99	0.98	0.96	0.94	0.92	0.90	0.87
30	1.04	1.04	1.03	1.03	1.01	1.00	0.99	0.97	0.95	0.93
20	1.05	1.05	1.04	1.04	1.03	1.02	1.01	1.00	0.98	0.97
10	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.01	1.01	1.00	0.99

晶硅组件：

合肥(31°52')										
方位角 \ 倾角	0 (南)	10	20	30	40	50	60	70	80	90 (东西)
90	0.63	0.57	0.56	0.56	0.55	0.55	0.54	0.53	0.52	0.50
80	0.73	0.67	0.64	0.64	0.63	0.62	0.61	0.60	0.58	0.56
70	0.82	0.76	0.73	0.71	0.70	0.69	0.67	0.66	0.64	0.61
60	0.89	0.83	0.80	0.78	0.77	0.75	0.73	0.71	0.69	0.67
50	0.95	0.90	0.86	0.84	0.82	0.81	0.78	0.77	0.74	0.72
40	0.98	0.94	0.91	0.89	0.87	0.85	0.83	0.81	0.79	0.77
30	1.00	0.97	0.94	0.92	0.90	0.89	0.87	0.85	0.83	0.81
20	0.99	0.97	0.96	0.94	0.92	0.91	0.89	0.88	0.87	0.85
10	0.97	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90	0.89	0.89

蚌埠(32°57')										
方位角 \ 倾角	0 (南)	10	20	30	40	50	60	70	80	90 (东西)
90	0.65	0.59	0.58	0.58	0.57	0.57	0.56	0.55	0.53	0.52
80	0.75	0.69	0.66	0.66	0.65	0.64	0.63	0.61	0.59	0.57
70	0.84	0.77	0.74	0.73	0.72	0.70	0.69	0.67	0.65	0.63
60	0.91	0.85	0.82	0.80	0.78	0.77	0.75	0.73	0.70	0.68
50	0.96	0.91	0.88	0.85	0.84	0.82	0.80	0.78	0.76	0.73
40	1.00	0.95	0.92	0.90	0.88	0.86	0.84	0.82	0.80	0.78
30	1.01	0.97	0.95	0.93	0.91	0.89	0.88	0.86	0.84	0.82
20	1.00	0.98	0.96	0.94	0.93	0.92	0.90	0.89	0.87	0.86
10	0.97	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.92	0.91	0.90	0.89

屯溪(29°43')										
方位角 \ 倾角	0 (南)	10	20	30	40	50	60	70	80	90 (东西)
90	0.55	0.55	0.55	0.55	0.54	0.53	0.52	0.50	0.48	0.46
80	0.65	0.65	0.64	0.64	0.63	0.62	0.60	0.58	0.55	0.53
70	0.74	0.74	0.73	0.72	0.71	0.70	0.67	0.65	0.62	0.59
60	0.81	0.81	0.81	0.80	0.78	0.77	0.75	0.72	0.69	0.66
50	0.88	0.88	0.87	0.86	0.85	0.83	0.81	0.78	0.76	0.73
40	0.92	0.92	0.92	0.91	0.89	0.88	0.86	0.84	0.81	0.79
30	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.91	0.90	0.88	0.86	0.84
20	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.89	0.88
10	0.94	0.94	0.94	0.93	0.93	0.93	0.92	0.91	0.91	0.90

注：该表仅作为方案设计阶段参考使用。

附录 F 施工质量验收表

(规范性附录)

F.0.1 隐蔽工程验收应按表 F.0.1 的规定填写。

表 F.0.1 隐蔽工程验收表 编号：

单位(单位) 工程名称		分项工程名称	
施工单位		项目负责人	
分包单位		分包单位 项目负责人	
施工依据		验收依据	
隐蔽内容		说 明	
存在问题			
整改情况			
验收结论			
参加人员	建设单位项目 专业技术负责人	专业监理工程师	施工单位 项目专业质量 检查员、施工员

注：隐蔽工程图像资料放入记录的附页。

F.0.2 检验批质量验收应按表 F.0.2 的规定填写。

表 F.0.2 _____ 检验批质量验收表 编号：

单位(子单位) 工程名称		分部(子分部) 工程名称		分项工程 名称		
施工单位		项目负责人		检验批容量		
分包单位		分包单位 项目负责人		检验批部位		
施工依据				验收依据		
主控项目	验收项目		设计要求及 标准规定	最小/实际 抽样数量	检查记录	检查结果
一般项目						
施工单位 检查评定结果		施工员： 项目专业质量检查员： 年 月 日				
监理(建设) 单位验收结论		专业监理工程师： (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日				

F.0.3 分项工程质量验收应按表 F.0.3 的规定填写。

表 F.0.3 _____ 分项工程质量验收表 编号：

工程名称				检验批数量			
设计单位				监理(建设)单位			
施工单位				项目经理		项目技术负责人	
分包单位				分包单位负责人		分包内容	
序号	检验批部位、 区段、系统		施工单位 检查评定结果		监理(建设)单位 验收结论		
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
施工单位 检查结论		项目专业技术负责人： 年 月 日					
监理(建设)单位 验收结论		专业监理工程师： (建设单位项目专业技术负责人) 年 月 日					

F.0.4 建筑光伏子分部工程质量验收应按表 F.0.4 的规定填写。

表 F.0.4 建筑光伏子分部工程质量验收表 编号：

分部工程名称				分项工程数量		
施工单位				项目负责人		技术负责人
				项目经理		质量负责人
分包单位				分包单位负责人		分包技术负责人
				分包内容		
序号	分项工程名称	检验批数量	施工单位检查结果		监理单位验收结论	
1	基 座					
2	支 架					
3	光伏组件					
4	电气系统					
质量控制资料						
观感质量检验结果						
综合验收结论						
其他参加人员						
建设单位 项目负责人：		设计单位 项目负责人：		施工单位 项目负责人：		监理单位 项目负责人：
年 月 日		年 月 日		年 月 日		年 月 日

本规程用词说明

1 为了便于在执行本规程条文时区别对待,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标准、规范执行的,写法为“应按……执行”或“应符合……的规定”。

引用标准名录

- 1 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 2 《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024
- 3 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 4 《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002
- 5 《建筑抗震设计规范》GB 50011
- 6 《民用建筑电气设计标准》GB 51348
- 7 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 8 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
- 9 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》
GB 50147
- 10 《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 50148
- 11 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》
GB 50149
- 12 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》
GB 50169
- 13 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》
GB 50168
- 14 《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》
GB 50254
- 15 《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》
GB 50172
- 16 《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验
收规范》GB 50171
- 17 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
- 18 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150

- 19 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
- 20 《气体灭火系统设计规范》GB 50370
- 21 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551
- 22 《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
- 23 《电化学储能电站设计规范》GB 51048
- 24 《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210
- 25 《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172
- 26 《混凝土结构工程施工规范》GB 50666
- 27 《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204
- 28 《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300
- 29 《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411
- 30 《建设工程施工现场供电安全规范》GB 50194
- 31 《工程测量标准》GB 50026
- 32 《屋面工程质量验收规范》GB 50207
- 33 《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212
- 34 《钢结构工程施工规范》GB 50755
- 35 《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205
- 36 《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576
- 37 《钢结构焊接规范》GB 50661
- 38 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
- 39 《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348
- 40 《坡屋面工程技术规范》GB 50693
- 41 《光伏电站施工规范》GB 50794
- 42 《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776
- 43 《并联电容器装置设计规范》GB 50227
- 44 《民用建筑隔声设计规范》GB 50118
- 45 《电磁兼容 通用标准 居住、商业和轻工业环境中的发射》GB 17799.3
- 46 《电磁兼容 通用标准 工业环境中的发射》GB 17799.4
- 47 《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083

- 48 《固定式钢梯及平台安全要求》GB 4053
- 49 《国家电气设备安全技术规范》GB 19517
- 50 《安全标志及其使用导则》GB 2894
- 51 《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736
- 52 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
- 53 《电气火灾监控系统》GB 14287
- 54 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
- 55 《外壳防护等级(IP 代码)》GB/T 4208
- 56 《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963
- 57 《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
- 58 《低压成套开关设备和电控设备基本实验方法》
GB/T 10233
- 59 《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862
- 60 《光伏(PV)组件安全鉴定 第 1 部分:结构要求》
GB/T 20047.1
- 61 《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593
- 62 《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408
- 63 《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120
- 64 《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857
- 65 《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655
- 66 《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 9535
- 67 《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 18911
- 68 《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512
- 69 《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321
- 70 《光伏电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931
- 71 《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第 1 部分:技术条件》GB/T 20321.1
- 72 《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473
- 73 《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133

- 74 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558
- 75 《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》
GB/T 34131
- 76 《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759
- 77 《光伏真空玻璃》GB/T 34337
- 78 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 79 《玻璃幕墙光热性能》GB/T 18091
- 80 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》
GB/T 50064
- 81 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065
- 82 《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933
- 83 《综合布线系统工程验收规范》GB/T 50312
- 84 《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936
- 85 《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547
- 86 《低压电气装置 第4—41部分:安全防护 电击防护》
GB/T 16895.21
- 87 《建筑防腐工程施工质量验收标准》GB/T 50224
- 88 《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255
- 89 《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113
- 90 《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145
- 91 《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133
- 92 《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336
- 93 《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237
- 94 《施工现场临时用电安全技术规范》JGJ 46
- 95 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 96 《建筑用玻璃与金属护栏》JGJ/T 342
- 97 《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274
- 98 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
- 99 《铝合金结构工程施工规程》JGJ/T 216
- 100 《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》JG/T 475

- 101 《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492
- 102 《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264
- 103 《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995
- 104 《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
- 105 《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202
- 106 《光伏电站防雷技术规程》DL/T 1364
- 107 《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724
- 108 《配电变压器运行规程》DL/T 1102
- 109 《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004
- 110 《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034
- 111 《建筑幕墙工程施工质量验收规程》DB34/T 3950
- 112 《建筑遮阳工程技术规程》DB34/T 5029