

UDC

云南省工程建设地方标准



P

DBJ 53/T—176—2025

备案号: J18174—2025

云南省民用建筑太阳能系统 应用技术规程

Technical Specification for the Application of Solar
Systems of Civil Building in Yunnan Province

2025-02-17 发布

2025-09-01 实施

云南省住房和城乡建设厅 发布

云南省工程建设地方标准

云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程

Technical Specification for the Application of Solar
Systems of Civil Building in Yunnan Province

DBJ 53/T—176—2025

主编单位：云南省城乡规划设计研究院

云南省设计院集团有限公司

云南省建筑科学研究院有限公司

批准部门：云南省住房和城乡建设厅

施行日期：2025 年 9 月 1 日

云南科技出版社

2025 昆明

云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程

DBJ 53/T—176—2025

云南科技出版社出版发行

云南见功印务有限公司印刷 全国新华书店经销

2025 年 8 月第 1 版 2025 年 8 月第 1 次印刷

定价：39.00 元

统一书号: 175587 · 156

云南省住房和城乡建设厅文件

云建科〔2025〕19号

云南省住房和城乡建设厅关于发布云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程的通知

各州、市住房和城乡建设局，滇中新区城市建设管理局，有关单位：

《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》已审查通过，现批准为云南省工程建设地方标准，编号为 DBJ 53/T—176—2025，自 2025 年 9 月 1 日起实施。

本标准由云南省住房和城乡建设厅负责管理，云南省城乡规划设计研究院负责解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送至云南省城乡规划设计研究院（地址：云南省昆明市滇池路 1008 号，邮政编码：650228，邮箱：932290551@qq.com，电话：0871-64315789）。

云南省住房和城乡建设厅

2025 年 2 月 17 日

前 言

根据《云南省住房和城乡建设厅关于印发 2022 年工程建设地方标准编制计划的通知》要求，编制组在认真调查研究，总结实践经验，充分参考借鉴有关规范标准和相关技术资料，并在广泛征求意见的基础上，制定本规程。

本规程的主要内容是：1 总则；2 术语和符号；3 基本规定；4 太阳能热水系统设计；5 太阳能光伏系统设计；6 太阳能系统与建筑一体化设计；7 太阳能系统安装与调试；8 太阳能系统验收；9 运行与维护。

本规程由云南省住房和城乡建设厅负责管理，云南省城乡规划设计研究院负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议请寄送至云南省城乡规划设计研究院（地址：云南省昆明市滇池路 1008 号，邮政编码：650228），供修订时参考。

本规程主编单位： 云南省城乡规划设计研究院
云南省设计院集团有限公司
云南省建筑科学研究院有限公司

本规程参编单位： 云南工程建设总承包股份有限公司
昆明理工大学设计研究院有限公司
云南建筑技术发展中心
云南建筑产业化研发中心有限公司
云南省玉溪市太标太阳能设备有限公司

昆明同兴太阳能设备有限公司
云南顺筑装配式房屋科技有限公司
云南省建筑节能协会

本规程主要起草人：

张富春	穆 卫	谭海滨	孙志刚
李 波	陈兆良	罗文兵	刘兆丰
史偲岑	吴卓昌	辛雪梅	贾崇俊
岳俊峰	雷 浩	杨 柳	董 荣
杨文雁	赵时昌	魏 华	马天晖
吕红梅	王玉倩	张 皓	肖桂芬
陈永俊	李坤林	冯志祥	张仕来
武 德	周晓慧	张文斌	吴文明

本规程主要审查人员：甘永辉 陈和雄 胥 劲 唐润生

苏 荣 龙 星 唐晋文

目 次

1 总则	1
2 术语和符号	2
2.1 术语	2
2.2 符号	4
3 基本规定	7
4 太阳能热水系统设计	8
4.1 一般规定	8
4.2 系统分类与选择	8
4.3 太阳能集热系统	10
4.4 供热水系统	19
4.5 辅助热源加热系统	20
4.6 电气与控制系统	21
5 太阳能光伏系统设计	23
5.1 一般规定	23
5.2 系统分类	23
5.3 系统设计	24
5.4 系统接入	27
5.5 系统监测	28

5.6 消防	29
6 太阳能系统与建筑一体化设计	30
6.1 一般规定	30
6.2 规划设计	30
6.3 建筑设计	31
6.4 结构设计	35
7 太阳能系统安装与调试	37
7.1 一般规定	37
7.2 太阳能热水系统安装	38
7.3 太阳能热水系统调试	40
7.4 太阳能光伏系统安装	41
7.5 太阳能光伏系统调试	45
8 太阳能系统验收	47
8.1 分项工程验收	47
8.2 竣工验收	47
9 运行与维护	48
9.1 一般规定	48
9.2 太阳能热水系统运行与维护	48
9.3 太阳能光伏系统运行与维护	50
附录 A 云南省太阳能资源分布与区划	52
附录 B 云南省典型城市不同倾角和方位角的太阳能集热器总面 积补偿比	55

附录 C 验收记录表	59
本规程用词说明	83
引用标准名录	84
附：条文说明	87

云南省住房和城乡建设厅信息公开
浏览专用

Contents

1	General Provisions	1
2	Terms and Symbols	2
2.1	Terms	2
2.2	Symbols	4
3	Basic Requirements	7
4	Design of Solar Water Heating System	8
4.1	General Requirements	8
4.2	System Classification and Selection	8
4.3	Solar Collector System	10
4.4	Hot Water Supply System	19
4.5	Auxiliary Energy Heating System	20
4.6	Electric and Control System	21
5	Design of Solar Photovoltaic System	23
5.1	General Requirements	23
5.2	System Classification	23
5.3	System Design	24
5.4	Interconnected System	27

5.5	Monitor of the System	28
5.6	Fire Control	29
6	Integrated Design of Solar Systems and Buildings	30
6.1	General Requirements	30
6.2	Planning Design	30
6.3	Architectural Design	31
6.4	Structure Design	35
7	Solar System Installation and Commissioning	37
7.1	General Requirements	37
7.2	Installation of Solar Water Heating System	38
7.3	Commissioning of Solar Water Heating System	40
7.4	Installation of Solar Photovoltaic System	41
7.5	Commissioning of Solar Photovoltaic System	45
8	Acceptance of Solar System	47
8.1	Sub-project Acceptance	47
8.2	Completion Acceptance	47
9	Operation and Maintenance	48
9.1	General Requirements	48
9.2	Operation and Maintenance of Solar Water Heating System	48
9.3	Operation and Maintenance of Solar Photovoltaic System	50
Appendix A	Distribution and Zoning of Solar Energy Resources in Yunnan Province	52

Appendix B	Solar Collector Gross Area Compensation Ratio at Different Tilt Angles and Azimuths for Some Typical Cities in Yunnan Province	55
Appendix C	Acceptance Record Forms	59
	Explanation of Wording in this Specification	83
	List of Quoted Standards	84
	Addition: Explanation of Provisions	87

1 总 则

1.0.1 为规范云南省太阳能系统的设计、安装、验收和运行维护，保证工程质量，促进太阳能系统在民用建筑中的应用，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于新建、改建和扩建的民用建筑，以及在既有建筑上增设或改造太阳能热水系统与太阳能光伏系统的设计、安装、验收和运行维护。

1.0.3 民用建筑应用太阳能系统除应符合本规程外，还应符合国家、行业和云南省现行有关规范、标准的规定。

2 术语和符号

2.1 术语

2.1.1 民用建筑 civil building

供人们居住和进行各种公共活动的建筑的总称。

2.1.2 太阳能系统 solar system

本规程的太阳能系统指太阳能热水系统和太阳能光伏系统。

2.1.3 日照标准 insolation standard

根据建筑物所处的气候区、城市规模和建筑物的使用性质确定，在规定的日照标准日的有效日照时间范围内，以有日照要求楼层的窗台面为计算起点的建筑外窗获得的日照时间。

2.1.4 太阳能系统与建筑一体化 integration of building with solar system

将太阳能系统纳入建筑设计中，使太阳能系统成为建筑的一部分，保持建筑外观和内部功能协调统一。

2.1.5 太阳能热水系统 solar water heating system

将太阳能转换成热能以加热水的系统装置。包括太阳能集热器、贮热水箱、泵、连接管路、支架、控制系统和必要时配合使用的辅助能源。

2.1.6 集中集热－集中供热水系统 centralized heat collecting and centralized heat supplying solar hot water system

采用集中的太阳能集热器和集中的贮热水箱供给一幢或几幢建筑物所需热水的系统。

2.1.7 集中集热－分散供热水系统 centralized heat collecting and

decentralized heat supplying solar hot water system

采用集中的太阳能集热器和分散的贮热水箱供给一幢建筑物所需热水的系统。

2.1.1.8 分散集热 – 分散供热水系统 decentralized heat collecting and decentralized heat supplying solar hot water system

采用分散的太阳能集热器和分散的贮热水箱供给各个用户所需热水的小型系统。

2.1.1.9 自然循环系统 natural circulation system

仅利用传热工质内部的密度变化来实现集热器和贮热水箱之间或集热器与换热器之间进行循环的太阳能热水系统。

2.1.1.10 强制循环系统 forced circulation system

利用泵迫使传热工质通过集热器或换热器进行循环的太阳能热水系统。

2.1.1.11 太阳能集热器 solar collector

吸收太阳辐射能并将转换的热能传递给传热工质的装置。

2.1.1.12 真空管集热器 evacuated-tube collector

采用透明管并在管壁与吸热体之间有真空空间的太阳能集热器。

2.1.1.13 平板型集热器 flat plate collector

吸热体表面基本上为平板形状的非聚光型集热器。

2.1.1.14 集热器总面积 gross collector area

整个集热器最大的投影面积。

2.1.1.15 供热水系统 hot water supply system

将贮热水箱中的热水通过泵、配水管道、控制系统等输送到各个热水配水点的装置。通常还包括必要的辅助加热设备。

2.1.1.16 贮热水箱 hot water storage tank

太阳能热水系统中储存热水的装置。

2.1.1.17 辅助加热装置 auxiliary heating device

太阳能热水系统中，为了补充太阳能系统的热输出所用的非

太阳能加热部件。

2.1.18 太阳能光伏系统 solar photovoltaic (PV) system

利用光伏电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换为电能的发电系统，简称光伏系统。

2.1.19 独立光伏系统 stand-alone photovoltaic system

不与公共电网连接的光伏系统，也称离网光伏系统。

2.1.20 并网光伏系统 grid-connected photovoltaic system

与公共电网连接的光伏系统。

2.1.21 光伏电池 PV cell

将太阳辐射能直接转换为电能的一种器件。

2.1.22 光伏组件 PV module

具有封装及内部连接，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。

2.1.23 光伏方阵 PV array

由若干个光伏组件或光伏构件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

2.1.24 光伏构件 PV component

经过模块化预制，具备光伏发电功能的建筑材料或建筑构件，包括建材型光伏构件和普通型光伏构件。

2.1.25 汇流箱 combiner box

在光伏发电系统中将若干个光伏组件组串并联汇流后的接入装置。

2.1.26 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵或光伏组件的直流电转换为符合电网要求的交流电并馈入电网的设备。

2.2 符 号

2.2.1 流量、流速：

q_{gz} ——单位面积集热器对应的工质流量；

q_r ——平均日热水用水定额；
 q_{rjd} ——集热器单位轮廓面积平均日产 60℃ 热量；
 q_x ——集热系统循环流量。

2.2.2 水压、水头损失：

h_j ——循环流量流经集热器的阻力损失；
 h_f ——附加压力；
 H_x ——循环泵扬程；
 h_e ——循环流量流经换热器的阻力损失；
 h_{jx} ——集热系统循环管路的沿程与局部阻力损失；
 h_z ——集热器顶部与贮热水箱最低水位之间的几何高差。

2.2.3 几何特征：

A_C ——直接系统的集热器总面积；
 A_{hx} ——换热器换热面积；
 A_{IN} ——间接系统的集热器总面积；
 A_j ——集热器总面积；
 D ——集热器与前方遮挡物或集热器前后排之间的最小距离；
 H ——前方遮挡物最高点与集热器最低点的垂直距离；
 V_{rx} ——贮热水箱的有效容积；
 α_s ——太阳高度角；
 β_s ——集热器安装方位角。

2.2.4 计算系数：

f ——太阳能保证率；
 U ——集热器总热损系数；
 U_{hx} ——换热器传热系数；
 η_{cd} ——基于总面积的集热器年平均集热效率；
 η_L ——太阳能集热系统中贮热水箱和管路的热损失率。

2.2.5 热量、温度、比重和时间：

C_w ——水的定压比热容；

J_T ——当地集热器采光面上的年平均日太阳辐射量；

Q_w ——日均用热量；

t_{end} ——贮热水箱内热水的终止设计温度；

t_o ——贮热水箱内冷水的初始设计温度；

ρ_w ——水的密度。

2.2.6 其他：

b_1 ——同日使用率；

m ——计算用水的人数或床数。

2.2.7 P_m ——最大输出功率。

2.2.8 I_m ——最大工作电流。

3 基本规定

3.0.1 新建、改建和扩建的民用建筑太阳能系统应统一规划、同步设计、同步施工、同步验收，与建筑工程同时投入使用。

3.0.2 建筑物上安装太阳能系统，不得降低相邻建筑的日照标准。

3.0.3 太阳能系统组件应与建筑形式协调统一。太阳能系统各类设施及管线应与建筑物其他管线统筹安排，做到安全、美观且便于安装维护。

3.0.4 在既有建筑上增设或改造太阳能系统，不得影响建筑原有的使用功能，必须经建筑结构安全复核，并应满足建筑结构及其他相应的安全性要求。

3.0.5 太阳能热水系统中的太阳能集热器设计使用寿命应高于15年。太阳能光伏系统中的光伏组件设计使用寿命应高于25年。

4 太阳能热水系统设计

4.1 一般规定

- 4.1.1 太阳能热水系统设计应纳入建筑给水排水设计内容。
- 4.1.2 太阳能热水系统的类型选择应结合规划建筑设计要求、气候条件、辅助能源种类和太阳能集热器、贮热水箱设置的条件等工程实际情况进行。
- 4.1.3 集中热水供应系统的水加热设备，其出水温度不应高于 70°C ，配水点热水出水水温不应低于 46°C 。
- 4.1.4 间接加热的太阳能热水系统如采用水为传热介质时，补充水宜采用生活饮用水。
- 4.1.5 太阳能集热系统的贮热水箱和管路保温设计应符合现行国家标准《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175 的规定。

4.2 系统分类与选择

- 4.2.1 太阳能热水系统按集热与供热水方式，可分为下列三类：
 - 1 集中集热—集中供热水系统；
 - 2 集中集热—分散供热水系统；
 - 3 分散集热—分散供热水系统。
- 4.2.2 太阳能热水系统按集热系统运行方式，可分为下列三类：
 - 1 自然循环系统；
 - 2 强制循环系统；
 - 3 直流式系统。

4.2.3 太阳能热水系统按生活热水与集热系统内传热工质的关系，可分为下列两类：

- 1 直接系统；
- 2 间接系统。

4.2.4 太阳能热水系统按辅助能源的加热方式，可分为下列两类：

- 1 集中辅助加热系统；
- 2 分散辅助加热系统。

4.2.5 太阳能热水系统按辅助能源加热设备安装位置，可分为下列两类：

- 1 内置加热系统；
- 2 外置加热系统。

4.2.6 太阳能热水系统按辅助能源加热设备启动方式，可分为下列三类：

- 1 全日自动启动系统；
- 2 定时自动启动系统；
- 3 按需手动启动系统。

4.2.7 集热器总出口至贮热水箱的距离不宜大于 300m。

4.2.8 应根据集热器类型及其承压能力、集热器布置方式、运行管理条件等因素，选用闭式集热系统或开式集热系统。空气质量较差地区或对热水质量要求较高的太阳能热水系统，宜选用闭式系统。开式太阳能集热系统宜采用集热、贮热、换热一体间接预热承压冷水供应热水的组合系统。

4.2.9 应根据水质条件以及热水供水压力要求等，选用直接加热或间接加热集热系统。

4.2.10 配置辅助能源水加热设备的系统，辅助加热方式、加热时段和加热水温应可调控。

4.2.11 系统中的热水用量计算应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

4.3 太阳能集热系统

4.3.1 真空管型太阳能集热器和平板型太阳能集热器的热性能指标应符合现行国家标准《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581、《平板型太阳能集热器》GB/T 6424 的要求。

4.3.2 集热器组串联和并联的管路布置应通过计算确定，对集中集热系统，宜采用局部损坏而不致系统整体失效的连接方式。集热器组设计应符合下列规定：

1 平板型或横排真空管型集热器之间的连接宜采用并联，竖排真空管型集热器之间的连接宜采用串联，但单排并联的集热器总面积不宜超过 32m^2 ；

2 对自然循环系统，每个系统的集热器总面积不宜超过 50m^2 ；总面积超过 50m^2 时，可分为若干子系统，每个子系统的集热器总面积不宜超过 50m^2 ；

3 对强制循环系统，每个系统的集热器总面积不宜超过 500m^2 ；总面积超过 500m^2 时，可分为若干子系统，每个子系统的集热器总面积不宜超过 500m^2 ；

4 同一斜面上多层布置东西向放置的全玻璃真空管集热器，串联的集热器不宜超过 3 个，每个集热器联箱长度不宜大于 2m。

4.3.3 集热器之间的连接应使每个集热器的传热工质流入路径与回流路径的长度相同，并应使流经单位集热面积的流量均衡。

4.3.4 全年使用系统的集热器安装最佳倾角应与当地纬度一致。侧重夏季使用系统的集热器安装倾角宜为当地纬度减 10° ；侧重冬季使用系统的集热器安装倾角宜为当地纬度加 10° ；真空管东西向水平放置的集热器倾角可适当减小。主要城市纬度选用宜符合附录 A 规定。

4.3.5 太阳能集热器设置在平屋面上，应符合下列规定：

1 对朝向为正南、南偏东或南偏西不大于 30° 的建筑，集

热器可朝南设置，或与建筑同向设置；

2 对朝南偏东或南偏西大于 30° 的建筑，集热器宜朝南设置或南偏东、南偏西小于 30° 设置；

3 对受条件限制，集热器不能朝南设置的建筑，集热器可朝南偏东、南偏西或朝东、朝西设置；

4 水平安装的集热器可不受朝向的限制；当真空管集热器水平安装时，真空管应东西向放置；

5 集热器的布置应避开建筑物或构筑物的遮挡，集热器与前方遮光物或集热器前后排之间的最小距离可按式计算：

$$D=H \times \cot \alpha_s \times \cos \gamma \quad (4.3.5)$$

式中： D ——集热器与前方遮挡物或集热器前后排之间的最小距离（m）；

H ——前方遮挡物最高点与集热器最低点的垂直距离（m）；

α_s ——太阳高度角（ $^\circ$ ），对季节性使用的系统，宜取当地春、秋分日正午 12 时的太阳高度角；对全年性使用的系统，宜取当地冬至日正午 12 时的太阳高度角；

γ ——集热器安装方位角（ $^\circ$ ）。

4.3.6 太阳能集热器设置在坡屋面上，应符合下列规定：

1 集热器可设置在南向、南偏东、南偏西或朝东、朝西建筑坡屋面上；

2 坡屋面上集热器应采用顺坡嵌入设置或顺坡架空设置。

4.3.7 太阳能集热器设置在阳台上，应符合下列规定：

1 对朝南、南偏东、南偏西或朝东、朝西的阳台，集热器可设置在阳台栏板上或构成阳台栏板；

2 集热器应有适当的倾角。

4.3.8 太阳能集热器设置在墙面上时，可设置在建筑南偏东、南偏西或朝东、朝西的墙面上，或直接构成建筑墙面。

4.3.9 太阳能热水系统集热器总面积确定应符合下列规定：

1 直接系统的集热器总面积可按下式计算：

$$A_c = \frac{Q_w \rho_w C_w (t_{\text{end}} - t_o) f}{J_T \eta_{\text{cd}} (1 - \eta_L)} \quad (4.3.9-1)$$

$$Q_w = q_r m b_l \quad (4.3.9-2)$$

式中： A_c ——直接系统的集热器总面积（ m^2 ）；

Q_w ——日均用热水量（L）；

C_w ——水的定压比热容 [$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$]；

ρ_w ——水的密度（ kg/L ）；

t_{end} ——贮热水箱内热水的终止设计温度（ $^\circ\text{C}$ ）；

t_o ——贮热水箱内冷水的初始设计温度，通常取当地年平均冷水温度（ $^\circ\text{C}$ ）；

J_T ——当地集热器采光面上的年平均日太阳辐射量 [$\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$]，宜符合附录 A 规定；

f ——太阳能保证率（%），太阳能热水系统在不同太阳能资源区的太阳能保证率 f 可按表 4.3.9-2 的推荐范围选取，云南地区太阳能保证率 f 取值为 30% ~ 60%；

η_{cd} ——基于总面积的集热器年平均集热效率（%），应根据集热器产品基于集热器总面积的瞬时效率方程（瞬时效率曲线）的实际测试结果而定，方案阶段没有确定集热器产品时可按 40% 估算；

η_L ——太阳能集热系统中贮热水箱和管路的热损失率，根据经验取值宜为 0.2 ~ 0.3；

q_r ——平均日热水用水定额 [$\text{L}/(\text{人} \cdot \text{d})$ ， $\text{L}/(\text{床} \cdot \text{d})$]，应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB

50015 的规定。在计算太阳能集热器总面积时，应选用平均日热水用水定额；

m ——计算用水的人数或床数；

b_1 ——同日使用率，平均值应按实际使用工况确定，当无条件时，可按表 4.3.9-1 取值。

表 4.3.9-1 不同类型建筑物的推荐取值范围

建筑物类型	b_1
住宅	0.5 ~ 0.9
宾馆、旅馆	0.3 ~ 0.7
宿舍	0.7 ~ 1.0
医院、疗养院	0.8 ~ 1.0
幼儿园、托儿所、养老院	0.8 ~ 1.0

表 4.3.9-2 不同资源区的太阳能保证率 f 推荐取值范围

太阳能资源区划	水平面上年太阳能辐照量 (MJ/ (m ² •a))	太阳能保证率 f
I 资源极富区	≥ 6700	60% ~ 80%
II 资源丰富区	5400 ~ 6700	50% ~ 60%
III 资源较富区	4200 ~ 5400	40% ~ 50%
IV 资源一般区	≤ 4200	30% ~ 40%

2 间接系统的集热器总面积可按下式计算：

$$A_{IN} = A_C \bullet \left(1 + \frac{U \bullet A_C}{U_{hx} \bullet A_{hx}} \right) \tag{4.3.9-3}$$

式中： A_{IN} ——间接系统的集热器总面积（ m^2 ）；

A_C ——直接系统的集热器总面积（ m^2 ）；

U ——集热器总热损系数 [$W/(m^2 \cdot ^\circ C)$]，对平板型集热器，

U 宜取（4 ~ 6） $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ，对真空管集热器，

U 宜取（1 ~ 2） $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ，具体数值应根据集热器产品实际测试结果而定；

U_{hx} ——换热器传热系数 [$W/(m^2 \cdot ^\circ C)$]，查产品样本得出；

A_{hx} ——换热器换热面积（ m^2 ），查产品样本得出。

4.3.10 当按本规程第 4.3.9 条计算的集热器总面积大于建筑围护结构表面积时，可按建筑围护结构表面最大容许的安装面积确定集热器总面积。

4.3.11 集热器设置受条件限制，平屋面上方位角与本规程第 4.3.5 条或坡屋面上安装倾角与本规程第 4.3.6 条规定偏差较大时，集热器总面积可采用增加集热面积的方式进行补偿，其面积补偿比选取宜符合附录 B 规定。

4.3.12 贮热水箱有效容积的计算应符合下列规定：

1 集中集热—集中供热水系统的贮热水箱宜与供热水箱分开设置，串联连接，贮热水箱的有效容积可按下式计算：

$$V_{rx} = q_{rjd} \cdot A_j \quad (4.3.12)$$

式中： V_{rx} ——贮热水箱的有效容积（L）；

A_j ——集热器总面积（ m^2 ）； $A_j = A_C$ 或 $A_j = A_{IN}$ ；

q_{rjd} ——集热器单位轮廓面积平均日产 $60^\circ C$ 热量 [L/($m^2 \cdot d$)]，根据集热器产品参数确定，无条件时，单位集热器总面积日产热量推荐取值范围选用宜符合表 4.3.12 规定。

表 4.3.12 单位集热器总面积日产热量推荐取值范围 [L/ (m² · d)]

太阳能资源区划	直接系统	间接系统
I 资源极富区	70 ~ 80	50 ~ 55
II 资源丰富区	60 ~ 70	40 ~ 50
III 资源较富区	50 ~ 60	35 ~ 40
IV 资源一般区	40 ~ 50	30 ~ 35

注：1 当室外环境最低温度高于 5℃时，可以根据实际工程情况采用日产热量高限值；

2 本表是按照系统全年每天提供温升 30℃热水，集热系统年平均效率为 35%，系统总热损失率 20%的工况下估算的。

2 当贮热水箱与供热水箱分开设置时，供热水箱的有效容积应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定；

3 集中集热 - 分散供热水系统宜设有缓冲水箱，其有效容积一般不宜小于 10% V_{rx} 。

4.3.13 集中集热 - 分散供热、分散集热 - 分散供热水系统的贮热水箱形式宜按下列要求选择：

1 按布置形式分为卧式和立式，容积较小的宜选立式；

2 按安装方式分为壁挂式和落地式，容积较小的宜选壁挂式；

3 室内和阳台布置的太阳能贮热水箱宜选承压式。

4.3.14 贮热水箱的设计应符合下列规定：

1 贮热水箱及其附件的材质、工艺处理、配件等，均应确保水质在温度达到 90℃以上时符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的规定；

2 有效容积小于 0.6m^3 的家用太阳能贮热水箱热性能应符合现行国家标准《家用太阳能热水系统技术条件》GB/T 19141 的规定，当日太阳辐照量为 $17\text{MJ}/\text{m}^2$ ，集热结束时贮热水箱内水的温度不低于 45°C ；

3 有效容积大于或等于 0.6m^3 的贮热水箱热性能应符合现行国家标准《太阳能热水系统性能评定规范》GB/T 20095、《空气源热泵辅助的太阳能热水系统（储水箱容积大于 0.6m^3 ）技术规范》GB/T 26973 的规定，当日太阳辐照量为 $17\text{MJ}/\text{m}^2$ ，集热结束时贮热水箱内水的温升值不低于 25°C ；系统贮热水箱充满热水温度不低于 50°C ，在当地标准温差条件下，无使用热水和其他因素干扰，经历 20:00 至次日早晨 6:00 共计 10h 的时间，贮热水箱保温性能应符合下列规定：

1) 水箱容积小于或等于 2m^3 时，水箱中热水温度降值小于或等于 8°C ；

2) 水箱容积大于 2m^3 ，且小于或等于 4m^3 时，水箱中热水温度降值小于或等于 6.5°C ；

3) 水箱容积大于 4m^3 时，水箱中热水温度降值小于或等于 5°C 。

4 闭式贮热水箱应满足承压要求，并应设置进水管、泄水管、压力温度安全阀以及水温指示等装置；大于 0.6m^3 的贮热水箱应设置压力表；泄压管道上不得装设阀门，不得与排水管道直接相连；

5 开式贮热水箱应设置进水管、溢流管、泄水管、通气管、水位控制以及水温指示等装置；

6 贮热水箱的布置形式和进水管布置，不得产生水流短路，并应保证贮热水箱内具有平缓的水温梯度，充分利用水箱的储热容积。

4.3.15 强制循环的太阳能集热系统应设循环泵，其流量和扬程的计算应符合下列规定：

1 循环泵的流量可按下式计算：

$$q_x = q_{gz} \cdot A_j \quad (4.3.15-1)$$

式中： q_x ——集热系统循环流量（ m^3/h ）；

q_{gz} ——单位面积集热器对应的工质流量 [$\text{m}^3/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$]，
应按集热器产品实测数据确定；无实测数据时，
可取 $0.054\text{m}^3/(\text{h} \cdot \text{m}^2) \sim 0.072\text{m}^3/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ ，
相当于 $0.015\text{L}/(\text{s} \cdot \text{m}^2) \sim 0.020\text{L}/(\text{s} \cdot \text{m}^2)$ ；

A_j ——集热器总面积（ m^2 ）。

2 开式系统循环泵的扬程应按下式计算：

$$H_x = h_{jx} + h_j + h_z + h_f \quad (4.3.15-2)$$

式中： H_x ——循环泵扬程（ kPa ）；

h_{jx} ——集热系统循环管路的沿程与局部阻力损失（ kPa ）；

h_j ——循环流量流经集热器的阻力损失（ kPa ）；

h_z ——集热器顶部与贮热水箱最低水位之间的几何高差
（ kPa ）；

h_f ——附加压力（ kPa ），取 $20\text{kPa} \sim 50\text{kPa}$ 。

3 闭式系统循环泵的扬程应按下式计算：

$$H_x = h_{jx} + h_j + h_e + h_f \quad (4.3.15-3)$$

式中： h_e ——循环流量流经换热器的阻力损失（ kPa ）。

4.3.16 集热循环泵的启闭应符合下列要求：

1 采用定温控制，即通过集热器内部的水温来控制泵的启闭；

2 采用温差控制，应按太阳能集热器出口的水温与贮热水箱下部水温的温度差来控制泵的启闭，开启温差宜为 $5^\circ\text{C} \sim 10^\circ\text{C}$ ，停止温差宜为 $2^\circ\text{C} \sim 3^\circ\text{C}$ 。

4.3.17 集热循环泵宜靠近贮热水箱设置，不应与卧室、书房

等有安静要求的房间紧邻安装。水泵应采用低噪声机组并采取防噪声措施。

4.3.18 集热循环泵的吸水管上应设过滤器、阀门，出水管上应设阀门、止回阀，闭式系统应加装压力表。

4.3.19 安装在室外的集热循环泵，应采用全封闭型或设有防护罩的水泵，并采取冬季防冻措施。

4.3.20 水泵基座的尺寸应比机组大 100mm ~ 150mm，高度宜高出地面 100mm ~ 150mm。

4.3.21 太阳能集热系统的循环管路设计应符合下列规定：

1 循环管路应短而少弯，应设计为同程式；

2 绕行的管路宜是冷水管或低温水管；

3 集热循环管横向敷设，应设 3‰ ~ 5‰ 的坡度。坡向应利于排出气体，在管路最高点或易发生气塞的位置应设自动排气装置；在采用回流方式的防冻系统中，系统中的水应能自动回流，不应积存；

4 在自然循环系统中，应使循环管朝贮热水箱方向有向上坡度，不得反坡；

5 在使用平板型集热器的自然循环系统中，贮热水箱的下循环管口应比集热器的上循环管口高 300mm 以上；

6 在间接系统的循环管路上应设膨胀箱；在闭式间接系统的循环管路上同时还应设有压力安全阀，但不应有单向阀和其他可关闭的阀门；

7 当集热器组为多排或多层集热器组并联时，每排或每层集热器的进出口管路，应设辅助阀门；

8 在系统中宜设置流量计、温度计和压力表；

9 管路的通径面积应与并联集热器组管路的通径面积之总和相适应。

4.3.22 太阳能集热系统的管路、配件应采用不锈钢管、铜管等金属材质，开式系统的耐温不应小于 100℃，闭式系统的耐温

不应小于 200℃。

4.3.23 集热回路使用传热工质的间接系统，系统应有防止工质渗入热水的技术措施。

4.3.24 集热器阵列附近宜设置用于清洁集热器的给水管。

4.4 供热水系统

4.4.1 太阳能供热水系统的管道流量、热水循环流量及管网水力计算、膨胀管或膨胀水箱的设计计算，应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

4.4.2 太阳能产生的热能宜作为预热热媒间接使用，与辅助热源宜串联使用；生活热水宜作为被加热水直接供应到用户末端，生活热水应与生活冷水用一个压力源。

4.4.3 供热水管路系统设计应符合下列规定：

1 供热水管路应选用薄壁铜管、薄壁不锈钢管、塑料热水管、金属塑料复合热水管、金属复合热水管等管材；

2 供热水管路设计应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 和《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 的规定；

3 集中供热水系统应设置热水循环管路，保证干管和立管中的热水循环；分散供热水系统可根据用户的具体要求设置热水循环管路；

4 供热水管路宜设计为同程式；

5 太阳能热水系统的冷水进水管上应有可靠的防止倒流措施；

6 供热水管道的流速，宜符合表 4.4.3 规定；

表 4.4.3 热水管道的流速

公称直径（mm）	15 ~ 20	25 ~ 40	≥ 50
流速（m/s）	≤ 0.8	≤ 1.0	≤ 1.2

7 热水横管的敷设坡度不宜小于 5‰。

4.4.4 供热贮热水箱为开式非承压水箱时，宜在配水点处的热水给水支管上设置止回阀；支管上若安装位置过多，应在贮水箱出水处设置止回阀。

4.4.5 集中集热－集中供热水系统分户供热水支管上，应安装热水计量装置。

4.4.6 供热水系统的管路应做保温，保温设计应按现行国家标准《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175 和《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定执行，并应符合下列规定：

1 室外埋地管路保温宜采用直埋双层保温构造，内层应采用岩棉、玻璃棉等无机材料，外层可采用 HDPE 保护管壳，并应符合现行行业标准《城镇供热直埋热水管道技术规程》CJJ/T 81 的规定；

2 室外露天管路保温宜采用双层保温构造，内层应采用岩棉、玻璃棉等无机材料，外层可采用镀锌板、铝板保护壳；

3 室内管路保温宜采用 40mm ~ 50mm 厚橡塑或岩棉保温，外缠防护布，橡塑保温适用温度范围为 -40℃ ~ 120℃，橡塑保温材料耐火等级为 B1 级。

4.5 辅助热源加热系统

4.5.1 太阳能热水系统应设辅助热源及加热设施，辅助热源的供热量应按无太阳能时确定。

4.5.2 辅助热源的选择应结合能源条件、系统形式等因素，经技术经济比较后确定；集中集热－集中供热水系统宜采用燃气、燃油、热泵等，集中集热－分散供热水系统、分散集热－分散供热水系统宜采用电、燃气。

4.5.3 辅助热源接入太阳能热水系统的形式，应满足充分利用太阳能，并根据热源种类、系统形式、规模、冷水水质等选择直

接或间接接入。

4.5.4 辅助热源的控制应在保证充分利用太阳能集热量的条件下，根据不同的供热方式，选择采用全日自动控制、定时自动控制或手动控制。

4.6 电气与控制系统

4.6.1 太阳能热水系统应根据集热器种类、系统形式和具体的使用要求确定相应的控制功能及控制方式。

4.6.2 太阳能热水系统的电气设计应满足太阳能热水系统用电可靠性和运行安全要求。

4.6.3 太阳能热水系统中所使用的电气设备应设短路保护、接地故障保护和过负荷保护装置。

4.6.4 系统应设专用供电回路。内置电加热系统回路应设置剩余电流动作保护装置，其额定动作电流值不应大于 30mA。

4.6.5 自动控制的集中太阳能热水系统，当贮热水箱内的水温在设定时间内低于系统设定温度时，辅助加热系统应自动启动，达到设定温度时自动停止加热。

4.6.6 大型公共建筑太阳能热水系统宜纳入建筑设备监控系统。

4.6.7 太阳能热水系统运行控制应符合下列规定：

- 1 全日热水供应系统宜采用全日自动启动系统；
- 2 直流系统宜采用定温控制，控制温度为系统集热器出口温度，温控器应有满水自锁功能；
- 3 强制循环系统宜采用温差控制，控制温差为系统集热器出口温度与系统贮热水箱底部温度的差值；温差循环运行控制的集热系统，温差循环的启动值与停止值应可调；

4 开式集热系统及开式贮热水箱的非满水位运行控制中，宜在温差循环使水箱水温高于设定温度后，采用定温出水，然后自动补水，水箱水满后再转换为温差循环；

5 太阳能集热器用温度传感器应能承受最高空晒温度，其精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ；贮热水箱用温度传感器应能承受 100°C 的温度，其精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ；

6 家用太阳能热水系统热水达到使用温度后，宜有自动停止辅助加热的功能。

4.6.8 智能化控制系统宜具备下列功能：

1 显示集热系统循环泵的工作状况，控制集热循环泵的启闭；

2 显示贮热水箱的温度；

3 显示非承压式贮热水箱的水位；

4 辅助加热设备按设定程序进行启、停自动控制，应另设有手动控制装置。

4.6.9 太阳能集热系统控制应有过热保护功能，宜有温差强制循环和定温出水功能。

4.6.10 辅助加热系统控制应有手动加热功能，宜有定时和定温加热功能。

4.6.11 集中热水供应系统控制宜有供水管道定温循环和变频供水功能。

4.6.12 开式系统自动补水控制装置应有手动补水功能，宜有定时、定温、定水位自动补水功能。

4.6.13 系统防冻控制宜包含以下功能：

1 当在冬季有冻结可能地区运行的以水为工质的集热循环系统，不宜采用排空方法防冻运行时，宜采用定温防冻循环措施优先于电辅助防冻措施；

2 在电辅助防冻措施中，宜采用管路或水箱内设置电加热器且循环水泵防冻的措施优先于管路电伴热辅助防冻措施；

3 当防冻运行时，管路温度宜控制在 $5^{\circ}\text{C} \sim 10^{\circ}\text{C}$ 。

5 太阳能光伏系统设计

5.1 一般规定

5.1.1 光伏组件或构件的选型和设计应与建筑结合，在满足发电效率、发电量、电气和结构安全、实用美观的前提下，应与建筑模数相协调，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

5.1.2 太阳能光伏系统的电能质量应符合现行国家标准《供配电系统设计规范》GB 50052 的规定。

5.1.3 并网光伏系统应具有相应的并网保护功能。

5.1.4 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志。

5.1.5 独立光伏系统应与建筑电气系统相匹配，光伏系统主接线应满足系统损耗小、故障易诊断、易隔离和检修等要求。

5.2 系统分类

5.2.1 太阳能光伏系统按与公共电网连接的方式可分为下列两种系统：

- 1 并网光伏系统；
- 2 独立光伏系统。

5.2.2 太阳能光伏系统按储能装置的形式可分为下列两种系统：

- 1 带有储能装置系统；
- 2 不带储能装置系统。

5.2.3 太阳能光伏系统按负荷形式可分为下列三种系统：

- 1 直流系统；
 - 2 交流系统；
 - 3 交直流混合系统。
- 5.2.4 并网光伏系统按并网点位置可分为下列两种系统：
- 1 用户侧并网光伏系统；
 - 2 电网侧并网光伏系统。
- 5.2.5 太阳能光伏系统按消纳方式可分为下列三种类型：
- 1 全额上网；
 - 2 自发自用，余量上网；
 - 3 自发自用。

5.3 系统设计

5.3.1 应根据建筑的使用功能、电网条件、负荷性质和系统的运行方式确定太阳能光伏系统的类型。

5.3.2 太阳能光伏系统应由光伏方阵、光伏汇流箱、逆变器、交/直流配电柜、蓄电池及其充电控制装置、布线系统、电能表和显示、监控电能相关参数的仪表组成。

5.3.3 太阳能光伏系统设计时应计算系统装机容量和年发电总量，装机容量可按下列因素综合确定：

- 1 根据建筑物可安装光伏方阵的位置、面积、倾角、光伏组件类型确定太阳能光伏系统最大装机容量；
- 2 按照用电负荷容量、日耗电量等，确定光伏系统需要的装机容量；
- 3 并网光伏系统容量应根据配电网线路、变压器容量及电网相关要求确定。

5.3.4 光伏方阵的选择应符合下列规定：

- 1 应根据建筑设计及用电负荷容量确定光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和光伏方阵的面积；

2 应根据逆变器的额定直流电压、最大功率点跟踪控制范围、光伏组件的最大输出工作电压及其温度系数，确定光伏组件的串联数；

3 应根据逆变器容量及光伏组串的容量确定光伏子方阵内光伏组串的并联数；

4 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 、最大工作电流 I_m 的离散性应小于 $\pm 3\%$ ；

5 组成光伏方阵的光伏组件应采用降低风压的措施布置；

6 固定倾角安装方式的光伏矩阵应计算遮挡间距。

5.3.5 光伏组件应符合下列规定：

1 光伏组件输出功率误差应在 5% 以内；

2 有良好的一致性，并应满足组件串的技术要求；

3 结构强度和耐候性应满足设计技术要求；

4 应有带电警告标识。

5.3.6 光伏汇流箱应符合下列规定：

1 光伏汇流箱内应设置汇流铜母排和端子，并应有独立的接地铜母排或端子；

2 每一个光伏组件串应分别由线缆引至汇流母排，在母排前分别设置直流分开关，并宜设置直流主开关；

3 光伏汇流箱内宜装设监测每个汇流子系统运行情况的装置；

4 光伏汇流箱内应设置防雷保护装置和组件串防反接措施；

5 光伏汇流箱的设置位置应便于操作和检修。设置在室外的光伏汇流箱应具有防水、防腐措施，其防护等级不应低于 IP65；

6 所有光伏汇流箱均应设置防触电警示标识。

5.3.7 并网逆变器的配置应满足以下要求：

1 逆变器总额定容量应根据光伏系统装机容量确定，独立

光伏系统逆变器的总额定容量应根据交流侧负荷最大功率及负荷性质确定；

2 逆变器的数量应根据光伏系统装机容量及单台并网逆变器额定容量确定；

3 逆变器应具备自动运行和停止功能、最大功率点跟踪功能和防孤岛效应功能；

4 逆变器应具备电压自动调整功能；

5 逆变器应具有并网保护装置，应与电力系统的电压等级、相数、相位、频率及接地方式一致，并与电网的保护相协调；

6 无隔离变压器的逆变器的控制线路应具备直流接地检测和直流分量检测功能；

7 应满足环境对逆变器的噪声和电磁兼容要求；

8 逆变器宜设置在室内通风良好的干燥场所，其位置应便于维护和检修，设置在室外的逆变器防护等级不应低于 IP65；

9 逆变器宜具备 AFCI 保护功能。

5.3.8 直流线缆的选择应符合以下要求：

1 线缆的选择应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。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 长期暴露在户外的直流电缆，应采用耐候、抗紫外辐射、阻燃等抗老化的光伏专用电缆；

3 在系统额定功率状态下，线路电压损失应控制在 3% 以内；

4 光伏直流电缆接头应采用专用接头连接。

5.3.9 储能系统设计应符合下列规定：

1 太阳能光伏系统用储能系统宜采用电化学储能方式。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 的规定；

2 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 的规定；

3 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求；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；

4 储能蓄电池性能指标应符合现行国家标准《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1、《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276、《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280 的规定；

5 储能系统应设置在无高温、无潮湿、无振动、少灰尘、避免阳光直射且通风良好的专用储能电池室，并应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

5.4 系统接入

5.4.1 太阳能光伏系统接入公用电网时，除应符合现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865、《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866 的规定外，还应符合下列规定：

1 太阳能光伏系统应有相对独立空间；

2 中型或大型集中太阳能光伏系统宜设置独立控制机房和蓄电池（组）；

3 太阳能光伏系统在供电负荷与并网逆变器之间和公共电网与负荷之间应设置隔离装置，隔离装置应具有明显断开点指示及同时切断中性线功能；

4 并网光伏系统与公用电网之间应设隔离装置。光伏系统在并网处应设置专用的开关箱（柜），专用开关箱（柜）应设置手动隔离开关和自动断路器，断路器应采用可视断点的机械开关，不应采用电子式开关，专用开关箱（柜）应设置警示专用标识；

5 蓄电池（组）宜放置在单独空间。

5.4.2 并网光伏系统应具有自动检测功能及并网切断保护功能，并应符合下列规定：

1 并网光伏系统应设安全及电网保护装置，并应符合现行国家标准《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T 20046 的规定；

2 太阳能光伏系统与公共电网之间的隔离开关和断路器均应具有切断中性线功能，且相线和中性线应能同时分断和合闸；

3 当公用电网电能质量超限时，太阳能光伏系统应自动与公用电网解列，在公用电网恢复正常后 5min 之内，光伏系统不得向电网供电。

5.4.3 并网光伏系统宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置。

5.4.4 通信与电能计量装置应符合下列规定：

1 太阳能光伏系统宜具备采集太阳能光伏系统装置及并网线路的遥测、遥信数据的功能，并传输至相应的调度主站；

2 太阳能光伏系统应在发电侧和电能计量点分别配置、安装专用电能计量装置，并宜接入自动化终端设备；

3 太阳能光伏系统应配置专用电能计量装置，电能计量装置应符合现行行业标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 和《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448 的规定。

5.4.5 太阳能光伏系统不应作为消防应急电源。

5.5 系统监测

5.5.1 大、中型太阳能光伏系统应设置监测系统。

5.5.2 太阳能光伏系统监测装置应符合以下规定：

1 建筑光伏系统监测装置应显示平行于光伏组件的太阳辐照量、室外温度、湿度、风力、光伏组件背板表面温度、电压、电流、日发电量、累计发电量等参数；

2 监测系统数据采集频率宜在 5min/ 次 ~ 1h/ 次；

3 应采用开放的通信协议和标准通信接口，并宜纳入建筑楼宇自控系统中管理。

5.6 消 防

5.6.1 建筑太阳能光伏系统安装应避开爆炸危险场所。

5.6.2 太阳能光伏系统构件的燃烧性能和耐火极限应符合现行国家标准《建筑防火通用规范》GB 55037 和《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

5.6.3 建筑太阳能光伏系统组件不应跨越建筑物的两个防火分区。

5.6.4 建筑太阳能光伏系统消防设施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。

5.6.5 玻璃紧靠防火墙两侧的门、窗、洞口之间最近边缘的水平距离不应小于 2.0m，装有固定窗扇或火灾时可自动关闭的乙级防火窗该距离可不限。

5.6.6 系统所有外露于空气的材料均应为难燃或不燃材料，所有隐藏的材料燃烧后不得释放有毒有害气体。

5.6.7 在有防火要求的区段内，电缆桥架及其支架表面应涂刷防火涂层，其整体耐火性能应符合建筑物耐火等级的要求；耐火等级较高的场所，不宜采用铝合金电缆桥架。

5.6.8 建筑太阳能光伏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 和《气体灭火系统设计规范》GB 50370 的规定。

6 太阳能系统与建筑一体化设计

6.1 一般规定

6.1.1 太阳能系统的设备类型、外观和安装位置，应根据建筑的使用要求、风格与造型要求、气候特点及日照分析结果，遵循安全美观、规则有序、便于安装和维护的原则，合理选择与确定，做到太阳能系统与建筑一体化，保持建筑统一和谐的外观。

6.1.2 太阳能系统及其预留、预埋的构件，不得影响建筑物的使用功能。

6.1.3 太阳能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，不应造成保温层和防水层破坏、局部积水、渗漏等情况，并便于维修。

6.1.4 乡村建筑安装太阳能系统不应破坏建筑风貌，宜满足建筑一体化设计要求。

6.2 规划设计

6.2.1 太阳能系统与建筑一体化的规划设计应根据建设地点的地理位置、气候特征及太阳能资源条件，以及建筑的布局、朝向、日照时间、间距、群体组合和空间环境等进行规划设计，并符合地方相关规划要求。

6.2.2 太阳能光伏系统规划设计，应符合当地新能源的发展规划、电力部门并网基础设施、区域电网消纳电量的能力等规定。

6.2.3 建筑的外部体形和空间组合应与太阳能系统密切结合，

太阳能集热器和光伏组件在建筑群体中的安装位置应合理规划，避免安装部位受周围的环境设施与绿化种植及建筑自身遮挡，太阳能集热器应满足冬至日全天有不少于 4h 日照时数的要求，光伏组件宜满足冬至日全天有不少于 3h 日照时数的要求。

6.3 建筑设计

6.3.1 太阳能系统与支撑结构作为建筑突出物时，应符合现行国家、地方有关标准和规划管理的规定。

6.3.2 建筑设计应为太阳能系统的安装、使用、维护、保养等提供必要的空间和条件。

6.3.3 在平屋面设置太阳能系统应符合下列规定：

1 支架应与屋面固定牢固，当使用地脚螺栓连接时，应在地脚螺栓周围做防水和密封处理；

2 当在屋面防水层上放置集热器、光伏组件时，屋面防水层应上翻至基座上部，并应在基座下部增设附加防水层；

3 集热器、光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和集热器、光伏方阵之间的人行通道上部应铺设保护层；

4 当集热器、光伏组件设置在屋面构架或屋面飘板上时，构架和飘板下的净空高度应满足系统检修和使用功能要求。

6.3.4 在坡屋面设置太阳能系统应符合下列规定：

1 太阳能系统与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面整体的保温、隔热、防水等围护结构功能要求，与屋面结合处雨水排放应通畅；

2 顺坡架空安装的太阳能集热器、光伏组件与屋面之间的垂直距离应满足安装和通风散热间隙的要求；

3 光伏瓦宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水功能。

6.3.5 在阳台或平台设置太阳能系统应符合下列规定：

- 1 支架应与栏板主体结构上的预埋件牢固连接；
- 2 当集热器、光伏组件构成阳台或平台栏板时，应满足栏板的刚度、强度、防护功能和电气安全要求，其高度应符合护栏高度的要求；

3 设置在上部无飘板的凸阳台、露台上的太阳能集热器、光伏组件，其支架应与阳台地面预埋件连接牢固，并应在地脚螺栓周围做密封处理。

6.3.6 在墙面设置太阳能系统应符合下列规定：

- 1 支架应与墙面上的预埋件连接牢固，必要时在预埋件处增设混凝土构造柱；
- 2 与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；
- 3 太阳能集热器、光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、风格等相协调；
- 4 当光伏组件安装在窗面上时，应符合窗面采光等使用功能要求；
- 5 对安装在墙面上提供遮阳功能的光伏构件，应满足室内采光和日照的要求；

6.3.7 在建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定：

- 1 安装在建筑幕墙上的光伏组件宜采用建材型光伏构件；
- 2 光伏组件尺寸应符合幕墙设计模数，光伏组件表面颜色、质感应与幕墙协调统一；
- 3 光伏幕墙的性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定；
- 4 由光伏幕墙构成的雨篷、檐口和采光顶，应符合建筑相应部位的刚度、强度、排水及防止空中坠物的安全性能规定；
- 5 开缝式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时，线缆槽应垂直于建筑光伏构件，并应便于开启检查和维护更换；穿过围护结构的线缆槽，应采取相应的防渗水和防积水措施；
- 6 光伏组件之间的缝宽应满足幕墙温度变形和主体结构位

移的要求，并应在嵌缝材料受力和变形承受范围之内。

6.3.8 采光顶上安装光伏组件作为围护结构时应符合下列规定：

1 安装光伏组件的采光顶应满足刚度、强度、保温、排水功能及防止坠落伤人的安全性能要求；

2 安装光伏组件采光顶的结构性能和防火性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定；

3 有采光要求的室内空间、连廊等光伏顶棚部位可采用光伏组件与部分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；

4 应有便于安装、检修和维护的安全防护措施。

6.3.9 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 光伏组件材质宜与建筑坡屋面材质及色彩协调一致，其性能应满足屋面的设计要求；

2 光伏组件应模块化、标准化，宜满足建筑模数的要求；

3 系统运行和昼夜温度变化时，光伏组件屋面应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 的规定。

6.3.10 贮热水箱的设置应符合下列规定：

1 贮热水箱宜靠近用水部位；

2 贮热水箱宜设置在室内；

3 贮热水箱设置在阳台时，不应影响建筑外观；

4 设置贮热水箱的位置应采取相应的排水、防水措施；

5 贮热水箱布置应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定，其上方或周围侧边应有安装、检修、清洁及维护空间；

6 贮热水箱安装位置可优先一体化设计，隐藏安装于坡屋面屋脊下的空间。

6.3.11 设置贮热水箱的建筑屋面、平台等室外场所应有防雨雪、防雷击等措施。

6.3.12 容积大于 600L 的贮热水箱设置在设备间及其他室内场所时，应符合下列规定：

1 门宽及通道应能满足设备检修和设备搬运的需要，对大型设备搬运要求的设备间应预留安装孔，并应采用围护墙体后期砌筑的技术措施；

2 设备间不应与需要干燥的房间直接连通，并不应与儿童活动的房间连通；

3 设备间应在围护墙体的根部设置高度不小于 300mm 的混凝土翻边，且应设置可靠的防水措施；

4 设备间应有排水、防水、防火、通风、隔热、防潮、设备操作照明等措施。

6.3.13 太阳能系统管路及管线穿墙面、屋面处应预设防水套管，防水套管与墙面、屋面交接处应进行可靠的密封防水处理，系统管线不得裸露；防水套管应在墙面保温层、屋面防水层和保温隔热层施工前埋设完毕，并应对其做防水密封处理，穿墙管线不应设在结构柱处。

6.3.14 单块太阳能集热器和光伏方阵不应跨越建筑变形缝设置。

6.3.15 光伏组件应避开厨房排油烟口、屋面排风、排烟道、通气管、空调系统等构件布置。

6.3.16 安装在建筑各部位的光伏组件，包括直接构成建筑围护结构的光伏构件，应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施，并应满足该部位的建筑围护、建筑节能、结构安全和电气安全等要求。

6.3.17 光伏采光顶、透光光伏幕墙、光伏窗应采取隐藏线缆和线缆散热的措施，并应方便线路检修。

6.3.18 光伏组件不应设置为可开启窗扇。

6.3.19 使用过程中容易受到撞击的部位应采用安全玻璃，且应设置明显的警示标志。

6.3.20 检修通道等临空处应设有防护设施，多雪地区的建筑屋面安装建筑太阳能组件时，宜设置便于人工融雪、清扫的安全通道。

6.3.21 建筑太阳能系统不得影响建筑之间的防火间距及消防疏散。

6.4 结构设计

6.4.1 新建建筑设置太阳能系统时，主体结构应能承受太阳能系统传递的荷载或作用。

6.4.2 在既有建筑上增设或改造太阳能系统时，应对既有建筑的结构设计、结构材料、耐久性、安装部位的构造及强度进行复核验算，并应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求。

6.4.3 太阳能系统的支架、连接件和节点的结构设计应符合下列规定：

1 非抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载、雪荷载和检修荷载作用效应组合；

2 抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载、雪荷载、检修荷载和地震作用效应组合；

3 作用效应组合应按照现行国家标准《工程结构通用规范》GB 55001 和《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002 的规定进行计算。

6.4.4 当选用建材型光伏构件时，应确认产品结构性能指标，并满足建筑使用期间对产品的结构性能要求。

6.4.5 太阳能系统的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。

6.4.6 在既有建筑上增设太阳能系统，其支架基座的钢筋不能与主体结构可靠锚固时，应另行设置基座。

6.4.7 对支架基座应进行抗滑移和抗倾覆稳定性验算，并采取提高支架基座与主体结构间附着力的有效措施。

6.4.8 当太阳能系统与既有建筑主体混凝土结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：

- 1 锚栓产品应有出厂合格证；
- 2 每个连接节点不应少于 2 个锚栓，选用锚栓直径应通过计算确定，且不应小于 10mm；
- 3 锚栓承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的 50%，且应进行锚栓承载力现场试验和极限拉拔试验；
- 4 在地震设防区应使用抗震型锚栓；
- 5 不宜在与化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作；
- 6 碳素钢锚栓应进行防腐蚀处理；
- 7 应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的规定。

6.4.9 安装太阳能系统的预埋件设计使用年限应与建筑主体结构一致。

6.4.10 太阳能热水系统或光伏系统的支架、支撑金属件和其他安装材料，应符合系统使用寿命要求。

6.4.11 太阳能系统组件的支撑结构应满足太阳能系统运行状态下的最大荷载和作用。

6.4.12 当直接以太阳能系统构成建筑围护结构时，集热器与光伏组件应与建筑牢固连接，并应满足所在部位的结构安全和建筑功能要求。

6.4.13 嵌入建筑屋面、阳台、墙面或其他部位的太阳能系统，应满足建筑围护结构的承载要求。

6.4.14 采用螺栓连接的太阳能组件，应采取防松、防滑措施；采用挂接或插接连接的太阳能组件，应采取防脱、防滑措施。

7 太阳能系统安装与调试

7.1 一般规定

7.1.1 太阳能系统的安装应满足设计要求。

7.1.2 太阳能系统与建筑主体结构应通过预埋件连接，预埋件应在主体结构施工时埋入，位置应准确；当没有条件采用预埋件连接时，应采用其他可靠的连接措施，并通过试验确定承载力。

7.1.3 太阳能系统安装前应具备以下条件：

- 1 施工通道应符合材料、设备运输要求；
- 2 施工场地应符合施工组织设计要求；
- 3 施工现场水、电、场地、道路等施工准备条件能满足正常施工需要；
- 4 预留基座、孔洞、预埋件和设施满足设计要求，并已验收合格。

7.1.4 进场安装的太阳能系统部件、配件、材料及性能、色彩等应满足设计要求。

7.1.5 安装太阳能系统时，应对已完工部分进行保护。

7.1.6 太阳能系统安装过程中，产品和物件应妥善存放和保管，搬运、吊装不应发生碰撞和损坏；半成品应妥善保护，在屋顶堆放时，荷载不得超过原有建筑的设计荷载。

7.1.7 太阳能系统安装过程记录及相关试验记录应齐全。

7.1.8 太阳能系统安装完成投入使用前，应进行系统调试。系统调试应在竣工验收阶段完成。

7.1.9 施工阶段噪声应符合现行国家标准《建筑施工场界环境

噪声排放标准》GB 12523 的规定。

7.2 太阳能热水系统安装

7.2.1 太阳能热水系统基座应与建筑主体结构连接牢固。

7.2.2 预埋件与基座之间的空隙，应采用 C25 及以上等级细石混凝土填捣密实。

7.2.3 在屋面结构层上现场施工的基座完成后，应做防水处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的规定。

7.2.4 采用预制的集热器支架基座应摆放平稳、整齐，应与建筑连接牢固，且不应破坏屋面防水层。

7.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在太阳能热水系统安装前应涂防腐涂料，安装过程中应及时涂刷并妥善保管。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 的规定。

7.2.6 钢结构支架的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 的规定，钢结构支架应与建筑物接地系统可靠连接。

7.2.7 支架应按设计要求安装在承重基座上，位置准确，与承重基座固定牢靠，并应设置检修通道。

7.2.8 钢结构支架焊接完毕后，应做防腐处理。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 的规定。

7.2.9 集热器阵列安装的方位角、倾角和间距应满足设计要求，安装倾角误差为 $\pm 3^\circ$ 。集热器应与建筑主体结构或集热器支架牢靠固定，防止滑脱。

7.2.10 集热器间的连接方式应满足设计要求，且密封可靠，无泄漏，无扭曲变形。

7.2.11 贮热水箱应与底座固定牢靠，底座基础应符合设计要求，无沉降与局部变形。

7.2.12 采用钢板焊接的贮热水箱，水箱内外壁均应按设计要求做防腐处理。内壁防腐材料应卫生、无毒，并能承受所贮存热水的最高温度。

7.2.13 贮热水箱的内箱应做接地处理，接地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 的规定。

7.2.14 室内贮热水箱四周应留有管路与设备安装与检修所需的必要空间。

7.2.15 太阳能热水系统的管路安装应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定。管路及配件的材料应与设计要求一致，并与传热工质相容，直线段过长的管路应按设计要求设置补偿器。

7.2.16 水泵安装应符合现行国家标准《风机、压缩机、泵安装工程施工及验收规范》GB 50275 的规定。

7.2.17 安装在室外的水泵，应采取防雨保护措施。严寒和寒冷地区应采取防冻措施。

7.2.18 水泵、电磁阀、电动阀及其他阀门的安装方向应正确，并应便于更换。过压及过热保护的阀门泄压口安装方向应正确，保证安全并设置满足设计要求的硬管引流，工质为防冻液的系统应设置防冻液收集措施。

7.2.19 管路保温应在水压试验合格后进行，保温应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定。

7.2.20 严寒和寒冷地区以水为工质的室外管路，应采取防冻措施。

7.2.21 直接加热的电加热管、电气设施的安装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 的规定。

各类盘、柜应按说明书中的要求放置在合适的环境，其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 的规定。设备间应具备防潮和防高温蒸汽的相应措施。

7.2.22 电缆线路施工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标准》GB 50168 的规定。

7.2.23 电气设备和与电气设备相连接的金属部件应做等电位连接。电气接地装置的施工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 的规定。

7.2.24 传感器的接线应牢固可靠，接触良好。传感器控制线应做防水处理。传感器安装应与被测部位良好接触，温度传感器四周应进行良好的保温并做好标识。

7.2.25 太阳能热水系统安装完毕后，在设备和管路保温之前，应进行水压试验。

7.2.26 承压管路系统和设备应做水压试验，试验压力应满足设计要求。非承压管路系统和设备应做灌水试验。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，应按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 执行。

7.2.27 当环境温度低于 5℃ 进行灌水试验时，应采取可靠的防冻措施。

7.2.28 系统水压试验合格后，应对系统进行冲洗直至排出的水不浑浊为止。

7.3 太阳能热水系统调试

7.3.1 系统调试应包括设备单机调试、部件调试和系统联动调试。系统联动调试应按照设计要求的实际运行工况进行。联动调试完成后，应进行连续三天试运行，其中至少有一天为晴天。

7.3.2 系统联动调试，应在设备单机、部件调试和试运转合格

后进行。

7.3.3 设备单机、部件调试应包括下列内容：

- 1 检查水泵安装方向；
- 2 检查电磁阀安装方向；
- 3 温度、温差、水位、流量等仪表显示正常；
- 4 电气控制系统应达到设计要求功能，动作准确；
- 5 剩余电流保护装置动作准确可靠；
- 6 防冻、防过热保护装置工作正常；
- 7 各种阀门开启灵活，密封严密；
- 8 辅助能源加热设备工作正常，加热能力达到设计要求。

7.3.4 系统联动调试应包括下列内容：

- 1 调整水泵控制阀门；
- 2 调整系统各个分支回路的调节阀门，使各回路流量平衡，达到设计流量；
- 3 温度、温差、水位、时间等控制仪的控制区域或控制点应满足设计要求；
- 4 调试辅助热源加热设备与太阳能集热系统的工作切换，达到设计要求；
- 5 调整电磁阀初始参数，使其动作符合设计要求。

7.3.5 系统联动调试后的运行参数应符合下列规定：

- 1 设计工况下太阳能集热系统的流量与设计值的偏差不应大于10%；
- 2 设计工况下热水的流量、温度应满足设计要求；
- 3 设计工况下系统的工作压力应满足设计要求。

7.4 太阳能光伏系统安装

7.4.1 光伏幕墙连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 和《玻璃幕墙工程质量检

验标准》JGJ/T 139 的规定。光伏采光顶连接部件和构件、光伏遮阳连接部件和构件的安装施工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 的规定。

7.4.2 光伏组件安装除应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的规定外，尚应符合下列规定：

1 光伏幕墙组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定；光伏采光顶和光伏遮阳组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的规定；

2 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应进行防护，不得受到碰撞及重压；

3 不得在雨中进行光伏组件的连线作业；

4 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

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

7.4.4 汇流箱的安装应符合下列规定：

1 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；

2 汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入；

3 汇流箱内光伏组串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；

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

7.4.5 逆变器的安装除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 的规定外，尚应符合下列规定：

1 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；

2 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少

选取两点进行连接；

3 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；

4 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点；

5 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

7.4.6 二次设备、盘、柜的安装及接线除满足设计要求外，尚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 的规定。

7.4.7 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：

1 槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于 1%；

2 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5m；

3 两组电缆桥架在同高度平行敷设时，净距不应小于 0.6m；

4 电缆桥架宜高出地面 2.5m 以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于 0.3m，桥架内横断面的填充率应满足设计要求；

5 电缆桥架内缆线垂直敷设时，缆线的上端和每间隔 1.5m 处宜固定在桥架的支架上；水平敷设时，在缆线的首、尾、转弯及每间隔 3m ~ 5m 处宜进行固定；

6 槽盖在吊顶内设置时，开启面宜保持 80mm 的垂直净空；

7 布放在线槽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。

7.4.8 建筑光伏系统的防雷、接地施工除应满足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 的规定外，尚应符合下列规定：

1 太阳能光伏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，固定结构的接地做法应满足设计要求；

3 盘、柜、桥架、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导电良好，金属盘门应采用裸铜软导线与金属构架或接地排进行接地。

7.4.9 储能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 的规定。母线装置的施工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 的规定。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 的规定。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 高压电器施工及验收规范》GB 50147 的规定。

7.4.10 当设置环境监测仪时，应符合下列规定：

- 1 环境温度传感器应安装在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，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的排气口和通风口。

7.4.11 通信电缆布线应符合下列规定：

- 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，宜使用钢管屏蔽；
- 2 线路不宜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 通信电缆与其他低压电缆合用桥架时，应各置一侧，中间宜采用隔板分隔。

7.5 太阳能光伏系统调试

7.5.1 太阳能光伏系统调试前应完成安装工作并验收合格。

7.5.2 太阳能光伏系统的调试应对光伏组串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备进行调试及光伏发电系统的联合调试。

7.5.3 光伏组串调试除宜按现行行业标准《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034 的规定执行外，尚应符合下列规定：

- 1 同一光伏组串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致；
- 2 测试宜在辐照度不低于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行；
- 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，对同一汇流箱内各光伏组串的电流进行检测，相同测试条件下，光伏组串之间的电流偏差不应超过 5%。

7.5.4 汇流箱的调试除宜按现行国家标准《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的规定执行外，尚应符合下列规定：

- 1 汇流箱中输出断路器应处于分断状态，熔断器熔丝未放入；
- 2 汇流箱及内部浪涌保护器接地应牢固、可靠。

7.5.5 逆变器调试应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 的规定。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试验方法》GB/T 10233 的规定。

7.5.6 电化学储能系统的调试除应符合现行国家及行业标准《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、《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T 34120、《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133 的规定外，尚应检测电化学储

能电池反接保护、防雷保护、防反向放电保护。

7.5.7 太阳能光伏系统无功补偿装置的设备调试应符合现行国家标准《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 的规定。

7.5.8 其他电气设备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 的规定。

7.5.9 太阳能光伏系统在完成分步调试、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空开，测量电网侧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空开，并合上相应直流配电柜空开及逆变器侧直流空开，直流电压值应符合各逆变器输入条件；

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并检测各功率点运行时的电能质量。

7.5.10 独立光伏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断路器。

8 太阳能系统验收

8.1 分项工程验收

8.1.1 太阳能系统所采用的材料、设备等产品应进行进场验收，并形成相应的验收记录。

8.2 竣工验收

8.2.1 工程完工后，施工单位向建设单位提交工程竣工报告，由建设单位组织设计、施工、监理等单位组成验收组，验收组通过审阅工程档案资料及实地查验，对工程设计、施工、设备安装质量和各管理环节等方面做出全面评价，形成经验收组人员签署的工程竣工验收意见。

8.2.2 竣工验收应提交下列验收资料：

- 1 设计变更证明文件和竣工图；
- 2 各种材料和设备的质量证明文件和相关技术资料应齐全，并符合设计要求和国家现行有关标准的规定；
- 3 屋面防水检漏记录；
- 4 隐蔽工程验收记录和中间验收记录；
- 5 系统水压试验记录；
- 6 系统调试及试运行记录。

8.2.3 竣工验收时，太阳能系统性能检验应符合现行国家标准《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411 的规定，质检机构应出具检测报告。

8.2.4 太阳能系统安装验收时应按附录 C 的要求填写验收记录。

9 运行与维护

9.1 一般规定

9.1.1 太阳能系统正式投入运行前，应建立管理制度、编写应急预案及运行与维护方案，并对运行与维护人员进行培训，保证运行与维护人员具备相应的专业技能。

9.1.2 太阳能热水系统初次运行或系统重新启动之前应冲洗贮热水箱、太阳能集热器和系统管路内部，并向系统内填充传热工质。

9.1.3 每年对太阳能系统关键部件、支架、管路、锚固结构等至少进行一次检查。在极端天气来临前应对太阳能系统加强巡检，并宜采取相应的防护措施。极端天气以后在系统重新投入运行前，应对系统进行全面检查及维护。

9.1.4 太阳能系统应安装计量装置，并宜在系统运行后，进行能耗的定期监测，计量装置应定期进行校验。

9.1.5 太阳能系统运行出现异常时应及时进行处理。

9.1.6 太阳能系统运行与维护记录应及时归档。

9.2 太阳能热水系统运行与维护

9.2.1 太阳能集热器运行时应避免在运行过程中发生长期空晒、闷晒和液态传热工质冻结现象。

9.2.2 太阳能集热器的维护宜定期清扫或冲洗集热器表面的灰尘，除去真空管中的水垢，检查真空管集热器无损坏，并应避免

硬物冲击，检查真空管集热器是否发生泄漏，避免漏水现象发生。如果发生空晒现象，真空管不应立即上冷水。

9.2.3 宜定期检查贮热水箱的密封性；发现破损时应及时修补。

9.2.4 宜定期检查贮热水箱的补水阀、安全阀、液位控制器和排气装置，确保正常工作，防止空气进入系统；定期清除水箱内水垢，防止循环管道因异物堵塞。

9.2.5 管道日常维护应定期冲洗整个系统；其保温层和表面防潮层不应破损或脱落。

9.2.6 阀门日常维护保养时应定期对阀门进行清洁；检查螺杆与螺母磨损情况；被动动作的阀门应定期转动手轮或者手柄，防止阀门生锈咬死。

9.2.7 管路系统的支撑构件，包括支吊架和管箍等运行中出现断裂、变形、松动、脱落和锈蚀时应采取更换、补加、重新加固、补刷油漆等相应的措施。

9.2.8 水泵运行时，电机不能有过高的温升，轴承温度不得超过周围环境温度 35℃~40℃，轴封处、管接头均应无漏水现象，并应无异常噪声、振动、松动和异味，压力表指示应正常且稳定，无剧烈抖动。

9.2.9 水泵的维护保养，宜每年对水泵进行一次检修，内容包括清洗和检查，及时更换部件对没有进行保温处理的泵体表面进行一次除锈刷漆作业。

9.2.10 温度传感器维护时检查热电阻引出线与传感器连接线的连接是否松动、腐蚀；热电阻套管是否密封良好。

9.2.11 控制系统的维护应确保系统执行元件正常运行；仪表指（显）示应正确，其误差应控制在允许范围内。

9.2.12 辅助电加热器运行时，所有阀门的开闭状态应正确；容器内水位应高于电加热器，低水位保护应正常工作。

9.2.13 辅助电加热器的维护，应确保安全阀正常工作，加热元件不应有劳损情况。

9.2.14 辅助空气源热泵运行时，热泵压缩机和风机应工作正常；接地线应保证可靠连接，剩余电流保护器应保证有效动作。

9.2.15 辅助空气源热泵的维护，应定期清理水垢、检查压缩机绕组电阻，防止含有酸性的物质烧毁电机绕组；定期对水路和阀门等管阀件进行维护保养，并应保证无泄漏。

9.3 太阳能光伏系统运行与维护

9.3.1 太阳能光伏系统的光伏组件在运行维护过程中不应损坏光伏组件的表面及封装结构，影响光伏支撑系统的稳固性和建筑物的结构安全。

9.3.2 太阳能光伏系统宜每年对外观、电气安全性、组件内部缺陷、组件及支架等的紧固情况进行检查。

9.3.3 光伏组件出现下列异常状态时应及时维护或更换：

- 1 封装材料及边框破损、腐蚀；
- 2 封装材料灼焦及明显的颜色变化；
- 3 封装结构内有明显的结露、进水及气泡；
- 4 接线盒变形、开裂、烧毁，电缆破损，接线端子接触不良。

9.3.4 雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏方阵，发现异常应及时进行处理。大雪天气中可根据情况对光伏方阵进行临时巡检，应采取保障措施后进行积雪清扫。

9.3.5 光伏系统应避免带电操作，定期对光伏组件上的附着物进行清理；低层建筑周边乔木应定期修剪，避免对光伏系统造成遮挡。

9.3.6 太阳能光伏系统中电缆进出电气设备、电缆沟槽管及墙体处的封堵状态应定期检查，发现封堵材料脱落应及时修补。

9.3.7 应定期检查户外线缆的敷设和保护措施的完整性、连接情况、线路标牌，出现损坏、松动、腐蚀时应及时维修。

9.3.8 电缆沟、井、管、槽、架内的杂物应定期清理并应及时

清理架空线路上的抛挂物。

9.3.9 建筑光伏系统电气设备的运行环境应满足设计要求。

9.3.10 建筑光伏系统中逆变升压高压设备的安装结构应定期检查，电气设备试验应符合现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 的规定。

9.3.11 电气设备维护时，应定期检查散热器件、断路器是否出现异常、接线端子紧固情况、壳体及防护情况，出现异常应及时处理。

9.3.12 逆变器、控制系统等电气设备异常时，应查明原因并修复后方可开机。

9.3.13 电气设备熔断装置断裂、保护装置启动后应及时排除故障，并应更换满足设计要求的熔断器，保护装置复位。

9.3.14 建筑光伏系统中的储能电池等设备的运行与维护应符合现行国家标准《用户侧电化学储能系统接入配电网技术规定》GB/T 43526 的规定。

9.3.15 建筑光伏系统中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。

9.3.16 建筑光伏系统电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理。

附录 A 云南省太阳能资源分布与区划

表 A.0.1 云南省典型城市太阳能资源区划表

地区	太阳能资源区划	Ⅱ 资源丰富区	Ⅲ 资源较富区	Ⅳ 资源一般区
	年平均太阳辐照总量 $[MJ/(m^2 \cdot a)]$	5400 ~ 6700	4200 ~ 5400	≤ 4200
昆明市		东川、富民、宜良、石林、禄劝	五华、盘龙、官渡、西山、呈贡、晋宁、嵩明、安宁、寻甸	—
昭通市		—	昭阳、鲁甸、巧家、彝良、永富	盐津、大关、永善、绥江、镇雄、威信
曲靖市		陆良	麒麟、马龙、师宗、罗平、富源、会泽、沾益、宣威	—
红河哈尼族彝族自治州		开远、蒙自、弥勒、建水、石屏	个旧、屏边、泸西、元阳、红河、金平、绿春、河口	—
玉溪市		红塔、江川、通海、易门、峨山、新平、元江	澄江、华宁	—
楚雄彝族自治州		楚雄、双柏、牟定、南华、姚安、大姚、永仁、元谋、武定、禄丰	—	—

续表 A.0.1

地区	太阳能资源区划	Ⅱ 资源丰富区	Ⅲ 资源较富区	Ⅳ 资源一般区
	年平均太阳辐照总量 $[MJ/(m^2 \cdot a)]$	5400 ~ 6700	4200 ~ 5400	≤ 4200
	大理白族自治州	大理、祥云、宾川、弥渡、南涧、巍山、洱源、剑川	漾濞、永平、云龙、鹤庆	
	文山壮族苗族自治州	—	文山、砚山、西畴、麻栗坡、马关、丘北、广南、富宁	—
	普洱市	思茅、墨江、西盟	宁洱、景东、景谷、镇沅、江城、孟连、澜沧	—
	保山市	隆阳、施甸、腾冲、昌宁	龙陵	—
	丽江市	古城、玉龙、永胜、华坪	宁蒗	—
	西双版纳傣族自治州	景洪	勐海、勐腊	—
	临沧市	云县、永德、双江、耿马	临翔、凤庆、镇康、沧源	—
	德宏傣族景颇族自治州	瑞丽、芒市、梁河、盈江、陇川	—	—
	迪庆藏族自治州	—	香格里拉、德钦、维西	—
	怒江傈僳族自治州	—	泸水、贡山、兰坪	福贡

表 A.0.2 云南省典型城市太阳能资源数据表

太阳能资源区划	典型城市	纬度	年平均太阳 辐照总量 [MJ/(m ² ·a)]	年平均日 太阳辐照量 [kJ/(m ² ·d)]	全年日照 时数 (h)
Ⅱ 资源 丰富区	丽江古城区	26° 52′	6157	16868	2373
	楚雄市	25° 01′	5733	15707	2426
	蒙自市	23° 23′	5696	15605	2234
	瑞丽市	24° 02′	5584	15299	2334
	保山隆阳区	25° 08′	5543	15186	2354
	腾冲市	25° 03′	5485	15027	2153
	耿马县	23° 54′	5436	14893	2164
	普洱思茅区	22° 40′	5423	14858	2136
	大理市	25° 43′	5409	14819	2281
	澜沧县	22° 57′	5356	14674	2113
Ⅲ 资源 较富区	临沧临翔区	23° 57′	5293	14501	2132
	泸西县	24° 53′	5260	14411	2095
	会泽县	26° 42′	5222	14307	2100
	曲靖麒麟区	25° 30′	5199	14244	2074
	昆明市	25° 01′	5184	14203	2470
	江城县	22° 59′	5073	13899	1874
	广南县	24° 05′	5001	13701	1861

注：太阳能资源区划相同且距离、海拔相近的周边城市，太阳能资源数据可参考典型城市取值并酌情修正。

附录 B 云南省典型城市不同倾角和方位角的太阳能集热器总面积补偿比

B.0.1 当太阳能集热器受条件限制，倾角和方位角与本标准第 4.3.5 条和第 4.3.6 条规定偏差较大时，可采用增加集热器面积的方式进行补偿，面积补偿后实际确定的集热器总面积应按下式进行计算：

$$A_B = A_S / R_s \quad (\text{B.0.1})$$

式中： A_B ——进行面积补偿后实际确定的集热器总面积（ m^2 ）；

A_S ——按本规程公式（4.3.9-1）或（4.3.9-3）计算得出的集热器总面积（ m^2 ）；

R_s ——面积补偿比（%），按表 B.0.1 选取。

B.0.2 若太阳能热水系统所在地区不是表 B.0.1 中的典型城市或地区，可选取离所在地区最近的代表城市或地区中的 R_s 值。

表 B.0.1 部分典型城市太阳能集热器总面积补偿比 R_s (%)

(昆明市 曲靖麒麟区 楚雄市 保山隆阳区 腾冲市 瑞丽市 广南县 泸西县)

方位角 (°) 倾角 (°)	东	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	南	10	20	30	40	50	60	70	80	西
90	52	54	56	57	58	59	59	60	60	60	60	60	59	59	58	57	56	54	52
80	59	61	63	65	66	67	68	69	69	69	69	69	68	67	66	65	63	61	59
70	66	68	70	72	74	75	76	77	78	78	78	77	76	75	74	72	70	68	66
60	73	75	77	79	81	82	84	85	85	85	85	85	84	82	81	79	77	75	73
50	79	81	83	85	87	89	90	91	91	92	92	91	90	89	87	85	83	81	79
40	85	87	89	90	92	93	95	95	95	96	95	95	95	93	92	90	89	87	85
30	90	91	93	94	96	97	98	98	99	99	99	98	98	97	96	94	93	91	90
20	93	94	96	97	98	98	99	100	100	100	100	100	99	98	98	97	96	94	93
10	96	96	97	97	98	98	99	99	99	99	99	99	99	98	98	97	97	96	96
水平面	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96

续表 B.0.1
(大理市丽江古城区会泽县)

方位角 (°) 倾角 (°)	东	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	南	10	20	30	40	50	60	70	80	西
90	54	56	57	58	58	59	59	59	59	59	59	59	59	59	58	58	57	56	54
80	61	63	64	65	66	67	68	68	68	68	68	68	68	67	66	65	64	63	61
70	68	70	71	73	74	76	76	76	77	77	77	76	76	76	74	73	71	70	68
60	75	77	78	79	81	82	83	84	84	84	84	84	83	82	81	79	78	77	75
50	81	83	84	86	87	88	89	90	90	90	90	90	89	88	87	86	84	83	81
40	87	88	90	91	92	93	94	95	95	95	95	95	94	93	92	91	90	88	87
30	91	93	94	95	96	97	97	98	98	98	98	98	97	97	96	95	94	93	91
20	95	96	97	97	98	99	99	100	100	100	100	100	99	99	98	97	97	96	95
10	97	98	98	99	99	99	99	100	100	100	100	100	99	99	99	99	98	98	97
水平面	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

续表 B.0.1

(蒙自市 临沧临翔区 普洱思茅区 江城哈尼族彝族自治县 耿马傣族佤族自治县 澜沧拉祜族自治县)

方位角 (°) 倾角 (°)	东	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	南	10	20	30	40	50	60	70	80	西
90	53	54	55	56	57	57	58	58	58	59	58	58	58	57	57	56	55	54	53
80	60	61	63	64	65	66	66	67	67	68	67	67	66	66	65	64	63	61	60
70	67	69	70	72	73	74	75	75	75	75	75	75	74	74	73	72	70	69	67
60	74	75	77	79	80	81	82	83	83	83	83	83	82	81	80	79	77	75	74
50	80	82	84	85	86	88	89	89	90	90	90	89	89	88	86	85	84	82	80
40	86	87	89	90	92	93	94	94	95	95	95	94	94	93	92	90	89	87	86
30	91	92	93	95	96	97	97	98	98	98	98	98	97	97	96	95	93	92	91
20	95	95	96	97	98	99	99	100	100	100	100	100	99	99	98	97	96	95	95
10	97	97	98	98	99	99	99	100	100	100	100	100	99	99	99	98	98	97	97
水平面	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

附录 C 验收记录表

表 C.0.1 系统水压试验记录

系统水压试验记录										资料号	
工程名称					系统名称						
施工单位					试验部位						
管道编号	管径	材质	工作压力 (MPa)	强度试验				严密性试验			
				介质	试验压力 (MPa)	试验时间 (min)	试验结论	介质	试验压力 (MPa)	试验时间 (min)	试验结论
项目技术负责人：				专业监理工程师：				建设单位项目专业技术负责人：			
年 月 日				年 月 日				年 月 日			

表 C.0.2 系统调试及试运行记录

系统调试及试运行记录					资料号		
工程名称				试运转调试时间			
施工单位				试运转调试项目			
见证单位				试运转调试部位			
试运转、调试内容：							
试运转、调试结论：							
见证单位				见证人			
项目技术负责人				施工员		质量员	

表 C.0.3 报审、报验表

_____报审、报验表		资料号
工程名称		
致：_____（项目监理机构）		
我方已完成_____工作，经自检合格，请予以审查或验收。		
附件： 施工项目经理部（盖章） 项目经理或项目技术负责人（签字） 年 月 日		
审查或验收意见： 项目监理机构（盖章） 专业监理工程师（签字） 年 月 日		
项目建设单位（盖章） 建设单位项目专业技术负责人（签字） 年 月 日		

表 C.0.4 太阳能热水系统安装检验批质量验收记录表

		资料号		
工程名称		检验部位		
施工单位		项目经理		
施工依据		验收依据		《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
主 控 项 目	施工质量验收规范规定		施工单位检查记录	
	监理单位检查记录		监理（建设）单位验收意见	
	1	太阳能热水系统工程所采用的管材、设备、阀门、仪表、保温材料等产品应进行进场验收		
	2	太阳能热水系统采用的集热设备、保温材料进场时，应对集热设备的热性能、保温材料的导热系数或热阻、密度、吸水率等进行复验		
3	各种承压管路系统和设备应做水压试验，试验压力应符合设计要求。非承压管路系统和设备应做灌水试验。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，应按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 执行			

续表 C.0.4

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T—176—2025
主控项目	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录 监理（建设）单位验收意见
	4	集热器、集热循环水箱及贮热水箱必须具有中文质量合格证明文件及具有有效期内的型式检验报告，报告应符合国家技术标准或设计要求	
	5	集热器连接完毕，应进行检漏试验，检漏试验应符合设计要求或符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定	
	一般项目	太阳能热水系统基座应与建筑主体构造连接牢固且不得破坏屋面防水层、保温层	
		锚栓产品应有出厂合格证	
		碳素钢锚栓应经过防腐处理	
	1	应进行承载力现场试验，必要时进行极限拉拔试验，锚栓承载力设计值不应大于其极限承载力的 50%	

续表 C.0.4

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录 监理单位验收意见
一般项目	1	当采用后加锚栓连接时 每个连接节点不应少于 2 个锚栓，锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm 不宜在化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作	
	2	在屋面构造层上现场施工的基座完工后，底面应做防水加强处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的规定	
	3	太阳能热水系统的支架及其材料应符合设计要求，钢构造支架的焊接应符合设计要求和《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的规定，钢构造支架应与建筑物接地系统连接可靠	
	4	钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在太阳能热水系统安装前应涂防腐涂料。钢构造支架焊接完毕，应做防腐处理	

续表 C.0.4

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录 监理（建设）单位验收意见
一般项目	5	集热器应与建筑主体结构或集热器支架牢靠固定，防止滑脱	
	6	集热循环水箱及贮热水箱，应按设计要求定位，并在基础上与底座固定牢靠	
	7	贮热水箱的各接管管径、位置应符合设计规定	
	8	太阳能热水系统最低处应安装泄水装置	
	9	太阳能集热器的朝向、倾角及其前后左右距离，应符合设计要求。集热器不得布置在建筑的变形缝处	
	10	由集热器上、下集管接往热水箱的循环管道，安装坡度应符合设计要求	
	11	自然循环的贮热水箱底部与集热器上集管之间的垂直距离，应符合设计要求	
	12	集热器间的连接方式应满足设计要求，且密封可靠，无泄漏，无扭曲变形	

续表 C.0.4

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ53/T-176-2025
	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录 监理单位验收意见
一般项目	13	太阳能热水系统安装完毕后，应进行系统试运转和调试，试运行应连续三天进行，其中至少有一天为晴天，设备及主要部件的联动应协调、动作准确，无异常现象	
	14	在建筑上增设太阳能热水系统时，系统设计应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求，并不得降低相邻建筑的日照标准	
施工单位检查结果		专业工长： 项目质量员： 年 月 日	
监理单位验收结论		专业监理工程师： (建设单位项目专业技术负责人)： 年 月 日	

表 C.0.5 太阳能光伏系统基础与支架工程检验批质量验收记录表

		资料号			
工程名称		检验部位			
施工单位		项目经理			
施工依据		验收依据		《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025	
主控项目	施工质量验收规范规定		施工单位检查记录		监理（建设）单位验收意见
	1	基座类型和强度应符合设计要求			
	2	后置埋件的承载力应符合设计要求			
	3	基座有防水要求的，防水处理应符合设计要求且不得有渗漏现象			
	4	支架材料、支架的形式和支架的制作应符合设计要求。钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的要求			
	5	支架安装位置准确，连接牢固			
	6	支架的防腐处理应符合设计要求			
	7	支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于 $\pm 3^{\circ}$			
	8	支架接地系统、接地电阻应符合设计要求			

续表 C.0.5

工程名称				检验部位			
施工单位				项目经理			
施工依据				验收依据		《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025	
一般项目	施工质量验收规范规定			施工单位检查记录		监理（建设）单位验收意见	
	1	地脚螺栓的允许偏差尺寸(按基座数抽查 10%，且不应少于 3 个)	项目	项目允许偏差 (mm)			
			轴线	3			
			标高	± 10			
			螺栓露出长度	+ 5.0 0.0			
			螺栓长度	+ 5.0 0.0			
	2	支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧					
	3	安装组件的支架面应平直，直线度不大于千分之一，平整度不大于 3mm，支架上组件间的风道间隙应符合设计要求					
	4	安装组件的孔洞位置应准确，偏差值不应大于 3mm					
	施工单位检查结果		专业工长： 项目质量员： 年 月 日				
监理单位验收结论		专业监理工程师： (建设单位项目专业技术负责人)： 年 月 日					

表 C.0.6 太阳能光伏系统组件与方阵工程检验批质量验收记录表

		资料号			
工程名称		检验部位			
施工单位		项目经理			
施工依据		验收依据		《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025	
主控项目	施工质量验收规范规定		施工单位检查记录		监理（建设）单位验收意见
	1	光伏组件的品种、规格和性能等应符合现行国家产品标准和设计要求			
	2	光伏幕墙的物理性能检测应符合设计要求及现行国家标准和工程技术规范规定			
	3	光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上			
	4	安装光伏组件时，其周边的防水连接构造必须符合设计要求，不得渗漏			
	5	组件间的连接、组件与支架连接、方阵支架间的连接应可靠、牢固；支架与接地系统的连接应可靠、牢固			
	6	组串、列的电性能参数应符合设计要求，其误差不得大于 $\pm 3\%$			
	7	连接在同一路mttp的组串，其电压、电流应一致并符合设计要求，误差不得大于 $\pm 3\%$			

续表 C.0.6

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
主控项目	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录
	8 组串的排列应符合设计要求，每个组件光照条件宜相同		监理（建设）单位验收意见
	9 组串的最高电压不得超过光伏组件的最高允许电压		
一般项目	1	光伏组件上应标有带电警告标识	
	2	同一组方阵中的组件安装纵向偏差不应大于 5mm	
	3	光伏方阵与建筑面层之间应留有的安装空间和散热间距，其间距误差不得超过设计参数的 5%	
	4	项目	允许偏差 (mm)
	幕墙垂直度 光伏幕墙允许偏差及检测方法	幕墙高度 ≤ 30m	10
		30m < 幕墙高度 ≤ 60m	15
		60m < 幕墙高度 ≤ 90m	20
		幕墙高度 > 90m	25
		经纬仪检查	

续表 C.0.6

工程名称		检验部位				
施工单位		项目经理				
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025			
施工质量验收规范规定		监理单位检查记录				
一般项目		监理单位验收意见				
4	光伏幕墙允许偏差及检测方法	幕墙水平	幕墙宽幅	允许偏差 (mm)	检验方法	
			幕墙幅宽 ≤ 35m	5	水平仪检查	
			幕墙幅宽 > 35m	7	水平仪检查	
		构件直线度		2	用 2m 靠尺和塞尺检查	
		构件水平度	构件长度 ≤ 2m	2	水平仪检查	
			构件长度 > 2m	3	水平仪检查	
		相邻构件错位		1	钢直尺检查	

续表 C.0.6

工程名称						检验部位		
施工单位						项目经理		
施工依据						验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025	
		施工质量验收规范规定				施工单位检查记录	监理（建设）单位验收意见	
一般项目	4	光伏幕墙允许偏差及检测方法	分格框差对角线长度差	对角线长度 ≤ 2m	3	钢尺检查		
				对角线长度 > 2m	4			
施工单位检查结果				专业工长： 项目质量员： 年 月 日				
监理单位验收结论				专业监理工程师： （建设单位项目专业技术负责人）： 年 月 日				

表 C.0.7 太阳能光伏系统电气工程安装检验批质量验收记录表

			资料号		
工程名称			检验部位		
施工单位			项目经理		
施工依据			验收依据		
			《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025		
主控项目	施工质量验收规范规定		施工单位检查记录		监理（建设）单位验收意见
	1	系统使用电缆及其附件、汇流箱、充电控制器、贮电池、逆变器、配电柜的品种、规格、性能等应符合现行国家产品标准和设计要求			
	2	汇流箱防水应符合现行国家产品标准和设计要求，汇流箱的安装应符合设计要求			
	3	逆变器的安装应符合《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 的规定			
	4	充电控制器及配电柜的电气参数特性应符合现行国家相关产品标准和设计要求			
	5	贮电池相互极板间的连接应牢固			
	6	贮电池房间的通风良好			
	7	裸露未加铠装的传输电缆防护管配置应符合设计要求			

续表 C.0.7

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
一般项目	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录 监理单位验收意见
	1	电气装置安装应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定	
	2	建筑光伏系统的防雷、接地施工应满足设计要求和《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的规定	
	3	光伏系统的配变电所的接地应符合《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的规定	
	4	槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于 1%	
		电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5m	
		两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于 0.6m	
电缆桥架宜高出地面 2.5m 以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于 0.3m，桥架内横断面的填充率应符合设计要求			

续表 C.0.7

工程名称				检验部位		
施工单位				项目经理		
施工依据				验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025	
一般项目	4	施工质量验收规范规定		施工单位检查记录		监理(建设)单位验收意见
		电缆桥架和线槽的安装	电缆桥架内缆线竖直敷设时,缆线的上端和每间隔1.5m处宜固定在桥架的支架上;水平敷设时,宜在缆线的首、尾、转弯及每间隔3m~5m处进行固定			
			槽盖在吊顶内设置时,开闭面宜保持80mm的垂直净空			
			布放在线槽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			
施工单位检查结果		专业工长: 项目质量员: 年 月 日				
监理单位验收结论		专业监理工程师: (建设单位项目专业技术负责人): 年 月 日				

表 C.0.8 太阳能光伏系统调试检验批质量验收记录表

		资料号	
工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
主控项目	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录
	1 调试前应完成安装工作并验收合格，确认设备及各回路电缆绝缘良好，符合接地要求；确认设备及线路标识清晰、准确		监理单位验收意见
	2 建筑光伏系统的调试应包括光伏组串、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		
	3 逆变器调试应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的规定。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试验方法》GB/T 10233 的规定		
	4 其他电气设备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 的规定		

续表 C.0.8

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
一般项目	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录
	1 光伏组串调试	光伏组串调试可按现行行业标准《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T 32034 的方法进行	监理单位验收意见
		同一光伏组串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致	
		测试宜在辐照度不低于 700W/m ² 的条件下进行	
		接入汇流箱内的光伏组串的极性测试应正确	
		相同测试条件下，同一汇流箱内各分支回路光伏组串之间的开路电压偏差不应大于 2% 且不应超过 5V	
		在发电情况下，对同一汇流箱内各光伏组串的电流进行检测，相同测试条件下，光伏组串之间的电流偏差不应超过 5%	
	2 汇流箱的调试	汇流箱的调试可按现行国家标准《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的规定进行	
		汇流箱中输出断路器应处于分断状态，熔断器熔丝未放入	
		汇流箱及内部浪涌保护器接地应牢固、可靠	

续表 C.0.8

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T—176—2025
一般项目	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录
	3		《电化学储能系统的调试应符合现行标准《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、《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T 34120、《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133的规定外，尚应检测电化学储能电池反接保护、防雷保护、防反放电保护
	4		建筑光伏系统无功补偿装置的设备调试应符合现行国家标准《光伏发电站无功补偿技术规范》GB/T 29321、《光伏发电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931
	5		独立光伏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断路器

续表 C.0.8

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
	施工质量验收规范规定		施工单位检查记录
一般项目	6 光伏系统联合调试	建筑光伏系统在完成分步调试、具备电网接入条件后应进行系统联合调试	监理（建设）单位验收意见
		合上逆变器电网侧交流空开，测量电网侧电压和频率应符合逆变器并网要求	
		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空开，并合上相应直流配电柜空开及逆变器侧直流空开，直流电压值应符合逆变器输入条件	
		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符合要求，逆变器运行应正常	
		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	

续表 C.0.8

工程名称				检验部位		
施工单位				项目经理		
施工依据					验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T—176—2025
		施工质量验收规范规定		施工单位检查记录		监理（建设）单位验收意见
一般项目	6	光伏系统联合调试		正常运行后，应检测功率限制、启停机、紧急停机等功能		
				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		
施工单位检查结果			专业工长： 项目质量员： 年 月 日			
监理单位验收结论			专业监理工程师： （建设单位项目专业技术负责人）： 年 月 日			

表 C.0.9 太阳能光伏系统检测与试运行检验批质量验收记录表

			资料号		
工程名称				检验部位	
施工单位				项目经理	
施工依据				验收依据	《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025
主控项目	施工质量验收规范规定		施工单位检查记录		监理（建设）单位验收意见
	1	独立太阳能光伏系统工程应根据现行国家标准《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 及产品说明书进行检查；并网光伏系统工程应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的规定			
	2	光伏系统工程未经系统检测或系统检测不符合设计的有关标准要求的，不得组织验收			
	3	送电时应核对所送电压等级、相序，特别是低压试运行时应注意空载运行时电压、起动电流及空载电流。在空载运行不低于 1h 后，检查各部位有无不良现象，然后逐步投入各光伏支路，一直到光伏发电系统的满负荷试运行，并做好负载运行电压电流值的记录			

续表 C.0.9

工程名称		检验部位	
施工单位		项目经理	
施工依据		验收依据	
		《云南省民用建筑太阳能系统应用技术规程》DBJ 53/T-176-2025	
	施工质量验收规范规定		监理单位检查记录
		监理单位（建设）单位验收意见	
一般项目	1	数据监测系统运行正常，符合设计和相关规定或指标的要求	
	2	在光照充足的情况下，光伏系统连续运行3天，系统输出电量达到设计指标的95%，各项指标符合设计技术要求	
施工单位检查结果		专业工长： 项目质量员： 年 月 日	
监理单位验收结论		专业监理工程师： （建设单位项目专业技术负责人）： 年 月 日	

本规程用词说明

1 为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。非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格。在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3) 表示允许稍有选择。在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行时，写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 1 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015
- 2 《工程结构通用规范》GB 55001
- 3 《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002
- 4 《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024
- 5 《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030
- 6 《民用建筑通用规范》GB 55034
- 7 《消防设施通用规范》GB 55036
- 8 《建筑防火通用规范》GB 55037
- 9 《民用建筑设计统一标准》GB 50352
- 10 《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364
- 11 《太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》CECS 418
- 12 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 13 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
- 14 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 15 《安全标志及其使用导则》GB 2894
- 16 《建筑给水排水设计标准》GB 50015
- 17 《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020
- 18 《生活饮用水卫生标准》GB 5749
- 19 《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242
- 20 《家用和类似用途电器的安全》（第一部分 通用要求）GB 4706.1
- 21 《民用建筑电气设计标准》GB 51348

- 22 《光伏电站施工规范》GB 50794
- 23 《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411
- 24 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
- 25 《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
- 26 《可再生能源建筑应用示范项目数据监测系统技术导则》
- 27 《电化学储能电站设计规范》GB 51048
- 28 《声环境质量标准》GB 3096
- 29 《民用建筑隔声设计规范》GB 50118
- 30 《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523
- 31 《电磁兼容通用标准 居住、商业环境和轻工业环境中的发射》GB 17799.3
- 32 《安全色》GB 2893
- 33 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
- 34 《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963
- 35 《太阳热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713
- 36 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 37 《农村居住建筑节能设计标准》GB/T 50824
- 38 《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272
- 39 《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175
- 40 《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581
- 41 《平板型太阳能集热器》GB/T 6424
- 42 《太阳能空气集热器技术条件》GB/T 26976
- 43 《家用太阳能热水系统技术条件》GB/T 19141
- 44 《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064
- 45 《太阳能热水系统性能评定规范》GB/T 20095
- 46 《空气源热泵辅助的太阳能热水系统（储水箱容积大于0.6m³）技术规范》GB/T 26973

- 47 《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044
- 48 《云南省民用建筑节能设计标准》DBJ 53/T—39
- 49 《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》GB/T 20047.1
- 50 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558
- 51 《储能用蓄电池第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1
- 52 《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276
- 53 《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280
- 54 《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865
- 55 《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866
- 56 《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T 20046
- 57 《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137
- 58 《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
- 59 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 60 《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113
- 61 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
- 62 《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264