

青海省工程建设地方标准

DB

DB63/T 2131-2023

青海省太阳能利用与建筑一体化技术标准

青海省住房和城乡建设厅信息公开展览专用

2023-04-24发布

2023-08-01实施

青海省住房和城乡建设厅
青海省市场监督管理局发布

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

青海省工程建设地方标准
青海省太阳能利用与建筑一体化技术标准

DB63/T 2131-2023

主编单位：青海省人民防空工程设计研究院有限公司
批准部门：青海省住房和城乡建设厅
青海省市场监督管理局
实施日期：2023年08月01日

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

青海省地方标准公告

2023年第4号
(总第439号)

关于批准发布《青海省传统村落保护与利用标准》等六项 青海省工程建设地方标准的公告

青海省住房和城乡建设厅、青海省市场监督管理局批准《青海省传统村落保护与利用标准》《青海省太阳能利用与建筑一体化技术标准》《青海省湿陷性黄土地区城市道路地下病害探测与风险评估技术标准》《青海省装配式混凝土工程施工质量验收标准》《常用外墙保温材料技术规程》《青海省城镇生态修复和功能修补标准》六项青海省工程建设地方标准,现予以公布。

同时《青海省民用建筑太阳能热水系统应用技术规程》(DB63/T 743-2008)《民用建筑太阳能利用规划设计规范》(DB63/T 866-2010)《建筑太阳能光热系统应用技术规程》(DB63/T 1595-2017)《石墨模塑聚苯乙烯泡沫板保温工程技术规程》(DB63/T 1341-2015)《BS 改性防火保温板外墙外保温系统技术规程》(DB63/T1512-2016)等5项地方标准予以废止。

附件:批准发布青海省工程建设地方标准目录

青海省住房和城乡建设厅 青海省市场监督管理局
2023年4月24日

附件：

批准发布青海省工程建设地方标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准号	实施日期	归口部门
1	DB63/T 2130-2023	青海省传统村落保护与利用标准	—		
2	DB63/T 2131-2023	青海省太阳能利用与建筑一体化技术标准	—		
3	DB63/T 2132-2023	青海省湿陷性黄土地区城市道路地下病害探测与风险评估技术标准	—		
4	DB63/T 2133-2023	青海省装配式混凝土结构工程施工质量验收标准	—	2023年8月1日	省住房城乡建设厅
5	DB63/T 1526-2023	青海省常用外墙保温材料技术规程	DB63/T1526-2016		
6	DB63/T 2134-2023	青海省城镇生态修复和功能修补标准	—		

前　　言

根据 2022 年度青海省工程建设地方标准编制项目要求，编制组对《民用建筑太阳能利用规划设计规范》DB63/866、《青海省民用建筑太阳能热水系统应用技术规程》DB63 743、《建筑太阳能光热系统应用技术规程》DB63 T1595 等建筑太阳能系统相关地方标准进行修订与整合。经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考有关国内先进经验和标准，并广泛征求意见的基础上编制本标准。

本标准主要技术内容是：1 总则；2 术语；3 基本规定；4 太阳能热水系统设计；5 太阳能供热采暖系统设计；6 太阳能光伏系统设计；7 太阳能系统与建筑一体化设计；8 安装与调试；9 工程质量验收；10 运行维护与效益评估。

本标准由青海省住房和城乡建设厅负责管理，青海省人民防空工程设计研究院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请反馈至青海省人民防空工程设计研究院有限公司（地址：西宁市南气象巷 14 号；电话：0971-6141198；邮箱 280311854@qq.com）

主 编 单 位：青海省人民防空工程设计研究院有限公司

主要起草人员：刘秀敏 张方红 王海文 齐晓梅

陶其梅格 景兴美 李春霞 刘忠凯

张春文 赵 虎 齐红令 刘倩雯

主要审查人员：庾汉成 田发春 王亚峰 马传杰

张远宁 惠 波 马 雪 刘 宏

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

目 录

1 总 则	1
2 术 语	2
3 基本规定	5
4 太阳能热水系统设计	7
4.1 一般规定	7
4.2 分类及选择	7
4.3 系统设计	8
4.4 辅助能源设计	12
4.5 管材、管件及管道敷设	13
4.6 控制系统设计	14
5 太阳能供热采暖系统设计	16
5.1 一般规定	16
5.2 太阳能供热采暖系统选型	16
5.3 供热系统的负荷计算	18
5.4 太阳能集热系统设计	19
5.5 太阳能蓄热系统设计	23
5.6 控制系统设计	25
5.7 末端供暖系统设计	26
5.8 辅助热源设计	26
6 太阳能光伏发电系统设计	28
6.1 一般规定	28
6.2 系统设备选型	29
6.3 系统分类	32

6.4 系统设计	33
6.5 系统接入	39
6.6 防雷与接地	42
6.7 电气安全	43
7 太阳能系统与建筑一体化设计	46
7.1 一般规定	46
7.2 规划设计	47
7.3 建筑设计	47
7.4 结构设计	53
7.5 给水排水设计	56
7.6 供热与通风设计	56
7.7 电气设计	57
8 安装与调试	60
8.1 一般规定	60
8.2 太阳能系统与建筑一体化安装	61
8.3 太阳能热水系统安装与调试	63
8.4 太阳能供热采暖系统安装与调试	68
8.5 太阳能光伏发电系统安装与调试	71
9 工程质量验收	77
9.1 一般规定	77
9.2 太阳能热水系统子分部工程验收	78
9.3 太阳能供热系统子分部工程验收	80
9.4 太阳能光伏发电系统子分部工程验收	82
10 运行维护与效益评估	85
10.1 一般规定	85
10.2 太阳能光热系统运行与维护	86
10.3 太阳能光伏发电系统运行与维护	91
10.4 工程效益评估	94

附录 A 青海省各区县经纬度、海拔、光伏最佳倾角参考值	96
附录 B 太阳能集热器、光伏组件安装位置、安装方式示意图	99
附录 C 太阳能集热器平均集热效率计算方法	111
附录 D 太阳能集热系统管路、水箱热损失率计算方法	113
附录 E 间接系统热交换器换热面积计算方法	115
附录 F 太阳能供热采暖工程效益分析计算公式	116
本标准用词说明	118
引用标准名录	119
条文说明	124

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

1 总 则

1.0.1 为了贯彻国家和我省可再生能源利用与节能相关的法规和政策，推动城乡绿色发展，减少化石能源的使用需求，降低建筑运营的碳排放，建筑可再生能源的利用势在必行。我省太阳能资源丰富，太阳能利用与建筑一体化是建筑可再生能源应用的发展方向之一，为规范我省建筑太阳能系统与建筑一体化的应用，做到太阳能系统与建筑整体协调、安全可靠、性能稳定、经济合理、便于安装和维护，特制定本标准。

1.0.2 本标准适用于在新建、扩建和改建民用建筑、工业建筑上采用太阳能系统的工程，以及在既有民用建筑、工业建筑上增设或改造太阳能系统的工程。

1.0.3 太阳能系统应纳入建筑工程的建设管理工作，与建筑工程统一规划、一体化设计、施工与安装、调试、同步验收、同时投入使用、统一运行与维护。既有建筑增设或改造太阳能系统工程应按照建筑工程审批程序进行专项工程设计、施工和验收。

1.0.4 针对太阳能系统工程应进行节能、环保效益预评估。太阳能系统应安装计量装置，进行能源单独计量，并宜在系统运行后，进行能耗的定期监测。

1.0.5 太阳能利用与建筑一体化的设计、施工与安装、验收、运行与维护、评价除应符合本标准外，尚应符合国家现行相关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 太阳能系统

太阳能在建筑中的应用系统，可分为太阳能光热系统和太阳能光伏系统两大类型。太阳能光热系统又可分为太阳能热水系统和太阳能供热采暖系统。

2.0.2 太阳能利用与建筑一体化

太阳能系统与新建建筑同步设计、统一施工与安装、统一验收、统一运行与维护，并与建筑功能及外观协调、有机结合。既有建筑增设或改造太阳能系统应进行专项设计、施工与安装、验收，管线宜利用原有管井和路由进行敷设，新增设施不破坏建筑形体的完整与美观，与原建筑功能有机结合。

2.0.3 太阳能热水系统

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。

2.0.4 集热器总面积

整个集热器最大的投影面积 (m²)，不包括固定和连接传热工质管路的组成部分。

2.0.5 太阳辐照量

接收到太阳辐射能的面密度 (kWh/m²)。

2.0.6 太阳能供热采暖

将太阳能转换成热能，满足建筑物冬季一定的采暖需求，或供给建筑物冬季采暖和全年其他用热，分为被动式太阳能采暖和太阳能供热采暖系统两种形式。

2.0.7 太阳能供热采暖系统

设置太阳能集热器等专用设备，通过循环管路提供建筑物冬季采暖和全年其他用热的系统。

2.0.8 太阳能集热系统

收集太阳能并将其转化为热能传递到蓄热装置的系统。

2.0.9 直接式太阳能集热系统

将太阳能集热器中被加热的工质直接供给用户的太阳能集热系统。

2.0.10 间接式太阳能集热系统

在太阳能集热器中加热传热工质，再通过换热器由该种传热工质加热水供给用户的太阳能集热系统。

2.0.11 闭式太阳能集热系统

集热系统中传热工质不与大气相通的太阳能集热系统。

2.0.12 系统费效比

太阳能系统的增投资与系统在正常使用寿命期内的总节能量的比值，表示利用太阳能节省每千瓦小时常规能源热量的投资成本。

2.0.13 建筑光伏发电系统

安装在建筑物上，利用太阳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。

2.0.14 光伏组件

具有封装及内部联结的，能单独提供直流电输出的，最小不可分割的太阳电池组合装置。又称太阳电池组件，包括晶硅光伏组件和薄膜光伏组件。

2.0.15 光伏构件

经过模块化预制、封装及内部联结，具备太阳能发电功能的建筑材料或建筑构件。

2.0.16 光伏组件串

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

2.0.17 光伏方阵

将光伏组件在电气上按一定方式连接在一起，并按一定规律进行排布、安装后构成的直流发电单元。又称光伏阵列。

2.0.18 汇流箱

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。

2.0.19 逆变器

将来自光伏方阵的直流电流变换为符合电网要求或电气负载供电要求的交流电流的装置。包括并网逆变器和离网逆变器。

2.0.20 最大功率跟踪（MPPT）

对因光伏表面温度变化和太阳辐照度变化而产生的输出电压与电流的变化进行跟踪控制，使阵列一直保持在最大输出工作状态，以获得最大的功率输出的自动调整行为。

2.0.21 孤岛现象

在电网失压时，光伏发电系统仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。孤岛现象可分为非计划性孤岛现象和计划性孤岛现象。非计划性孤岛现象指非计划、不受控地发生的孤岛现象。计划性孤岛现象指按预先配置的控制策略，有计划地发生的孤岛现象。

2.0.22 防孤岛

防止非计划性孤岛现象的发生。

2.0.23 快速关断装置

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

3 基本规定

3.0.1 新建建筑应安装太阳能系统。

3.0.2 应根据建设场地的地理位置、气候特征、太阳能资源条件、建筑类型、功能、需求、投资规模、安装条件等，统筹考虑太阳能的综合利用，选择建筑适用的太阳能系统。

3.0.3 应结合建筑的功能、外观、安装场地以及周围环境条件，合理选择太阳能集热器、光伏组件的类型、色泽及安装位置，与建筑有机结合，保持建筑统一和谐的外观。

3.0.4 安装在建筑上的太阳能系统应规则有序、排列整齐，与建筑的使用功能和外部造型相结合，各种管线应安全、隐蔽、集中布置，并应与建筑其他管线统筹安排。

3.0.5 安装在建筑上的太阳能系统，不应影响该部位的建筑功能，不应破坏建筑的结构、屋面、墙面、地面、保温层、防水层和附属设施等，不应削弱建筑物承受荷载的能力，不应引起建筑能耗的增加。

3.0.6 建筑上安装太阳能系统不应降低相邻建筑的日照标准。

3.0.7 建筑主体结构及结构构件，应能承受太阳能利用系统传递的荷载和作用，具有相应的承载力和刚度，以满足安全性、适用性、耐久性要求。

3.0.8 既有建筑增设或改造太阳能系统时，应进行建筑结构安全复核并满足结构安全性要求，并应满足安装部位的保温、防水、防火等功能要求。

3.0.9 建筑上安装太阳能系统应采取防冻、防过热、抗风、抗震、防雹、防雷和用电安全等技术措施。

3.0.10 屋顶设置的安装型室外集热器、光伏组件等设施和管路铺设高度应不低于当地常年积雪厚度，防止设施和管路冬季被雪埋而降低系统的保温性能、集热效率或造成系统损坏。多雪地区宜设置集热器、光伏组件人工融雪、清雪的通道。

3.0.11 在太阳能集热器、光伏组件的附近宜设置用于清洁的给水点。

3.0.12 建筑光伏发电系统应选择火灾危险性低的建筑，并避开爆炸和火灾危险性环境，甲、乙类厂房和仓库上不应安装光伏发电装置。

4 太阳能热水系统设计

4.1 一般规定

4.1.1 太阳能热水系统应纳入建筑给水排水设计，除应符合本标准以外，还应符合《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的相关规定。

4.1.2 太阳能热水系统应满足安全、实用、经济、美观的要求，并应便于安装、清洁、维护和局部更换。

4.1.3 太阳能热水系统器件的热性能应满足相关太阳能产品国家现行标准和设计要求。

4.1.4 给太阳能集热器一次水补水时，应采取措施保证太阳能热水系统给水的水量与水压要求。

4.1.5 太阳能热水系统中的太阳能集热器使用寿命应高于 15 年，水箱、管道等部件应满足相关太阳能产品国家现行标准要求。

4.1.6 太阳能热水系统应配置辅助能源加热设备，辅助能源加热设备应结合运行方式配置。

4.2 分类及选择

4.2.1 太阳能热水系统由太阳能集热系统、供热水系统、辅助能源系统、电气与控制系统等构成。太阳能集热系统包括太阳能集热器、储热装置、水泵、支架和连接管路等。

4.2.2 太阳能热水系统分类按表 4.2.2 选择。

表 4.2.2 太阳能热水系统分类

分类依据	太阳能热水系统名称
集热与供热水方式	集中集热——集中供热水系统
	集中集热——分散供热水系统
	分散集热——分散供热水系统
运行方式	自然循环系统
	强制循环系统
	直流式系统
生活热水与集热系统内传热工质的关系	直接加热式系统
	间接加热式系统
辅助能源的加热方式	集中辅助加热系统
	分散辅助加热系统
辅助热源启动方式	全日自动启动系统
	定时自动启动系统

4.2.3 太阳能热水系统的类型应根据建筑类别、建筑规模、建筑功能、用水要求及用水点的分布等进行合理选择。

4.3 系统设计

4.3.1 太阳能集热器总面积计算应符合下列规定：

1 太阳能直接加热式系统集热器总面积，可按下式计算：

$$A_c = \frac{Q_w \cdot \rho_w \cdot C_w (t_1 - t_0) f}{J_t \cdot \eta_j (1 - \eta_1)} \quad (4.3.2-1)$$

$$Q_w = q_r \cdot m \cdot b_1 \quad (4.3.2-2)$$

式中： A_c —— 太阳能直接加热式系统集热器总面积 (m^2)；

Q_w —— 日均用热水量 (L)；

C_w —— 水的比热容 [$kJ/(kg \cdot ^\circ C)$]；

ρ_w —— 水的密度 (kg/L)；

t_1 —— 贮热水箱内热水的终止设计温度 ($^\circ C$)；

t_0 —— 贮热水箱内冷水的起始设计温度，宜取当地最冷月日平均冷水水温 ($^\circ C$)；

J_t ——当地集热器采光面上的年平均日太阳辐射量 (kJ/m^2)；
 f ——太阳能保证率。青海地区年太阳能辐照量
 $\geq 6700[\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})]$ 宜取 60% ~ 80%；年太阳能
 辐照量 $< 6700[\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})]$ 宜取 50% ~ 60%；
 η_j ——基于总面积的集热器年平均集热效率，具体取值根
 据集热器产品的实际测试结果确定；无实测数据时，
 分散集热、分散供热系统经验值为 40% ~ 70%；
 集中集热系统的应考虑系统型式、集热器类型等因素的
 影响，经验值为 30% ~ 45%；
 η_1 ——太阳能集热系统中贮热水箱和管路的热损率，应根
 据集热器类型、集热管路长短、集热水箱（罐）大
 小及当地气候条件、集热系统保温性能等因素综合
 确定，当集热器或集热器组紧靠集热水箱（罐）时，
 η_1 取 15% ~ 20%；当集热器或集热器组与集热水
 箱（罐）分别布置在两处时， η_1 取 20% ~ 30%；
 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《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的相关规定；
 m ——计算用水的人数或床数；
 b_1 ——同日使用率，应符合《建筑给水排水设计标准》
 GB50015 的相关规定。

2 太阳能间接加热式系统集热器总面积，可按下式计算：

$$A_N = A_C \cdot \left(1 + \frac{U \cdot A_C}{U_{hx} \cdot A_{hx}}\right) \quad (4.3.2-3)$$

式中： A_N ——太阳能间接加热系统集热器总面积 (m^2)；
 A_C ——太阳能直接加热系统集热器总面积 (m^2)；
 U ——集热器总热损系数 [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{°C})$]，对平板型集热器，
 U 宜取 (4 ~ 6) [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{°C})$]，对真空管集热器，
 U 宜取 (1~2) [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{°C})$]，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/ (m² · °C)]，查产品样本得出；

A_{hx} ——换热器换热面积 (m²)，查产品样本得出。

4.3.2 系统全年使用的太阳能集热器倾角应与当地纬度一致。如系统侧重在夏季使用，其倾角宜为当地纬度减 10°；如系统侧重在冬季使用，其倾角宜为当地纬度加 10°。主要区县纬度可按本标准附录 A 采用。

4.3.3 太阳能集热系统储热装置有效容积的计算应符合下列规定：

1 集中集热、集中供热太阳能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：

$$V_{rx} = q_{rjd} \cdot A_j \quad (4.3.4)$$

式中： V_{rx} ——贮热水箱的有效容积 (L)；

A_j ——集热器总面积 (m²)， $A_j = A_c$ 或 $A_j = A_N$ ；

q_{rjd} ——单位面积集热器平均日产温升 30 °C 热水量的容积 [L / (m² · d)]，根据集热器产品参数确定，无条件时，直接加热系统可取 60L / (m² · d) ~ 80L / (m² · d)，间接加热系统可取 40L / (m² · d) ~ 55L / (m² · d)；

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《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

3 集中集热、分散供热太阳能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} 。

4.3.4 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：

$$q_x = q_{gx} \cdot A_j \quad (4.3.4-1)$$

式中： q_x ——集热系统循环流量 (m³/h)；

A_j ——集热器总面积 (m^2), $A_j=A_c$ 或 $A_j=A_N$;

q_{gx} ——单位面积集热器对应的工质流量 [$m^3/(h \cdot m^2)$],

应按集热器产品实测数据确定 ; 无实测数据时 , 可

取 $0.054[m^3/(h \cdot m^2)] \sim 0.072[m^3/(h \cdot m^2)]$;

2 开式系统循环泵的扬程应按下式计算 :

$$H_x = h_{jx} + h_j + h_z + h_f \quad (4.3.4-2)$$

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造成的阻力损失 (kPa)

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

3 闭式系统循环泵的扬程应按下式计算 :

$$H_x = h_{jx} + h_j + h_e + h_f \quad (4.3.4-3)$$

式中 : h_e ——循环流量经换热器的阻力损失 (kPa) ;

4.3.5 按第 4.3.2 条计算得到太阳能系统集热器总面积 , 在建筑围护结构表面不够安装时 , 可按围护结构表面最大容许安装面积确定太阳能系统集热器总面积。

4.3.6 太阳能集热器的连接可通过并联、串联或串并联等方式连接成太阳能集热器组 , 并应符合下列要求 :

1 自然循环系统的集热器连接 , 宜采用并联方式。强制循环系统的集热器连接 , 可采用串联、并联或串并联方式。

2 按串联、并联或串并联方式连接的集热器组 , 应根据集热器性能和流动阻力确定每组集热器的数量。

3 平板型集热器或横插管式真空管集热器之间的连接宜采用并联 , 单排内竖插管式真空管集热器之间的连接宜采用串联。

4 平板型集热器或横排真空管集热器之间的连接宜采用并

联，但单排并联的集热器总面积不宜超过 $32m^2$ ；竖排真空管集热器之间的连接宜采用串联，但单排串联的集热器总面积不宜超过 $32m^2$ 。

5 对自然循环系统，每个系统的集热器总面积不宜超过 $50m^2$ ；对大型自然循环系统，可分成若干个子系统，每个子系统的集热器总面积不宜超过 $50m^2$ 。

6 对强制循环系统，每个系统的集热器总面积不宜超过 $500m^2$ ；对大型强制循环系统，可分成若干个子系统，每个子系统的集热器总面积不宜超过 $500m^2$ 。

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

8 集热器组之间采用并联方式连接时，各集热器组包含的集热器数应相同。

9 集热器组之间的连接，宜采用同程连接；当不能同程连接时，每组集热器的支管上应设平衡阀调节流量。

4.3.7 太阳能集热系统应进行防冻设计。

4.4 辅助能源设计

4.4.1 辅助能源设备与太阳能储热装置不宜设在同一容器内，太阳能宜作为预热热媒与辅助热源串联使用。

4.4.2 辅助能源的供热量应按无太阳能时确定，并应符合《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

4.4.3 辅助能源宜因地制宜进行选择，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；集中集热-集中供热水系统应充分利用暖通动力的热源；当没有暖通动力的热源或不足时，宜采用城市热力管网、燃气、燃油、热泵等。

4.4.4 辅助能源的控制应在保证充分利用太阳能集热量的条件下，

根据不同的供热水方式，选择采用全日自动控制、定时自动控制或手动控制。

4.5 管材、管件及管道敷设

4.5.1 太阳能热水管道应选用耐腐蚀和安装连接方便可靠的管材，可选用薄壁不锈钢管、薄壁铜管、塑料热水管、塑料和金属复合热水管等，太阳能热媒系统管道宜采用紫铜管或薄壁不锈钢管，管材和管件应符合《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

4.5.2 管线穿越建筑物墙壁、楼板和基础处应加金属套管，穿越屋面及地下室外墙时应加金属防水套管。贯穿孔口的防火封堵应符合《建筑防火封堵应用技术标准》GB/T 51410 的规定。

4.5.3 热水管道系统，应有补偿管道热胀冷缩的措施。

4.5.4 太阳能供热系统中上行下给式系统配水干管最高点应设排气装置，下行上给式配水系统可利用系统最高配水点放气，系统最低点应设泄水装置。

4.5.5 太阳能供热系统中下行上给式系统设有循环管道时，其回水立管可在最高配水点以下（约 0.5m）与配水立管连接。上行下给式系统可将循环管道与各立管连接。

4.5.6 热水横干管的敷设坡度上行下给式系统不宜小于 0.5%，下行上给式系统不宜小于 0.3%。

4.5.7 集中供应热水的建筑应安装水表，应符合下列要求：

1 水加热设备的冷水供水管上应装冷水表。设有集中热水供应系统的住宅应装分户热水表，洗衣房、厨房、游乐设施、公共浴池等需要单独计量的热水供水管上应装热水表。设有回水管的应在回水管上装热水表。水表的选型、计算及设置应符合《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定。

2 水表应装设在观察方便、不冻结，且不被任何液体及杂物淹没和不易受损坏的地方。

4.5.8 贮热水箱应符合下列规定：

- 1 贮热水箱的材质不得影响水质，宜采用不锈钢板。
- 2 贮热水箱进、出水管的设置不得产生水流短路，宜在箱内采取保证水温均匀的措施。
- 3 开式贮热水箱应设水位、水温指示和控制装置、进出水管、冷水补水管、溢流管、泄水管及通气管等；闭式贮热水箱应设水温指示和控制装置、进出水管、泄水管、自动排气阀及安全阀等。
- 4 泄水管、溢流管均不得与排水管道直接连接。

5 贮热水箱与建筑本体墙面或其他箱壁之间的净距离，应满足施工或装配的要求，无管道的侧面净距不宜小于0.7m，安装有管道的侧面，净距不宜小于1.0m，管道外壁与建筑本体墙面之间的通道宽度不宜小于0.6m；设有人孔的池顶，顶板面与上面建筑本体板底的净空不应小于0.8m；水箱底与房间地面板的净距，当有管道敷设时不宜小于0.8m。

4.5.9 水加热设备、贮水器、分（集）水器、热水输（配）水、循环回水干（立）管应做保温，保温做法应符合《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175等的相关规范的规定。室外明敷设的冷、热水管应做保温层内设置电伴热装置，设置应符合《自限温电热带》GB/T 19835的规定。

4.6 控制系统设计

4.6.1 太阳能热水系统的运行控制功能设计应符合下列规定：

- 1 采用温差循环运行控制设计的集热系统，温差循环的启动值与停止值应可调。
- 2 在开式集热系统及开式贮热水箱的非满水位运行控制设计中，宜在温差循环使得水箱水温高于设定温度后，采用定温出水，然后自动补水，在水箱水满后再转换为温差循环。
- 3 温差循环控制的水箱测温点应在水箱的下部。

4 当集热系统循环为变流量运行时，应根据集热器温差改变流量，实现稳定运行。

5 在较大面积集热系统的情况下，代表集热器温度的高温点或低温点宜设置一个以上温度传感器。

6 在开式贮热水箱和开式供热水箱的系统中，供热水箱的水源宜由贮热水箱供应。

4.6.2 太阳能热水系统的安全保护功能设计应符合下列规定：

1 太阳能集热系统的集热循环控制应采取防过热措施。

2 当贮热水箱高于设定温度时，应停止继续从集热系统与辅助能源系统获得能量。

3 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优先于电辅助防冻措施；在电辅助防冻措施中，宜采用管路或水箱内设置电加热器，循环水泵防冻的措施优先于管路电伴热辅助防冻措施；当防冻运行时，管路温度宜控制在5℃～10℃之间。

4 采用主动排空防冻的太阳能集热系统中，排空的持续时间应可调。

5 在太阳能集热系统和供热水系统中，水泵的运行控制应设置缺液保护。

5 太阳能供热采暖系统设计

5.1 一般规定

- 5.1.1** 太阳能供热采暖宜采用主被动结合的供暖系统，新建建筑应用太阳能供热采暖技术应遵循被动技术优先、主动系统优化的原则。
- 5.1.2** 太阳能供热采暖系统应全年综合利用，在非采暖期应根据需求供应生活热水或其他用热；在非采暖期无法有效利用的太阳能供热采暖系统，应采取防过热措施。
- 5.1.3** 太阳能供热采暖系统应设置其他能源辅助加热或换热设备，做到因地制宜、经济适用。
- 5.1.4** 太阳能供热采暖系统应设置能量计量装置，且应分别计量太阳能集热系统得热量、辅助热源供热量、系统供热量、系统水泵和风机耗电量等能量参数。

5.2 太阳能供热采暖系统选型

- 5.2.1** 太阳能供热采暖系统由太阳能集热系统、蓄热系统、末端供热采暖系统、自动控制系统和其他能源辅助加热或换热设备集合构成。

- 5.2.2** 太阳能供热采暖系统分类按表 5.2.2 选择。

表 5.2.2 太阳能供热采暖系统分类

分类依据	太阳能供热采暖系统名称
工作温度	高温、热电 / 冷热电联产太阳能供热采暖系统
	中温太阳能供热采暖系统
	低温太阳能供热采暖系统

续表 5.2.2

分类依据	太阳能供热采暖系统名称
太阳能集热器	聚光型太阳能供热采暖系统
	非聚光型太阳能供热采暖系统
系统工质	液体工质太阳能供热采暖系统
	空气太阳能供热采暖系统
集热系统换热方式	直接式太阳能供热采暖系统
	间接式太阳能供热采暖系统
集热器安装位置	地面安装太阳能供热采暖系统
	与建筑结合太阳能供热采暖系统
系统蓄热能力	短期蓄热太阳能供热采暖系统
	季节蓄热太阳能供热采暖系统
采暖用户数量规模	户式太阳能供热采暖系统
	区域太阳能供热采暖系统

5.2.3 与建筑结合的太阳能供热采暖系统的类型宜按表 5.2.3 选择。

表 5.2.3 太阳能供热采暖系统选型

建筑物类型		低层	多层	高层
太阳能供热采暖系统类型	太阳能集热器	液体工质集热器	√	√
		空气集热器	√	√
	集热系统运行方式	直接系统	—	—
		间接系统	√	√
	系统蓄热能力	短期蓄热	√	√
		季节蓄热	√	√
	末端采暖系统	低温热水地板辐射采暖	√	√
		水—空气处理设备采暖	√	√
		散热器采暖	√	√
		热风采暖	√	√

注：表中“√”为可选用项，“—”为不可选用项。

5.2.4 液体工质集热器太阳能供热采暖系统可用于《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 中规定采用热水辐射采暖、空气调节

系统采暖和散热器采暖的各类建筑。太阳能空气集热器供暖系统可用于建筑物内需热风采暖的区域。

5.2.5 建筑物内需热风采暖的区域宜采用空气太阳能供热采暖系统。

5.3 供热系统的负荷计算

5.3.1 太阳能供热采暖系统负荷计算，应包括太阳能集热系统负荷计算、其他能源辅助加热或换热设备负荷计算。

5.3.2 太阳能集热系统设计负荷应选择其负担的采暖热负荷与生活热水供应负荷中的较大值。

5.3.3 太阳能集热系统负担的采暖热负荷是在计算采暖期室外平均气温条件下的建筑物耗热量。建筑物耗热量、围护结构传热耗热量、空气渗透耗热量的计算应符合下列规定：

1 建筑物耗热量应按下式计算：

$$Q_H = Q_{HT} + Q_{INF} - Q_{IH} \quad (5.3.3-1)$$

式中： Q_H ——太阳能集热系统负担的采暖热负荷 (W)；

Q_{HT} ——通过围护结构的传热耗热量 (W)；

Q_{INF} ——空气渗透耗热量 (W)；

Q_{IH} ——建筑物内部的热量，包括照明、电器、炊事和人体散热器等 (W)。

2 通过围护结构的传热耗热量应按下式计算：

$$Q_{HT} = \varepsilon \cdot K \cdot F \cdot (t_i - t_e) \cdot (1 + \phi) \quad (5.3.3-2)$$

式中： Q_{HT} ——通过围护结构的传热耗热量 (W)；

t_i ——室内空气计算温度 (℃)，按《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 中的规定

范围的低限选取；

t_e ——采暖期室外平均温度(℃)；

ε ——围护结构传热系数的修正系数，按照相关的建筑节能设计行业标准选取；

K ——围护结构的传热系数[W/(m²·℃)]；

F ——围护结构的面积(m²)。

ϕ ——围护结构附加耗热量占基本耗热量的百分率(%)，

应按《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB

50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》

GB50019 的相关规定选取。

3 空气渗透耗热量应按下式计算：

$$Q_{INF} = C_p \cdot \rho \cdot L \cdot (t_i - t_e) \quad (5.3.3-3)$$

式中： Q_{INF} ——空气渗透耗热量(W)；

C_p ——空气比热容[W·h/(kg·℃)]，取0.28W·h/(kg·℃)；

ρ ——空气密度(kg/m³)， t_e 取条件下的值；

L ——渗透冷空气量，(m³/h)，应按《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 中附录 F 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 中附录 F 的规定计算。

5.3.4 采暖设计热负荷的计算应符合《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的规定。

5.4 太阳能集热系统设计

5.4.1 太阳能集热系统设计应符合下列基本规定：

1 宜采用间接式太阳能集热系统。

2 太阳能集热器的性能应符合《平板型太阳能集热器》GB/T

6424、《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581 和《太阳能空气集热器技术条件》GB/T 26976 的相关规定，且设计使用寿命应高于 15 年。

3 集热系统管道及保温材料应选用耐腐蚀、与传热工质相容、可耐受系统最高工作温度且安装连接方便可靠的管材和材料。

4 集热效率应根据工程所采用的集热器性能参数、气象数据以及设计参数进行计算，且不应小于 35%。

5.4.2 太阳能集热器的设置应符合下列规定：

1 太阳能集热器宜朝向正南，或南偏东、偏西 20° 的朝向范围内设置；安装倾角宜为当地纬度 +10°；当受实际条件限制时，应进行面积补偿，合理增加集热器面积，并应进行经济效益分析。

2 放置在建筑外围护结构上的太阳能集热器，在冬至日集热器采光面上的日照时数应不少于 6h。

3 某一时刻太阳能集热器不被前方障碍物遮挡阳光的日照间距应按下式计算：

$$D = H \cdot \coth \cdot \cos \gamma_0 \quad (5.4.2)$$

式中：D——日照间距 (m)；

H——前方障碍物的高度 (m)；

h——计算时刻的太阳高度角 (°)；

γ_0 ——计算时刻太阳光线在水平面上的投影线与集热器表面法线在水平面上的投影线之间的夹角 (°)。

5.4.3 太阳能集热器总面积宜通过动态模拟计算确定。采用简化计算方法时，应符合下列规定：

1 短期蓄热直接系统集热器总面积应按下式计算：

$$A_C = \frac{86400 \cdot Q_J \cdot f}{J_T \cdot \eta_{cd} \cdot (1 - \eta_L)} \quad (5.4.3-1)$$

式中：A_C——短期蓄热直接系统集热器总面积 (m²)；

- Q_J ——太阳能集热系统设计负荷 (W)；
 J_T ——当地集热器采光面上的 12 月平均日太阳辐照量 [J/(m²·d)]；
 f ——太阳能保证率 (%)；
 η_{ed} ——基于总面积的集热器平均集热效率 (%), 按附录 C 方法计算；
 η_L ——管路及贮热装置热损失率(%), 按附录 D 方法计算。

2 季节蓄热直接系统集热器总面积应按下式计算：

$$A_{C\cdot s} = \frac{86400 \cdot Q_J \cdot f \cdot D_s}{J_a \cdot \eta_{ed} \cdot (1 - \eta_L) \cdot (D_s + (365 - D_s) \cdot \eta_s)} \quad (5.4.3-2)$$

- 式中 : A_{c·s} ——季节蓄热直接系统集热器总面积 (m²)；
 J_a ——当地集热器采光面上的年平均日太阳辐照量 [J/(m²·d)]；
 f ——太阳能保证率 (%)；
 D_s ——当地采暖期天数 (d)；
 η_s ——季节蓄热系统效率, 可取 0.7 ~ 0.9。

3 间接系统集热器总面积应按下式计算：

$$A_{IN} = A_C \cdot \left(1 + \frac{U_L \cdot A_C}{U_{hx} \cdot A_{hx}}\right) \quad (5.4.3-3)$$

- 式中 : A_{IN} ——间接系统集热器总面积 (m²)；
 A_c ——直接系统集热器总面积 (m²)；
 U_L ——集热器总热损系数 [W/(m²·℃)], 测试得出；
 U_{hx} ——换热器传热系数 [W/(m²·℃)], 查产品样本得出；
 A_{hx} ——间接系统换热器换热面积(m²), 按附录 E 方法计算。

5.4.4 通过水力计算确定系统管路的管径、长度、布置方式及水力平衡装置等, 应满足管网水力平衡要求。

5.4.5 单块太阳能集热工质的设计流量应按下列公式和推荐的参数计算。

1 单块太阳能集热工质的设计流量应按下式计算：

$$G_s = g \cdot A \quad (5.4.5)$$

式中： G_s ——单块太阳能集热器工质的设计流量（ m^3/h ）；

g ——太阳能集热器工质的单位面积 [$m^3/(h \cdot m^2)$]；

A ——单块太阳能集热器的总面积（ m^2 ）。

2 太阳能集热器的单位面积流量应根据太阳能集热器生产企业给出的数值确定。在没有企业提供相关技术参数的情况下，根据不同的系统，宜按表 5.4.5 给出的范围取值。

表 5.4.5 太阳能集热器的单位面积流量

系统类型		太阳能集热器的单位面积流量 $m^3/(h \cdot m^2)$
小型太阳能供 热水系统	真空管型太阳能集热器	0.035 ~ 0.072
	平板型太阳能集热器	0.072
大型集中太阳能供热系统 (集热器总面积大于 $100m^2$)		0.021 ~ 0.06
小型独户太阳能供热系统		0.024 ~ 0.036
板式换热器间接式太阳能集热供热系统		0.009 ~ 0.012
太阳能空气集热器供暖系统		36

5.4.6 太阳能集热系统的设计流量应根据太阳能集热器阵列的串并联方式和每一阵列所包含的太阳能集热器数量、面积及太阳能集热器的热性能计算确定。太阳能液体工质集热系统的设计流量应满足出口工质温度符合设计要求且不致汽化；太阳能空气集热系统的设计流量应满足出口工质温度符合设计要求且不致造成过热安全隐患。

5.4.7 太阳能集热系统水泵、风机等设备应按集热器流量和进出口压力降等参数通过系统水力计算进行选型。

5.4.8 闭式太阳能集热系统选配循环水泵应计算集热系统耗电输热比，并应在施工图设计说明中标注。

5.4.9 太阳能集热系统的防冻设计应符合下列规定：

1 太阳能集热系统应进行防冻设计。

2 太阳能集热系统的防冻设计选型宜按表 5.4.9 选择。

表 5.4.9 太阳能集热系统的防冻设计选型

太阳能集热系统类型		直接系统	间接系统
防冻设计类型	排空系统	—	—
	排回系统	—	√
	防冻液系统	—	√
	循环防冻系统	—	—

注：表中“√”为可选用项，“—”为不可选用项。

3 太阳能集热系统的防冻措施应采用自动控制运行工作，应根据贮热装置的供热工质出口温度与设定供热温度的差值，控制辅助热源加热设备的启停。

5.5 太阳能蓄热系统设计

5.5.1 太阳能蓄热系统设计应符合下列基本规定：

1 应根据用户需求、投资规模、供热采暖负荷、太阳能集热系统的形式、性能、太阳能保证率等进行技术经济分析后确定蓄热系统形式和规模。

2 应根据蓄热系统形式、投资规模和当地的地质、水文、土壤条件及使用要求按表 5.5.1 进行蓄热方式选择。

表 5.5.1 蓄热方式选用表

系统形式	蓄热方式				
	贮热水箱	蓄热水池	土壤埋管	卵石堆	相变材料
液体工质集热器短期蓄热系统	√	√	—	—	√
液体工质集热器季节蓄热系统	√	√	√	—	—
空气集热器短期蓄热系统	√	—	—	√	√

注：表中“√”为可选用项，“—”为不可选用项。

3 太阳能液体集热器供热采暖系统在采暖期长且采暖期间太阳辐照条件好的地区宜采用短期蓄热方式。

4 蓄热水池不应与消防水池合用。

5.5.2 太阳能短期蓄热系统设计应符合下列规定：

1 蓄热量应根据当地太阳能资源、气候、工程投资等因素确定，且应能储存 1d ~ 7d 太阳能集热系统得热量。

2 系统的总贮热水箱或水池容积应根据设计蓄热时间周期及蓄热量等参数通过模拟计算确定。短期蓄热液体工质太阳能集热系统对应的太阳能集热器单位采光面积的贮热水箱或水池的容积范围可按 $40L/m^2 \sim 300L/m^2$ 选取。

3 太阳能集热系统、采暖系统与贮热水箱的连接管位置应布置合理，实现不同温度供热或换热需求。

4 贮热水箱进出口处流速宜小于 $0.04m/s$ ，宜采用水流分布器。

5 蓄热水池槽体结构、保温结构和防水结构的设计应符合现行相关标准的规定。

6 贮热水箱和蓄热水池宜采用外保温，其保温设计应符合《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019、《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175 的规定。

7 卵石堆蓄热设计应符合下列规定：

1) 卵石堆蓄热器（卵石箱）内的卵石含量宜为每平方米集热器面积 $250kg$ ；卵石直径小于 $10cm$ 时，卵石堆深度不宜小于 $2m$ ；卵石直径大于 $10cm$ 时，卵石堆深度不宜小于 $3m$ 。卵石堆蓄热器上下风口的面积应大于该蓄热器截面积的 8% ，空气通过上下风口流经卵石堆的阻力应小于 $37Pa$ ；

2) 放入卵石堆蓄热器内的卵石应干净且大小均匀，直径范围宜为 $5cm \sim 10cm$ 。不应使用易破碎或与水和二氧化碳反应的卵石。

8 相变材料蓄热设计应符合下列规定：

- 1) 空气集热器太阳能供热采暖系统可直接换热蓄热；液体工质集热器太阳能供热采暖系统应增设换热器间接换热蓄热。
- 2) 相变材料应根据系统的工作温度选用，相变温度应与系统工作温度相匹配。

5.6 控制系统设计

5.6.1 太阳能供热采暖系统的控制设计应符合下列基本规定：

1 太阳能供热采暖系统应设置自动控制。自动控制的功能应包括对太阳能集热系统的运行控制和安全防护控制、集热系统和辅助热源设备的工作切换控制。太阳能集热系统安全防护控制的功能应包括防冻保护和防过热保护。

2 控制方式应简便、可靠、利于操作。

3 自动控制系统中使用的温度传感器的测量不确定度不应大于 0.5°C 。

5.6.2 系统运行和设备工作切换的自动控制应符合下列规定：

1 太阳能集热系统应采用温差循环运行控制，并宜采用变流量运行。

2 变流量运行的太阳能集热系统，应根据太阳辐照条件或温差变化控制变频泵改变系统流量，实现优化运行，宜采用设太阳辐照感应传感器或温度传感器的方式。

3 太阳能集热系统和辅助热源加热设备的相互工作切换宜采用定温控制。应在贮热装置内的供热介质出口处设置温度传感器。当介质温度低于“设计供热温度”时，应通过控制器启动辅助热源加热设备工作，当介质温度高于“设计供热温度”时，辅助热源加热设备应停止工作。

5.6.3 系统安全和防护的自动控制应符合下列规定：

1 使用排空和排回防冻措施的太阳能集热系统宜采用定温控

制。当太阳能集热系统出口水温低于设定的防冻执行温度时，通过控制器启闭相关阀门完全排空集热系统中的水或将水排回贮水箱。

2 水箱防过热温度传感器应设置在贮热水箱顶部，防过热执行温度应设定在 80℃ 以内；系统防过热温度传感器应设置在集热系统出口，防过热执行温度的设定范围应与系统的运行工况和部件的耐热能力相匹配。

3 为防止因系统过热而设置的安全阀，应安装在泄压时排出的高温蒸汽和水不会危及周围人员安全的位置上，并应采取相应的措施；其设定的开启压力，应与系统可耐受的最高工作温度对应的饱和蒸汽压力相一致。

5.7 末端供暖系统设计

5.7.1 液体工质集热器太阳能供热采暖系统可采用低温热水地板辐射、水——空气处理设备和散热器等末端供暖系统。

5.7.2 空气集热器太阳能供热采暖系统应采用热风采暖末端供暖系统，宜采用部分新风加回风循环的风管送风系统，系统运行噪声应符合国家相关规范的要求。

5.7.3 末端供暖系统设计应符合《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019、《辐射供暖供冷技术规程》JGJ 142 的规定。

5.8 辅助热源设计

5.8.1 辅助热源可采用城镇热网、电、燃气、燃油、工业余热或生物质燃料等，加热或换热设备选择各类锅炉、换热器和热泵等，应根据建筑物规模、用途、建设地点的能源条件、结构、价格以及国家节能减排和环保政策的相关规定等，通过综合分析确定。

5.8.2 辅助热源加热或换热设备的供热量，应按不计太阳能集热系统供热能力的常规系统计算确定。

5.8.3 辅助热源加热或换热设备的综合性能、设计选型应符合《供热工程项目规范》GB 55010、《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 等相关规范的规定。

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

6 太阳能光伏发电系统设计

6.1 一般规定

- 6.1.1** 建筑光伏发电系统应进行专项设计或作为建筑工程设计的一部分。
- 6.1.2** 建筑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。
- 6.1.3** 光伏发电系统设计时应选定合适的直流侧电压等级，系统直流侧的设备与材料的最高允许电压应不低于所选电压等级。
- 6.1.4** 光伏发电系统设计时，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。
- 6.1.5** 与电网并网的光伏发电系统应具有相应的并网保护及隔离功能。
- 6.1.6** 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。
- 6.1.7** 光伏发电系统的发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐射量等参数应进行监测和计量。
- 6.1.8** 光伏发电系统设备和部件的性能应符合现行国家或行业标准的相关规定，主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。
- 6.1.9** 光伏发电系统输出电力的电能质量应符合现行国家有关标准的规定。
- 6.1.10** 光伏发电系统不应作为消防电源。

6.2 系统设备选型

6.2.1 光伏组件应符合下列规定：

1 光伏组件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。

2 光伏组件应根据安装部位、组件类型、标称功率、转换效率、系统电压、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性、使用环境、电气性能等条件进行选择。

3 光伏组件的类型应按下列条件选择：

1) 根据太阳辐射量、气候特征、建筑安装场地面积等因素，经技术经济比较后确定；

2) 光伏组件设计使用寿命应高于 25 年；

3) 建材型、构件型的光伏组件，应符合相应建筑材料或构件的技术要求；

4) 光伏组件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级确定；

5) 轻型结构屋顶和异形屋面上安装光伏方阵，宜选用柔性光伏组件；

6) 当光伏组件安装场地的反光性能较好时，宜选用双面发电组件；

7) 应选用转化效率较高的光伏组件。

4 光伏发电系统中多晶硅、单晶硅、薄膜电池组件的初始效率应符合《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%。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%。

6.2.2 电缆应符合下列规定：

1 光伏电缆应采用铜芯电缆。导体材质、绝缘类型、绝缘

水平、护层类型、导体截面等应符合《电力工程电缆设计标准》GB 50217、《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073 的规定和《低压电气装置 第 5-52 部分：电气设备的选择和安装布线系统》GB/T 16895.6 中关于载流量的规定。

2 光伏组件连接电缆的组件连接器应符合下列规定：

- 1) 应采用符合《光伏 (PV) 组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 规定的组件连接器；**
- 2) 用于室外的组件连接器应为防紫外线型且防护等级不应低于 IP65；**
- 3) 超过 35V 的光伏装置中的组件连接器应不低于Ⅱ类或同等绝缘；**
- 4) 应采用同一厂商的同一类型的公母头相互连接；**
- 5) 不应采用家用电器连接低压交流电源的插头和插座。**

6.2.3 汇流箱应符合下列规定：

1 汇流箱应根据使用环境、绝缘水平、防护等级、额定电压、输入输出回路数、输入输出额定电流、使用温度、安装方式等技术参数进行选择，并应符合《光伏发电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的规定。

2 汇流箱输入回路应具有防反功能并设置防逆流措施。

3 汇流箱宜选用智能型汇流箱，并具备智能监控和通信功能。

4 汇流箱安装位置应便于巡检、操作和维护，并宜选择室内干燥的场所，室内型汇流箱防护等级不低于 IP20，室外型汇流箱防护等级不低于 IP65。

6.2.4 逆变器应符合下列规定：

1 逆变器性能应满足《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408、《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004、《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142、《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 的规定。

2 并网光伏系统逆变器的总额定容量应根据光伏系统装机容量确定。并网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。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。

3 逆变器应按型式、额定功率、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率跟踪、保护和监测功能、通信接口、防护等级等技术条件进行选择，并应符合下列规定：

- 1)** 逆变器应具备自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防孤岛功能；
- 2)** 逆变器应具备无功和有功调节功能；
- 3)** 并网光伏发电系统中光伏组件需要正极或负极功能接地时，应采用带隔离变压器的隔离型逆变器。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)** 并网逆变器应具有并网保护装置，并应与电网具备相同的电压、相数、相位、频率及接线方式；
- 5)** 逆变器应具备工作温度监测功能，并应在温度过高时发出报警，关闭直流 / 交流逆变功能；
- 6)** 逆变器应满足高效、节能、环保的要求。

4 隔离变压器的选择应符合下列规定：

- 1)** 应满足逆变器输出额定功率和接入电压等级的要求；
- 2)** 隔离变压器的容量应与逆变器输出额定功率相匹配，且不宜小于逆变器输出额定功率；
- 3)** 隔离变压器电网侧接线组别及接地方式应与接入电网相匹配。

5 逆变器安装位置应便于巡检、操作和维护。逆变器宜安装在干燥通风场所，室内安装时防护等级不低于 IP20，室外安装时防护等级不低于 IP54。

6.2.5 储能系统应符合下列规定：

1 储能系统宜采用电化学储能方式。电化学储能系统性能应符合《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558 的有关规定。

2 储能蓄电池应根据储能效率、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、技术条件等因素选择，并应符合下列规定：

- 1) 宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电率小等性能优越的储能蓄电池；
- 2) 宜选用大容量单体储能蓄电池，减少并联数；储能蓄电池串并联使用时，应由同型号、同容量、同制造厂的产品组成，并应具有一致性。

3 带储能装置的光伏系统应配置充电控制装置。充电控制装置宜选用低能耗节能型产品，充电控制装置应具有短路保护、过负荷保护、过充（放）保护、欠（过）压保护、反向放电保护、极性反接保护、最大电流跟踪及防雷保护等功能，并宜具备温度补偿、数据采集和通信功能。

6.3 系统分类

6.3.1 建筑光伏发电系统的分类按表 6.3.1 选择。

表 6.3.1 建筑光伏发电系统分类

分类方式	分 类
是否接入公共电网	并网光伏发电系统
	独立光伏发电系统
并网光伏发电系统在电网中的并网点位置	用户侧并网系统
	电网侧并网系统

续表 6.3.1

分类方式	分 类
是否带有储能装置	带有储能装置
	不带储能装置
负荷形式	直流系统
	交流系统
	交直流混合系统
系统装机容量的大小	小型系统, 装机容量不大于 20kWp 的系统
	中型系统, 装机容量在 20kWp ~ 400kWp (含 400kWp) 之间的系统
	大型系统, 装机容量大于 400kWp 的系统
是否允许通过上级变压器向主电网馈电	逆流光伏发电系统
	非逆流光伏发电系统

6.4 系统设计

6.4.1 建筑光伏发电系统设计应符合下列规定 :

1 光伏发电系统应根据用电要求、接入电网的条件和系统的运行方式等因素选择相应的系统类型。

2 光伏发电系统设计时应计算系统装机容量和年总发电量。

6.4.2 建筑光伏发电系统一次系统的设计应符合《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 并网光伏发电系统由光伏组件、汇流箱、逆变器、配电柜等组成; 汇流箱按采用的组件和逆变器类型进行配置。

2 独立光伏发电系统由光伏组件、汇流箱、电化学储能蓄电池、充放电控制器、逆变器、监控系统及配电柜等组成。

3 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。

4 独立光伏发电系统中光伏组件的安装容量应根据负荷特性、

当地太阳能资源条件，结合储能装置效率、光伏发电系统效率等因素确定。

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 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、变压器应设置散热通风设施。

6.4.3 光伏发电系统中逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配，逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的光伏方阵的实际最大直流输出功率。

6.4.4 光伏发电系统中逆变器、汇流箱等设备选择应满足环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度等安装所在地的使用条件要求。

6.4.5 在海拔高度 2000m 及以上地区使用的逆变器和汇流箱，应选用高原型产品或采取降容使用措施。

6.4.6 光伏方阵宜采用固定式安装，光伏方阵的设计应符合《光伏发电站设计规范》GB 50797 的有关规定，并应符合下列规定：

1 根据建筑利用条件确定光伏组件的规格、安装位置、安装方式和可安装面积。

2 根据光伏组件规格及可安装面积确定光伏方阵最大可安装容量。

3 同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数、方阵朝向、安装倾角宜保持一致，光伏组件串的串联数可按下列公式计算：

$$N_s \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \cdot [1 + (t - 25) \cdot K_v]} \quad (6.4.6-1)$$

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{pm} \cdot [1 + (t - 25) \cdot K_v]} \leq N_s \leq \frac{V_{MPPTmax}}{V_{pm} \cdot [1 + (t - 25) \cdot K_v]} \quad (6.4.6-2)$$

式中： K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数；

N_s ——光伏组件的串联数（ N_s 取整）；

- t ——工作状态下光伏组件昼间环境极限低温(℃);
 t' ——工作状态下光伏组件的电池极限高温(℃);
 V_{dcmax} ——逆变器允许的最大直流输入电压(V);
 $V_{MPPTmin}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值(V);
 $V_{MPPTmax}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值(V);
 V_{oc} ——光伏组件的开路电压(V);
 V_{pm} ——光伏组件最佳工作电压(V)。

4 根据逆变器额定功率及光伏组件串的功率确定光伏组件串的并联数, 可按下式计算:

$$N_p \leq \frac{P_n}{P_m \cdot N_s} \quad (6.4.6-3)$$

式中: N_p ——光伏组件串的并联数(N_p 取整);

P_n ——逆变器额定功率(W_p);

P_m ——光伏组件峰值功率(W_p);

N_s ——光伏组件的串联数。

5 光伏组件串的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。

6 光伏方阵的组件串不应跨越防火分区, 线缆不宜跨越防火分区。

7 光伏方阵布置应预留满足光伏发电系统日常维护、检修、清洗、设备更换等要求的运维通道。

8 光伏方阵的最佳安装倾角参考值可按附录 A 选取。

6.4.7 对于屋顶朝向、倾角不一致的建筑光伏发电系统, 宜采用具备多路最大功率跟踪功能的逆变器。接入同一最大功率跟踪回路的光伏组件串的电压、组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响等宜保持一致。

6.4.8 自用电系统的设计应符合下列规定:

1 建筑光伏发电系统自用电系统的电压宜采用 380V, 自用电

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 自用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 并网建筑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 220V 或 110V。

6.4.9 无功补偿装置的设计应符合下列规定：

1 光伏发电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《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。

6.4.10 线缆敷设的设计应符合下列规定：

1 强、弱电线缆敷设应符合《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。

2 光伏发电系统强、弱电线缆应与其他电气管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置，满足安装维护的要求。

3 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、耐紫外线辐射、阻燃等抗老化的光伏专用电缆；并应采取固定措施和防晒措施。直流侧线缆应标识正负极性。

4 集中敷设于沟道、槽盒中的线缆宜选用 C 类及以上阻燃电缆；进入建筑内部的电缆应不低于建筑对电缆耐火等级的要求。

5 直流线缆不应布设于光伏组件间的胶缝内。

6 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，电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。

7 在有腐蚀或潮湿的场所采用金属导管或电缆桥架布线时，应采取防腐防潮措施。

8 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宜超过 40%。

9 光伏方阵输出的直流电缆不宜敷设进室内。当直流电路需要在室内敷设时，应采用独立的封闭型电缆桥架或套管，电缆桥架和套管应为钢制材料，且应在靠近光伏方阵处设置关断开关。

10 光伏方阵内电缆桥架的敷设不应对光伏组件造成遮挡。

6.4.11 储能系统的设计应符合下列规定：

1 储能系统设计应符合《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

2 独立光伏系统应配置储能装置，并应满足向负载提供持续、稳定电力的要求。并网光伏系统可根据用户需求配置储能装置的容量。

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，应减少储能容量的配置。

4 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，宜优先采用分布式。

5 储能系统应配置电池管理系统，电池管理系统应具有在线识别与控制功能，并与光伏发电系统的监控系统实现通信连接和信号交换。

6 储能光伏发电系统应根据容量、种类设置独立的储能蓄电池存放装置或蓄电池室。

6.4.12 储能蓄电池的容量可按下式计算：

$$C_c = D \cdot F \cdot P_0 / (U \cdot K_a) \quad (6.4.12)$$

式中： C_c ——储能蓄电池容量（ $\text{kW} \cdot \text{h}$ ）；

D ——最长无日照期间用电时数（ h ）；

F ——储能蓄电池放电效率的修正系数，通常取 1.05；

P_0 ——负载功率（ kW ）；

U ——储能蓄电池的放电深度；

K_a ——综合效率系数，包括储能蓄电池的放电效率，充电控制装置、逆变器以及交流回路的效率，通常取 0.7~0.8。

6.4.13 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。采用双面发电组件的光伏系统宜对正面和反面分别计算后获得总发电量。年总发电量可按下列公式计算：

$$E_p = \sum_{i=1}^n E_i \quad (6.4.13-1)$$

$$E_i = H_A \cdot \frac{P_{Ai}}{E_s} \cdot K \quad (6.4.13-2)$$

式中： E_p ——光伏系统的年总发电量（ kWh ）；

E_i ——第 i 单元年发电量（ kWh ）；

H_A ——水平面年太阳能总辐射量（ kWh/m^2 ）；

P_{Ai} ——第 i 单元光伏组件安装容量（ kWp ）；

E_s ——标准条件下的辐照度（常数 = $1\text{kWh}/\text{m}^2$ ）；

K ——综合效率系数，包括光伏组件类型修正系数、转换效率修正系数、光伏组件的位置修正系数、光照利用率和光伏发电电气系统效率等。

6.5 系统接入

6.5.1 建筑光伏发电系统并网应符合《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 和《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。建筑光伏发电系统接入设计应符合《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 和《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866 的有关规定。并网接入还应满足当地供电部门的相关规定和要求。

6.5.2 建筑光伏发电系统各并网点电压等级宜根据装机容量按表 6.5.2 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。采用直流系统接入时，直流接入电压宜选择 DC110V、220V，不宜高于 DC440V。

表 6.5.2 光伏系统并网电压等级

序号	容量	电压等级
1	$S \leq 8kW$	220V/ 单相
2	$8kW < S \leq 400kW$	380V/ 三相
3	$400kW < S \leq 6000kW$	10kV/ 三相

6.5.3 用户侧并网的建筑光伏发电系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式；电网侧并网的建筑光伏发电系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

6.5.4 建筑光伏发电系统接入电网的方式宜在全额上网、自发自用余电上网、全部自用三种接入方式中选择。

6.5.5 建筑光伏发电系统应在并网点设置易于操作、可闭锁、具有明显断开点的并网箱（柜）控制装置，应符合下列要求：

1 并网箱（柜）应设置隔离开关和断路器，断路器应具备短路速断功能，并采用具有可视断点的机械开关。

2 并网箱（柜）应具备过压、欠压保护功能，同时宜具备过压、欠压自恢复功能。

3 按《安全标志及其使用导则》GB 2894 在电气设备和线路附近标识“当心触电”等提示性文字和符号的醒目标识。

6.5.6 并网光伏发电系统应具有自动检测功能和并网切断保护功能，并应符合下列规定：

1 并网光伏系统应安装电网保护装置，并应符合《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T 20046 的有关规定。

2 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 严禁将保护接地中性导体（PEN）接入开关电器。

4 当公共电网电能质量超限时，光伏系统应自动与公共电网解列，公共电网质量恢复正常范围后的一段时间之内，光伏系统不得向电网供电，恢复并网延时时间由供电部门确定。

5 并网光伏发电系统应对电网设置短路保护，当电网短路时，其逆变器的过电流不应大于 1.5 倍额定输出电流，并在 0.1s 内将系统与电网断开。

6 并网光伏发电系统应具备防孤岛保护功能，当检测到孤岛现象时，应断开与电网的连接。

7 光伏发电系统设计为不可逆并网方式时，应配置逆向功率保护设备。当检测到逆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。

8 光伏发电系统额定电流与并网点的三相短路电流之比不宜高于 10%。

6.5.7 逆变器的输出应经交流配电柜或并网专用低压开关柜并网，不应直接接入电网。

6.5.8 光伏发电系统总装机容量不宜超过上一级变压器额定容量的 25%。

6.5.9 光伏发电系统功率因数应满足下列要求：

1 通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统，应具备保证并网点功率因数在 0.95(超前) ~ 0.95(滞后)范围内可调节的能力。

2 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统，应具备保证并网点处功率因数在 0.98(超前) ~ 0.98(滞后)范围内连续可调的能力。

6.5.10 电能计量装置及电能计量远方终端应符合下列规定：

1 电能计量点应设在光伏系统与电网的产权分界处，用户侧并网的光伏发电系统还应在并网点光伏电源侧装设电能计量装置。

2 电能计量装置应符合《电能计量装置技术管理规程》 DL/T 448 和《电能量计量系统设计技术规程》 DL/T 5202 的有关规定。

3 电能计量装置选型与配置应符合下列规定：

1) 电能计量装置应具备双向有功和四象限无功计量功能；

2) 通过 10kV 接入电网的光伏系统的上网电量关口点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一块，主、副电能表应有明确标识；

3) 关口表的技术性能应符合《多功能电能表》 DL/T 614 和《多功能电能表通信协议》 DL/T 645 的有关规定。

4 电能表与互感器准确度等级，应符合下列规定：

1) 关口计量点的电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级、无功 2.0 级；

2) 电压互感器准确度等级应为 0.2 级，电流互感器准确度等级不应低于 0.5S 级。

5 电能计量远方终端应符合《电能量计量系统设计技术规程》 DL/T 5202 的有关规定。

6 电能计量装置应具备电能在线监测和数据采集通信功能。

6.5.11 建筑光伏发电系统二次系统的设计应符合《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。

2 并网光伏发电系统的公共连接点应装设满足《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862 要求的电能质量在线监测装置。

3 通过 10kV 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。

6.6 防雷与接地

6.6.1 建筑光伏发电系统的防雷等级应与建筑物的防雷等级一致。防雷设计应符合《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。

6.6.2 新建建筑光伏发电系统的防雷与接地应与建筑物的防雷和接地系统统一设计。既有建筑增设光伏发电系统时，应对建筑物原有防雷与接地系统进行验证，不满足设计要求时应进行改造。

6.6.3 建筑光伏发电系统的防雷与接地设计除应符合《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 的有关规定外，尚应符合下列规定：

1 光伏发电系统应设置总等电位联结母排。光伏发电系统的外露可导电部分及设备的金属外壳应进行可靠的等电位联结，且应与所在建筑物接地系统共用同一接地网。

2 光伏组件的金属边框、金属支承结构及连接件等，应通过光伏系统的金属框架与主体结构的接地多点可靠连接，连接部位应清除非导电保护层。单个光伏方阵支架与建筑接地系统应采取至少两点连接。

3 移除任一光伏组件时，应保证接地的连接性。

4 同一并网点有多台逆变器时，应将所有逆变器的保护接地

导体接至同一接地母排上。

5 在直流侧，不得采用不接地的局部等电位联结保护。

6 光伏发电系统的防雷接地与工作接地、保护接地共用一组接地装置时，接地装置的接地电阻值应按设计要求满足最小值要求，且光伏方阵接地电阻不应大于 4Ω 。

6.6.4 建筑光伏发电系统的交流配电接地形式应与建筑配电系统接地形式一致。

6.6.5 建筑光伏发电系统应装设过电压保护，汇流箱、逆变器直流侧应安装满足光伏发电系统特性的直流电涌保护器。逆变器交流侧应安装满足要求的交流电涌保护器。光伏汇流箱内应安装限压型电涌保护器。电涌保护器的设计安装应符合《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的有关规定。

6.7 电气安全

6.7.1 电气保护应符合以下要求：

1 光伏系统应在直流侧和交流侧均设置电涌保护、短路保护、接地故障保护、过载保护和隔离装置。

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 存在 2 路及以上组件串并联时，应增加反向电流过载保护装置，以防止组件串反向电流过大导致组件串损坏。

6.7.2 逆变器直流输入过载保护应符合下列规定：

1 若逆变器不具备限功率的功能，则当逆变器输入功率超过标称最大直流输入功率的 1.1 倍时，系统连续可靠工作时间不应小于 1min，且可在 10min 以内将光伏发电系统与电网断开。

2 若逆变器具备限功率的功能，当光伏方阵输出功率超过逆变器允许的最大直流输入功率时，逆变器应自动限流工作在允许的最大交流输出功率处。

6.7.3 逆变器应安装交流侧电弧故障保护装置，并符合《电弧故障保护器（AFDD）的一般要求》GB/T 31143 的规定。当直流侧最大系统电压大于或等于 80V 时，直流侧宜设置直流电弧故障保护装置，并符合《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750 的规定。

6.7.4 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，并符合下列要求：

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

2 快速关断功能启动后的 30s 内，交、直流线缆处于光伏方阵 1m 以外时，电压不应高于 30V；交、直流线缆处于光伏方阵 1m 以内时，电压不应高于 80V。电压测量应在任意两根正负极线缆之间，以及任何线缆与接地之间进行。

3 安装在同一建筑物上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地标识各光伏系统的工作状态。

4 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，光伏发电系统不得自动重新启动。

5 快速关断装置宜具备与火灾报警系统连锁控制的接口，通过火灾报警系统触发光伏发电系统快速关断。

6.7.5 光伏发电系统直流侧的电击防护，应至少满足以下一项要求：

1 直流侧带电部分与地之间采用满足《低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护》GB/T 16895.21 中双重绝缘或加强绝缘的要求，且组件、接线盒、连接器、电缆等逆变器直流端口之前的设备应满足 II 类绝缘或等效绝缘。

2 采用满足《低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护》GB/T 16895.21 中安全特低电压电路的要求。

6.7.6 光伏发电系统交流侧的电击防护措施应符合《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。

6.7.7 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 $0.5\text{M}\Omega$ 。

2 当光伏直流系统电压不小于 120V 时，绝缘电阻值不应小于 $1.0\text{M}\Omega$ 。

6.7.8 光伏发电系统应具备剩余电流检测保护功能，可采用剩余电流动作保护器或设置电气火灾监控系统。

6.7.9 光伏发电系统的火灾监控和报警系统的设置应与所在建筑的电气消防系统统筹考虑，并纳入建筑整体消防系统中，应满足现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

7 太阳能系统与建筑一体化设计

7.1 一般规定

7.1.1 新建建筑太阳能系统应纳入建筑设计一体化完成，采取有利于太阳能利用的设计策略，贯穿建设项目规划、设计的全过程。太阳能系统的设计应统筹考虑建筑、结构、给排水、暖通、电气等各专业的需求与配合。既有建筑增设或改造太阳能系统应进行专项设计，管线宜利用原有管井和路由进行敷设，新增设施不应破坏建筑造型与美观，与原建筑功能有机结合。

7.1.2 规划和设计应为太阳能系统最大合理化利用创造条件，应为太阳能系统的安装、使用、维护等提供必要的条件。

7.1.3 安装在外墙上、坡屋面上或直接构成建筑外围护结构的太阳能集热器、光伏组件应有防止部件老化或损坏坠落伤人的安全防护措施。安装在建筑上或直接构成建筑外围护结构的太阳能集热器，应有防止工质渗漏的安全保障措施。

7.1.4 太阳能集热器、光伏阵列不应跨越建筑变形缝设置。

7.1.5 太阳能集热器、光伏组件、管线等穿越建筑物外围护结构时，必须做好防水、防火、保温、隔热等构造措施；管线穿越楼板、防火墙时，应采取防火封堵措施；穿墙、楼板管线不应设在结构梁、柱处。

7.1.6 人员经常活动的场所不宜设置太阳能集热器、光伏组件，当必须设置时，应采取安全防护措施。儿童活动场所应通过可靠措施与太阳能集热器、光伏组件严格分离。

7.2 规划设计

7.2.1 规划设计应根据建筑的性质和使用功能、太阳能利用系统类型，进行综合技术经济比较，满足节能、节地、节水、安全、卫生、环保的要求。

7.2.2 安装在建筑物上的太阳能集热器、光伏组件的型式、色彩应与建筑外观整合设计，不应影响建筑的美观，并满足城市风貌、城市景观的要求。

7.2.3 规划设计应避免周边相邻建筑、绿化树木和附属设施对太阳能集热器和光伏组件造成日照遮挡，并依据日照分析计算结果进行合理布置。建筑的造型与空间组合宜规整、减少凹凸变化，避免建筑自身对太阳能集热器和光伏组件造成日照遮挡。

7.2.4 建筑物之间的日照间距除应符合《城市居住区规划设计标准》GB 50180 的要求外，还应满足冬至日太阳能热水系统集热器采光面有不少于连续 4h 有效日照时数、太阳能供热采暖系统集热器采光面不少于连续 6h 有效日照时数、太阳能光伏系统光伏组件有不少于连续 3h 有效日照时数的要求。

7.2.5 光伏方阵的布置应避免对周围环境形成光污染，对可能造成的影响进行预测并采取相应的措施。

7.3 建筑设计

7.3.1 太阳能光热系统集热器、太阳能光伏系统光伏组件可附加安装在建筑屋面、墙面、阳台栏板或其他部位，也可直接作为屋面板、屋面瓦、女儿墙、防护栏板、雨棚等建筑围护结构；由发电材料与建筑玻璃结合形成的光伏玻璃可使用于玻璃幕墙、采光屋顶、外窗等部位。

7.3.2 建筑设计应综合考虑建筑外观、集热器、光伏组件安装位置、功能需求等选用合理的太阳能系统，并确定太阳能系统集热器、

光伏组件与建筑结合的方式。太阳能系统集热器、光伏组件按其与建筑的结合方式分为安装型、构件型、建材型三类，设计时可按下表选用。

表 7.3.2 太阳能集热器、光伏组件类型特点及安装位置

类型	特点	建筑表现形式	安装位置
安装型	附加在建筑外围护结构上	太阳能集热器、太阳能光伏组件等	屋面、外墙等
构件型	与建筑构件组合在一起或独立成为建筑构件	可作为屋面板、雨棚、遮阳棚、遮阳板、栏板构件等	屋面板、阳台栏板、通风隔热屋面、遮阳棚、雨棚、通风隔热墙面等
建材型	太阳电池与瓦、砖、卷材、玻璃等建筑材料复合在一起，成为不可分割的建筑外围护材料	光伏瓦、光伏砖、光伏屋面卷材、光伏幕墙、光伏窗、光伏采光顶等	在平屋面上直接铺设光伏卷材或在坡屋面上铺设光伏瓦；直接替代建筑幕墙的光伏幕墙、直接替代部分或全部采光玻璃的光伏采光顶、光伏窗等

7.3.3 建筑设计应为集热器、光伏组件、管路及附属配套设施留足安装、检修空间，并合理配置必要的设备用房。

7.3.4 在屋面上安装集热器、光伏组件时应满足下列要求：

1 不应影响屋面的正常使用，不应影响屋面的疏散功能。应采取措施保证上人屋面使用的安全性。

2 平屋面的南向、南偏东、南偏西方向不应设置遮挡阳光的装饰性构筑物。突出屋面的烟道、楼电梯间、设备间等宜靠北侧布置。

3 坡屋面安装集热器、光伏组件时宜采用水泥瓦等高强度材料或金属屋面。宜采用顺坡镶嵌设置或顺坡架空设置。屋面的坡度应选取集热器、光伏组件接受阳光的最佳倾角。檐口附近应设置平行于檐口、高度不低于 300mm 的防护构件或防护网，且应做好防腐、防锈措施。

4 太阳能热水系统集热器的安装倾角宜为当地纬度 $\pm 10^\circ$ ；太阳能供热采暖系统集热器的安装倾角宜为当地纬度 $+10^\circ$ ；太阳

能光伏发电系统光伏组件的安装倾角宜按全年发电量最高的原则选择。

5 设置太阳能集热器、光伏组件一侧的坡屋面不宜设置天窗和烟囱、排气管等凸出物。

6 集热器、光伏组件的基座与结构层相连时，防水层应连续完整包覆结构层与基座，并应包到支座和金属埋件上部，并应在地脚螺栓周围作密封处理。

7 集热器、光伏组件的基座及其安装方式不应影响屋面的雨水排放。

8 安装太阳能系统的平屋面宜设计为上人屋面；按不上人屋面设计时，集热器、光伏组件周围屋面、检修通道上部应铺设刚性屋面保护层。平屋面宜设计出屋面楼梯间，无出屋面楼梯间时应预留不小于 700mm×1200mm 的上人孔。

9 既有建筑平屋面加装或改造太阳能集热器、光伏组件时可采取配重基座的方式安装。配重基座及安装位置应满足结构安全的要求；并不应影响屋面的疏散功能，不应破坏屋面既有保护层、防水层、保温层等。

10 建材型光伏组件构成建筑坡屋面板时，应选择模块化、标准化、配套化、可互换的单元式光伏组件。系统运行和昼夜温度变化时，光伏组件应有防止因热胀冷缩而发生振动、声响的构造措施。

7.3.5 外墙、阳台安装太阳能集热器、光伏组件应符合下列要求：

1 应选择日照条件好的外墙、阳台安装太阳能集热器、光伏组件。

2 集热器、光伏组件的安装位置、外观尺寸、形状色泽应与建筑外立面协调。

3 构件型太阳能集热器、光伏组件的强度、刚度、外观、使用安全应满足所在部位的功能需求。

4 外墙、阳台、女儿墙等人可以靠近的部位安装集热器、光伏组件时应采取防高温烫伤及防触电等保护人身安全的隔离措施。

5 管线、桥架不宜直接外露，宜隐蔽设置。隐蔽困难时应有序排列，与建筑造型结合，整体进行外观设计。

6 设置太阳能集热器、光伏组件的外墙、阳台除应承受集热器荷载外，还应对安装部位可能造成的墙体变形、裂缝等隐患采取必要的防护措施。

7 设置在外墙、阳台上的太阳能集热器、光伏组件不应破坏外墙面层、保温层等；支架应与主体结构可靠连接，连接件与基层墙体之间应采取阻断热桥的处理措施，采用锚栓时应采用阻断热桥锚栓固定。

8 管线穿过墙面时应预埋防水套管，并应做好防水密封处理。穿墙管线不应设在结构梁、柱处。

9 遮阳板应符合室内采光和日照的要求，并应符合遮阳系数的要求。

7.3.6 集热器幕墙、光伏幕墙设计应符合以下要求：

1 集热器幕墙、光伏幕墙宜南向倾斜布置，条件不具备时也可在南向垂直布置或在东立面、西立面布置。

2 集热器、光伏组件类型、规格和安装位置应根据建筑设计和用户需求确定。单元组件规格应符合幕墙模数，集热器、光伏组件表面颜色、质感应与幕墙协调统一。

3 幕墙的性能应满足所安装幕墙整体物理性能的要求，并应满足建筑节能的要求。

4 透光区域的光伏组件采光性能应符合室内采光设计要求，并应符合《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015、《建筑采光设计标准》GB 50033 的相关规定，并兼顾室内视觉的舒适性。

5 光伏组件不宜设置为开启窗扇。

6 幕墙的支承结构设计和材料选择应符合《建筑幕墙》GB/T 21086、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定。

7 光伏幕墙的组件应优先选择光反射较低的材料，避免引起二次反射光污染。

8 光伏幕墙的支承结构宜设置一体化布线型腔。布线型腔的截面积和孔径应根据电缆根数及电缆外径确定，并应满足布线要求。开口型空腔应使用扣盖密封。

9 光伏玻璃的安全性能应符合《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的规定。

10 光伏玻璃幕墙的背面应通风良好。

7.3.7 光伏采光屋顶设计应符合下列要求：

1 采光屋顶的组成部分应满足其所在部位的建筑采光、防水、排水、节能、防火等要求。

2 根据建筑功能要求、造型需求、结构形式可选择单个平面或若干个平面组合成光伏方阵。

3 应优先选择符合建筑模数的光伏组件。

4 采光顶宜带有一定的倾角，便于排水、除雪、除尘。

5 采光屋顶的安全设计应符合《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113、《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231、《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的相关规定。

6 采光屋顶的采光性能应符合《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015、《建筑采光设计标准》GB 50033 的相关规定。

7 采光屋顶的节能设计应符合《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015、《青海省居住建筑节能设计标准——75%节能》B63/T 1626 的相关规定。

7.3.8 光伏窗设计应符合下列要求：

1 透光区域的光伏组件采光性能应符合室内采光设计要求，

并应符合《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015、《建筑采光设计标准》GB 50033 的相关规定。

2 光伏组件与外窗组合时，应满足外窗采光、通风、观景等使用功能要求，并兼顾室内视觉的舒适性；用于建筑透光区域的光伏组件，其接线盒不应影响室内采光。

3 光伏组件不宜设置为开启窗扇。

4 光伏玻璃应满足《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的相关规定。

7.3.9 太阳能光热系统的设备间应满足水箱、水泵、换热器等设备的安装、检修、更换的要求，宜靠近集热器集中设置。太阳能光伏系统设备间应满足变配电设备、控制设备、蓄电池等设备的安装、检修、更换的要求。变配电设备、控制设备可结合建筑电气功能用房合并设置，蓄电池室应独立设置。设备间设计应符合下列要求：

1 设备间消防设计应满足《建筑设计防火规范》GB 50016 的相关要求。

2 设备间不得与允许儿童活动的房间连通。

3 设备间的门宽及通道应能满足设备检修和搬运的需要；对有大型设备搬运要求的设备间应预留吊装孔，并应采用围护墙体后期砌筑的技术措施。

4 设备间应采取隔声、吸声、消声、隔振等降噪措施，并应满足《建筑环境通用规范》GB 55016 的相关要求。

5 设备间应有完善的通风设施、排水设施和设备操作照明设施。

6 太阳能光热系统设备间不得与需要干燥的房间连通。

7 太阳能光热系统设备间应采用防水地面；围护墙体的四周应设置高度不小于 300mm 的混凝土翻边，且应设置可靠的防水措施。

8 太阳能光热系统设备间内应设置给水点和排水地漏。

9 蓄电池室应布置在无高温、无潮湿、无振动、少灰尘、避免阳光直射、通风的场所。

7.4 结构设计

7.4.1 结构设计应符合下列规定：

1 对太阳能系统支承结构及结构构件、太阳能系统构件的支架结构及其构件、相关预埋件及连接件进行相应结构设计。

2 在新建建筑上安装太阳能系统应考虑其传递的荷载作用。

3 在既有建筑上安装太阳能系统时，应对原有建筑的结构进行可靠性鉴定，并出具鉴定报告，同时根据增设的荷载进行结构承载力验算，确认需要加固时应符合《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB 55021、《混凝土结构加固设计规范》GB 50367、《钢结构加固设计标准》GB 51367 等的要求。

4 太阳能系统支承结构及结构构件，应能承受太阳能系统传递的荷载和作用，具有相应的承载力和刚度，以满足安全性、适用性、耐久性要求。

5 太阳能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影响，以满足安全性、适用性、耐久性要求。

6 太阳能系统的结构设计应为相关系统安装埋设预埋件或连接件。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。

7 构件型、建材型太阳能系统的支承结构，其结构设计工作年限不应小于其替代的建筑构件的设计工作年限；安装太阳能系统的预埋件设计工作年限应与主体结构相同。

8 选用建材型太阳能系统构件，应向产品生产厂家确认相关结构性能指标，满足建筑物使用期间对产品的结构性能要求。

7.4.2 荷载与作用应符合下列规定：

1 支承太阳能系统的主体结构及结构构件与太阳能系统构件的支架结构及其构件应按重力荷载、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《建筑结构荷载规范》GB 50009、《建筑抗震设计规范》GB 50011、《工程结构通用规范》GB 55001、《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002 的规定。

2 验算支承太阳能系统的主体结构及结构构件与太阳能系统构件的支架结构及其构件时，所选取风荷载的体形系数 μ_s 应按《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。太阳能系统的集热器、光伏组件或方阵宜安装在风压较小的位置。

3 设置太阳能系统的屋面活荷载应根据系统组件、支架、基座等自重按等效均布活荷载取值，且不小于 $2.0\text{kN}/\text{m}^2$ 。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。当贮水箱集中布置时，应根据实际情况确定所在部位的活荷载。

4 支架、支承金属件及其连接节点，应具有承受系统自重、雪荷载、风荷载，检修动荷载和地震作用的效应。

7.4.3 设计与计算应符合下列规定：

1 太阳能系统的结构安全校核应包括但不限于以下方面：

- 1)** 集热器、光伏组件强度及刚度校核；
- 2)** 支承构件（龙骨）的强度及刚度校核；
- 3)** 集热器、光伏组件与支承构件的连接计算；
- 4)** 支承构件与主体结构的连接计算。

2 蓄电池、并网逆变器等较重的设备和部件宜安装在承载能力大的结构构件上，并进行结构构件的强度与变形验算。

3 支架应进行抗风设计，并与建筑物结构构件可靠连接。抗风设计应按《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定执行。

4 光伏采光顶结构构件的结构计算应符合《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定。

5 幕墙构件的结构计算应符合《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。

6 安装集热器、光伏组件的钢筋混凝土阳台栏板或钢架栏板应进行结构的承载力及变形验算。

7.4.4 结构构造设计要点应符合下列规定：

1 既有建筑屋面上的支架基座采用配重基座时，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。

2 新建建筑屋面上的太阳能系统基座采用现浇钢筋混凝土基座时，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，并满足相应的锚固要求。

3 外挂在外墙或阳台栏板的太阳能设备应连接在建筑结构的承重构件上，轻质填充墙不应作为太阳能集热器、贮水箱等的支承结构。应具有抗风、抗地震能力，避免因连接失效而坠落，造成安全事故。

4 设备基座应根据设备荷载的大小及性质设置在屋面结构的梁、板、屋架或檩条上并与之有可靠的连接，基座顶面应高出屋面结构 200mm~300mm，设备基座上表面应设置预埋件或后锚固螺栓，与设备支架连接。

5 当太阳能系统与建筑主体结构通过预埋件连接时，预埋件必须在混凝土浇筑时埋入，施工时混凝土必须振捣密实。预埋件应位置准确，做好防锈防腐蚀处理。

6 当与主体结构采用后锚固连接时，应符合《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的规定。

7 支架及其他安装材料，应根据太阳能系统的使用寿命选择相应的耐候材料，并采取抵御使用环境的大气腐蚀及火灾的防护措施。

7.5 给水排水设计

7.5.1 太阳能热水系统的管线布置应组织有序，做到安全、隐蔽、易于检修。新建工程竖向管线宜布置在竖向管道井中，在既有建筑上增设太阳能热水系统或改造太阳能热水系统时，管线布置应做到走向合理，不影响建筑使用功能及外观。

7.5.2 太阳能集热器面积应根据热水用量、建筑允许的安装面积与条件、当地的气象条件、供水温度等因素综合确定。

7.5.3 安装在建筑屋面、阳台、墙面和其他部位的太阳能集热器及连接管线的布置不得影响建筑外观和使用功能。

7.6 供热与通风设计

7.6.1 太阳能供热与通风系统的设备、管道及附件的设置及性能应满足国家现行标准和设计要求。

7.6.2 太阳能供热系统热媒的选择，应充分考虑太阳能集热系统的性能，宜按《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 中相关规定下的下限温度选用。

7.6.3 太阳能集热器面积应根据采暖热负荷、蓄热系统形式、末端采暖系统形式、建筑允许的安装面积、当地的气象条件等因素综合确定。当太阳辐射热不能满足要求时，应设置辅助能源补充热量。

7.6.4 太阳能供热与通风系统的设备、管道等应有组织布置，做到安全、隐蔽、易于检修。新建工程竖向管线宜布置在公共空间，且应考虑管道维护的便利；在既有建筑上增设太阳能供暖系统或

改造已安装的太阳能供暖系统时，其管线布置应做到走向合理，不影响建筑使用功能及外观。

7.6.5 设置水泵、风机等振动设备的机房，不宜靠近声环境要求较高的房间，当必须靠近时，应采取隔声、吸声和隔振措施；安装在室外的设备、设施，当其噪声达不到环境噪声标准要求时，应采取降噪措施；屋面设置机械循环系统时，应选用振动小、噪声小的设备，并设置减振降噪措施。

7.6.6 管道穿过机房围护结构时，管道与围护结构之间的缝隙应使用具备防火隔声能力的弹性材料填充密实。

7.7 电气设计

7.7.1 光伏系统宜根据系统规模设置变配电间、控制机房，设计应满足《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《20kV 及以下变电所设计规范》GB 50053 的相关规定。

7.7.2 光伏系统变配电间、控制机房的形式宜根据光伏方阵规模、布置形式、建筑布局、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、控制机房宜与建筑中既有或新建的变配电间合并设计。中型或大型光伏系统宜设置独立的光伏系统控制机房。

2 配电装置和控制柜的布置，应便于设备的操作、搬运和检修。

3 小型逆变器布置宜靠近光伏方阵，大型逆变器宜集中布置。

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。

7.7.3 储能蓄电池室应安装防爆型照明灯具，室内不得装设普通型开关和电源插座，并应满足《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044 的相关规定。

7.7.4 新建建筑应预留光伏系统的电缆通道，并宜与建筑物本身的电缆通道合并设计。

7.7.5 既有建筑设计光伏系统时，光伏系统的电缆通道应满足建筑结构安全、电气安全，桥架、线槽等电缆通道宜独立设置。

7.7.6 太阳能热水系统和太阳能供热采暖系统的电气设计应符合《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364 和《太阳能供热采暖工程技术标准》GB 50495 的规定，并应符合下列规定：

1 电气设计应满足其系统用电可靠性和运行安全要求。

2 使用的电气设备应装设过载保护、短路保护和接地故障保护装置。

3 电气设备应由专用回路供电，内置加热系统回路应设置剩余电流动作保护器，其额定动作电流值不应大于 30mA，动作时间不大于 0.1s。

4 电气控制线路应与建筑物的电气管线同步设计。

5 安装在建筑物上的太阳能集热器、支架和连接管路应符合《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定。系统中电气设备和与电气设备相连接的金属部件应做等电位联结处理。

7.7.7 控制系统设计应符合下列要求：

1 控制系统设计应遵循安全可靠、经济实用、地区与季节差别的原则，根据不同的太阳能系统特点确定相应的功能，实现在最小的常规能源消耗条件下获得最大限度太阳能的总体目标。

2 控制系统功能应包含运行控制功能与安全保护功能。运行控制功能应包含手动控制与自动控制功能。

3 控制系统的技术指标应满足国家现行相关标准的要求。

4 控制系统设计中的传感器、核心控制单元、显示器件、执行机构应符合国家现行相关产品标准的要求。

5 控制系统的电气设计应满足系统用电负荷要求，器件选择应保证用电安全。

6 远程控制时应有就地控制和解除远程控制的措施。

7 控制系统设计应考虑使用环境的温度与湿度等要求。

8 控制系统应能够采集系统运行的各种参数、各机电电气设备状态以及各接口设备状态，保存到数据库，并具有在线查询、统计、编辑、打印等功能，预留能与管理信息系统联网操作的通信接口。

9 控制系统应能对工艺运行参数、设备运行数据、能耗数据进行记录和综合分析，提供节能运行建议。

8 安装与调试

8.1 一般规定

8.1.1 太阳能热水系统、太阳供热采暖系统、光伏系统安装前应具备下列条件：

- 1** 设计文件齐备，且已审查通过或论证合格。
- 2** 应单独编制施工组织设计，应包括与主体结构施工、设备安装、装饰装修等交叉作业协调配合方案及安全措施等内容，施工组织设计及施工方案已经批准。
- 3** 施工场地符合施工组织设计要求。
- 4** 现场水、电、场地、道路等施工准备条件能满足正常施工需要。
- 5** 预留基座、孔洞、预埋件和设施符合设计要求，并已验收合格。
- 6** 既有建筑改造项目中应有经结构复核或检测机构同意安装该系统的鉴定文件。
- 7** 光伏并网接入系统已获有关部门批准并备案。

8.1.2 进场安装的产品、配件、材料及性能、色彩等应符合设计要求，且有产品合格证；集热器应有性能检测报告；太阳能供热采暖系统连接管线、部件、阀门等配件选用的材料应耐受系统的最高工作温度和工作压力；产品和物件的存放、搬运、吊装不应碰撞和损坏，半成品应妥善保护。

8.1.3 应对已完成工程的部位采取保护措施，不得破坏建筑物的结构、屋面、地面防水层和附属设施，不得影响建筑物在设计工作

年限内承受各种荷载的能力。

8.2 太阳能系统与建筑一体化安装

8.2.1 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工，应设置专用踏脚板。

8.2.2 太阳能系统基座安装应符合下列规定：

1 支架混凝土基座的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。

2 新建建筑屋面上的支架基座，应按设计要求与土建工程同步施工。

3 在既有建筑屋面的结构层上现浇混凝土基座，应按照设计要求施工，完工后应做防水处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的有关规定。

4 采用配重基座时，应在屋面摆放平整、布局合理，并与结构承重构件连接牢固，不应破坏屋面防水层。

5 钢基座、混凝土基座顶面的预埋件，宜为不锈钢材料，否则在支架安装前应涂防腐涂料，并妥善保护。

6 设备安装就位后，在基础顶面和基座底面之间的空隙塞填钢片，以调整标高，后用 C20 细石混凝土填实。

7 基座与主体结构采用后锚固连接时，应符合以下规定：

1) 锚栓产品应有出厂合格证；

2) 碳素钢锚栓应经过防腐处理；

3) 应进行锚栓承载力现场试验，必要时应进行极限拉拔试验；

4) 每个连接节点不宜少于 3 个锚栓；

5) 锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm；

6) 不宜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选用材料极限承载力的 40%。

8 在既有建筑物屋面上安装太阳能设备，不采取配重基座的

做法，应先仔细清除相应部位原屋面防水层、保温层、找平层等，剔凿出原结构梁板钢筋，将生根钢筋与之焊牢，再做设备基础。严禁用射钉枪或膨胀螺栓直接连接，要保证设备基础置于结构的承重构件上，且生根牢固。支承设备的结构构件应进行强度及变形验算，不满足时，应按照要求进行结构加固，加固后方可安装设备。基础施工后，要恢复屋面各层做法，采取必要的措施确保不产生热桥、不漏水，不留隐患。必要时可做局部闭水检验。

8.2.3 太阳能系统支架安装应符合下列规定：

1 支架及其材料应符合设计要求。钢结构支架的焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的要求。

2 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。

3 支架应按设计要求安装在基座上，位置准确，角度一致，且与基座固定牢靠。

4 支架的各连接件均应做防锈防腐处理，宜采用不锈钢材料。

5 钢结构支架焊接完毕，应按设计要求做防腐处理。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50212 和《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224 的要求。

6 钢结构支架应与建筑物防雷接地系统可靠连接。

8.2.4 太阳能系统组件安装应符合下列规定：

1 集热器幕墙、光伏幕墙应符合《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定。重力荷载取值不小于同厚度、同规格的双玻幕墙荷载。

2 集热器、光伏组件应按设计要求可靠地固定在支承件上，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《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《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《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237 的相关规定；
- 4) 护栏的支承系统应符合《建筑用玻璃与金属护栏》JGJ/T 342 的相关规定。

3 光伏幕墙龙骨作为线槽时，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。

4 光伏组件、集热器应排列整齐、表面平整、缝隙均匀，安装允许偏差应符合《建筑幕墙》GB/T 21086 的有关规定；周围不安装光伏组件、集热器的结构面上应采用符合设计要求的建筑材料补充，并宜统一模数。

5 光伏组件与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙并保持畅通。

6 坡屋面上安装光伏组件时，屋面的防水应符合《屋面工程技术规范》GB 50345 的有关规定。

7 墙面光伏组件、集热器的安装应符合《建筑装饰装修工程质量验收规范》GB 50210,《玻璃幕墙建筑工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。墙面光伏组件、集热器应排列整齐，应与普通墙面建筑材料同时施工，共同接受相应的质量检测。

8 在特殊气候条件下安装构件时，应与产品生产商制定合理的安装施工方案。

8.3 太阳能热水系统安装与调试

8.3.1 太阳能热水系统安装应符合下列规定：

1 太阳能集热器安装应符合以下要求：

- 1) 集热器的朝向、倾角及其前后左右距离，应符合设计要求，安装倾角允许偏差为 $\pm 3^\circ$ ，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；
- 2) 集热器之间应按照设计方式连接，应密封可靠，无泄漏，无扭曲变形。集热器之间的连接件，应便于拆卸和更换；
- 3) 集热器之间连接管的保温应在检漏试验合格后进行。保温材料及厚度应符合设计要求，并应符合《工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范》GB 50185 的规定；
- 4) 管道穿过屋面、墙面、阳台或其他建筑部位时应预埋防水套管，防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

2 贮热水箱安装应符合以下要求：

- 1) 贮热水箱应与基座牢靠固定。自然循环的贮热水箱的底部与集热器上循环管之间的距离不应小于 0.3m；
- 2) 贮热水箱上的压力表、温度计、温度传感器等，应按设计要求安装在便于观察的地方；排气阀应安装在闭式水箱最高处；放空阀应安装在水箱最低处且容易操作的地方；
- 3) 贮热水箱保温应在检漏试验合格后进行。水箱保温应符合《工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范》GB 50185 的规定。

3 辅助热源及其加热设备安装应符合以下条件：

- 1) 辅助热源及辅助加热设备的型号、规格及其参数、安装位置应符合设计要求；
- 2) 电加热管的安装应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定；
- 3) 供热锅炉及其他辅助热源设备的安装应符合《建筑给排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定。

4 水泵安装应符合以下要求：

- 1) 水泵基础混凝土强度、位置、标高、尺寸和螺栓孔位置应符合设计要求；
- 2) 水泵宜安装在室内。安装在室外的水泵，应有遮阳、防

雨和防冻措施；安装在室内的水泵，地面应有排水措施；

3) 水泵及管路应按设计要求设置减震设施。水泵进出口宜设置减振喉，水泵与基座之间应设置减振垫等隔震措施。

5 附件安装应符合以下要求：

1) 压力表的安装应符合设计要求，取压点应选择在流速稳定的直线管段上，或在容器介质流动平稳的区域。仪表应垂直安装在易于观察且无显著震动的位置；

2) 温度传感器的接线应牢固可靠，接触良好。接线盒与套管之间的传感器屏蔽线应做二次防护处理，两端应做防水处理；

3) 温度计的安装与检验应符合以下要求：

① 根据安装部位的具体情况确定所选温度计尾长，以能准确测出所需温度值为准；

② 在直线管段上安装温度计时，其感温部分一般应位于管道中心线上。若安装温度计的管道直径大于 DN150 时，温度计插入管道深度不宜大于 1/3 管径；

③ 应根据设计要求选用温度调节装置，可用直接式自动调温装置或电动式自动调温装置，温度控制精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ 。

6 热水表安装应符合下列要求：

1) 住宅的分户热水表宜与冷水表统一安装；

2) 水表口径宜与热水给水管道接口管径一致；

3) 水表应安装在观察方便、不被任何液体及杂物淹没和不易受损坏的地方。

7 管道安装应符合以下要求：

1) 管道安装应符合《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定；

2) 各种管道的定位敷设均应符合设计要求，并不得破坏屋面、墙面的保温层、防水层；

3) 循环管道安装应按设计要求并留有不小于 0.3% 的坡度，坡向应便于排除管内气体；在管路最高点应设自动排气阀，最低处应设排空阀；

4) 冷热水管道同时安装应符合下列要求：

- ①** 上、下平行安装时热水管应在冷水管上方；
- ②** 垂直平行安装时热水管应在冷水管左侧。

5) 室外热水管网安装及检验应符合下列要求：

- ①** 管道敷设应符合《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的规定；
- ②** 法兰、卡套、卡箍等应安装在检查井或地沟内，不应埋在土层中；
- ③** 管道连接应符合工艺要求，水泵、电磁阀、阀门的安装方向应正确，不得反装，并应便于更换；
- ④** 补偿器应按设计要求或产品说明书进行预拉伸。

6) 保温应符合下列要求：

- ①** 管路保温应在系统检漏及试压合格后进行，保温材质及厚度应符合设计要求；
- ②** 施工中应严格按《工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范》GB 50185 的相关规定执行。

8 水压试验与冲洗应符合以下要求：

1) 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；

2) 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。太阳能热水系统管道的水压试验压力应为工作压力的 1.5 倍，工作压力应按设计要求。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，应按《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 执行；

3) 当环境温度低于 5℃ 进行水压试验时，应采取可靠的防

冻措施；

- 4) 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。

8.3.2 太阳能热水系统调试应符合下列规定：

1 系统安装完毕投入使用前，必须进行系统调试，各项功能应符合设计要求。

2 系统调试包括设备单机或部件调试和系统联动调试。

3 设备单机或部件调试应包括水泵、阀门、电磁阀、电气及自动控制设备、监控显示设备、辅助热源及其加热设施等调试。调试应包括下列内容：

- 1) 检查水泵安装。在设计负荷下连续运转 2h，水泵应工作正常，无渗漏，无异常振动和声响，电机电流和功率不超过额定值，温度在正常范围内；
- 2) 检查电磁阀安装。电磁阀安装位置、方向正确，手动通断电试验时，电磁阀应开启正常，动作灵活，密封严密；
- 3) 温度、温差、水位、光照控制、时钟控制等仪表应显示正常，动作准确；
- 4) 电气控制系统应达到设计要求的功能，控制动作准确可靠；
- 5) 超压保护装置、漏电保护装置、过热保护装置等应工作正常，剩余电流保护装置动作应准确可靠；
- 6) 各种阀门应开启灵活，密封严密；
- 7) 辅助热源及其加热设施应达到设计要求，工作正常。

4 设备单机或部件调试完成后，应进行系统联动调试。系统联动调试应按照设计要求，对集热系统、辅助加热系统及热水供应系统的实际运行工况进行全系统调试，应包括下列内容：

- 1) 调整水泵控制阀门，调整系统各个分支回路的调节阀门，使各回路流量平衡；
- 2) 调整电磁阀控制阀门，阀前阀后的压力应处在设计要求

的范围内；

- 3) 温度、温差、水位、光照、时间等控制器的控制区间或控制点应符合设计要求；
- 4) 调整各个分支回路的调节阀门，各回路流量应平衡；
- 5) 调试辅助热源加热系统，应与太阳能加热系统相匹配；
- 6) 在设计负荷下，调试集热循环水泵、辅助加热系统中的水泵、热水供应系统中的供水泵及循环水泵的流量及扬程，应符合设计要求；
- 7) 调试热水供应系统，应符合设计工况，满足对水温、水量和水压的要求。

5 系统联动调试完成后，应连续运行三天，其间各设备及主要部件的联动必须协调无异常现象。直接加热式系统调试后，应对供水设备、管道进行冲洗和消毒。

8.4 太阳能供热采暖系统安装与调试

8.4.1 太阳能集热系统安装应符合下列要求：

- 1 太阳能集热器的安装方位和安装倾角应符合设计要求。
- 2 太阳能集热器的连接方式及真空管与联箱的密封方式应符合产品设计要求。
- 3 太阳能集热器的支架强度、抗风能力、防腐处理和热补偿措施等应符合设计要求。
- 4 太阳能集热系统管线穿过屋面、露台时，应预埋防水套管。
- 5 太阳能集热系统的管道安装应符合《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 和《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 的相关规定。
- 6 液体工质太阳能集热系统安装完毕后，设备和管路保温前应进行水压试验，试验压力应符合设计要求。设计未注明时应符合《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 系统的电缆线路施工和电气设施的安装应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准》GB 50168 和《建筑工程施工质量验收规范》GB 50303 的相关规定。

8 系统中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处理。电气接地装置的施工应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的规定。

9 系统中传感器的接线应牢固可靠，接触应良好。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并进行标识，温度传感器四周应保温。

8.4.2 太阳能蓄热系统安装应符合下列要求：

1 制作贮热水箱的材质、规格应符合设计要求；钢板焊接的贮热水箱，水箱内、外壁应按设计要求作防腐处理，内壁防腐涂料应卫生、无毒、能长期耐受所贮存热水的最高温度。

2 贮热水箱制作应符合国家现行相关标准的规定。贮热水箱保温应在水箱检漏试验合格后进行，保温制作应符合《工业设备及管道绝热工程质量验收规范》GB 50185 的规定。贮热水箱内箱应做接地处理，接地应符合《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 贮热水箱和支架间应有隔热垫，宜采用柔性连接。

4 蓄热水池安装应符合下列要求：

1) 应满足系统承压要求，并应能承受土壤等荷载；

2) 应严密、无渗漏；

3) 蓄热水池及内部部件应作防腐蚀处理，内壁防腐涂料应卫生、无毒、能长期耐受所贮存热水的最高温度；

4) 选用的保温材料和保温构造应能长期耐受所贮存热水的最高温度。

5 太阳能蓄热系统的管道施工安装应符合《建筑给水排水及

采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 和《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 的规定。

8.4.3 控制系统安装应符合下列要求：

1 电缆线路施工和电气设施的安装应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168 和《建筑工程施工质量验收规范》GB 50303 的相关规定。

2 电气设备和与其相连接的金属部件应做接地处理。电气接地装置的施工应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的规定。

8.4.4 末端供暖系统安装应符合下列要求：

1 末端供暖系统的施工安装应符合《建筑工程给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242、《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 的相关规定。

2 低温热水地板辐射供暖系统的施工安装应符合《辐射供暖供冷技术规程》JGJ 142 的相关规定。

8.4.5 太阳能供热采暖系统调试应符合下列要求：

1 太阳能供热采暖工程的系统调试应包括设备单机、部件调试和系统联合调试。系统联合调试完成后应进行连续 3 天的试运行。

2 太阳能供热采暖工程系统联合调试应在设备单机、部件调试和试运转合格后进行。

3 设备单机、部件调试应符合下列规定：

- 1) 水泵安装方向应正确；
- 2) 电磁阀安装方向应正确；
- 3) 温度、温差、水位、流量等仪表显示应正常；
- 4) 电气控制系统应符合设计要求，动作应准确；
- 5) 剩余电流保护装置动作应准确可靠；
- 6) 防冻、过热保护装置应工作正常；
- 7) 各种阀门开启应灵活，密封应严密；

8) 辅助能源加热设备工作应正常,加热能力应符合设计要求。

4 系统联合调试应符合下列规定 :

- 1) 应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;
- 2) 应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;
- 3) 应调整电磁阀,使阀前阀后压力处于设计要求的压力范围内。

5 系统联合调试宜在设计工况下进行,调试后的运行参数应符合下列规定 :

- 1) 供热采暖系统的流量和供回水温度、热风采暖系统的风量和热风温度的调试结果与设计值的偏差不应大于《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 的相关规定;
- 2) 太阳能集热系统的流量或风量与设计值的偏差不应大于 10%;
- 3) 太阳能集热系统进出口工质的温差应符合设计要求。

8.5 太阳能光伏发电系统安装与调试

8.5.1 太阳能光伏发电系统安装应符合下列要求 :

1 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。

2 光伏组件安装除应符合《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定外,尚应符合下列规定 :

- 1) 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;
- 2) 不得在雨雪天气中进行光伏组件的连线作业;
- 3) 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

3 汇流箱的安装应符合下列规定：

- 1) 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试；
- 2) 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；
- 3) 汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入；
- 4) 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；
- 5) 汇流箱与光伏组件串进行电缆连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏组件接插件。

4 逆变器的安装除应符合《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 的有关规定外，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。

5 二次设备、盘柜的安装及接线除应符合《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 的有关规定外，尚应符合设计要求。

6 电力电缆线路的施工应符合《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。

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) 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时,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符合设计要求;
 - 5) 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, 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。
- 8 低压电器的安装应符合《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。
- 9 建筑光伏发电系统的防雷、接地施工除应符合设计要求和《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定外, 尚应符合下列规定:
- 1) 建筑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, 固定结构的接地做法应符合设计要求;
 - 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。
- 10 蓄电池的安装应符合《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。
- 11 母线装置的安装应符合《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。
- 12 电力变压器的安装应符合《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。

13 高压电器设备的安装应符合《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147 的有关规定。

14 通信电缆布线应符合下列规定：

- 1)** 通信电缆应采用屏蔽线，不应与电力电缆共同敷设，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。

8.5.2 太阳能光伏发电系统调试应符合下列规定：

1 建筑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系统的联合调试。

2 设备和系统调试前，应完成安装工作并验收合格；受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕。

3 调试前应按设计图纸确认设备接线正确无误，牢固无松动；确认电气设备的参数符合设计值；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；光伏组件串调试可按《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T 32034 的方法进行，并应符合下列规定：

- 1)** 同一光伏组件串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致；
- 2)** 测试宜在辐照度不低于 $600W/m^2$ 的条件下进行；
- 3)** 接入汇流箱内的光伏组件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，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超过 5%。

4 汇流箱的调试可按《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的有关规定进行，并应符合下列规定：

- 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)** 汇流箱及内部电涌保护器接地应牢固、可靠；
- 3)** 汇流箱的投、退顺序应符合：汇流箱的总开关具备灭弧功能时，先投入光伏组件串开关或熔断器，后投入汇流箱开关；先退出汇流箱开关，后退出光伏组件串开关或熔断器。汇流箱总输出采用熔断器，分支回路光伏组件串的开关具备灭弧功能时，先投入汇流箱输出熔断器，后投入光伏组件串开关；先退出箱内所有光伏组件串开关，后退出汇流箱输出熔断器。汇流箱总输出和分支回路的光伏组件串均采用熔断器时，投、退熔断器前，均应将逆变器解列。

5 逆变器调试应符合《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定。配电柜的调试应符合《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 的有关规定。

6 电化学储能系统的调试除应符合《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规范》GB/T 34120、《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133 的有关规定外，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 建筑光伏发电系统无功补偿装置的设备调试应符合《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 中的有关规定。

8 其他电气设备调试应符合《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。

9 建筑光伏发电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断路器，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断路器，并合上相应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。

10 建筑光伏发电系统并网投运应符合国家现行标准的有关规定。

11 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断路器。

9 工程质量验收

9.1 一般规定

9.1.1 太阳能系统工程的验收应分为子分项工程验收和竣工验收。子分项工程验收应由监理工程师组织施工单位项目专业质量负责人等进行。竣工验收应由建设单位项目负责人组织施工、设计、监理等项目负责人进行。

9.1.2 太阳能系统使用的材料、构件和设备等，必须符合设计要求及国家现行有关标准的规定，严禁使用国家明令禁止与淘汰的材料和设备。

9.1.3 公共机构建筑和政府出资的建筑工程应选用通过建筑节能产品认证或具有节能标识的产品；其他建筑工程宜选用通过建筑节能产品认证或具有节能标识的产品。

9.1.4 材料、构件、设备进场验收应符合下列规定：

1 应对材料、构件和设备的品种、规格、包装、外观等进行检查验收，并应形成相应的验收记录。

2 应对材料、构件和设备的质量证明文件进行核查，核查记录应纳入工程技术档案。进入施工现场的材料、构件和设备均应具有出厂合格证、中文说明书及相关性能检测报告。

3 太阳能系统主要的材料、构件和设备，应在施工现场随机抽样复验，抽样比例按相关规范执行，复验应为见证取样检验。当复验的结果不合格时，该材料、构件和设备不得使用。

4 太阳能系统的定型产品、预制构件，以及采用成套技术现场施工安装的工程，相关单位应提供型式检验报告。当无明确规

定时，型式检验报告的有效期不应超过 2 年。

9.1.5 根据《建筑工程施工质量验收标准》GB 50411 规定，太阳能系统作为单位工程的建筑工程节能工程分部、可再生能源节能工程子分部进行工程质量分项验收，分项分部划分宜符合表 9.1.5 规定。

表 9.1.5 太阳能系统验收分项分部表

单位工程	分部工程	子分部工程	子分项工程	主要验收内容
建筑工程 可再生能源节 能工程			太阳能热水系统节能工程	基座及支架；太阳能集热器；储热设备；控制系统；管路系统；调试等
			太阳供热采暖系统节能工程	基座及支架；太阳能集热器；储热设备；控制系统；管路系统；调试等
			太阳能光伏节能工程	基座及支架；光伏组件；逆变器；配电系统；储能蓄电池；充放电控制器；调试等

9.1.6 太阳能系统工程施工中及时进行质量检查，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，施工完成后进行分项工程的验收。

9.1.7 太阳能系统工程质量验收除应符合本标准外，还应符合《建筑工程施工质量验收标准》GB 50411、《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50303 的规定和其他国家现行有关标准的规定。

9.2 太阳能热水系统子分部工程验收

9.2.1 太阳能热水系统子分部工程验收应符合下列规定

1 太阳能热水系统子分项工程验收宜根据工程施工特点分期进行，对于影响工程安全和系统性能的工序，必须在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工。

2 竣工验收应在工程移交用户前、子分项工程验收合格后进行。

9.2.2 子分项工程验收应符合下列规定

1 太阳能热水工程的子分部、子分项工程可按表 9.2.2 划分。

表 9.2.2 太阳能热水工程的子分部、子分项工程划分

序号	子分部工程	子分项工程
1	太阳能集热系统	预埋件及后置锚栓安装和封堵, 基座、支架安装, 太阳能集热器安装, 其他能源辅助加热、换热设备安装, 水泵等设备及部件安装, 管道及配件安装, 系统水压试验及调试, 防腐, 绝热
2	蓄热系统	贮热水箱基座及设备安装, 管道及配件安装, 辅助设备安装, 防腐, 绝热
3	热水供应系统	水泵基座等设备及部件安装, 管道及配件安装, 辅助设备安装, 系统水压试验及调试, 防腐, 绝热
4	控制系统	传感器及安全附件安装, 计量仪表安装, 电线、电缆施工敷设, 接地装置安装等

2 太阳能热水系统中的隐蔽工程, 在隐蔽前应由施工单位通知监理单位进行验收、并应形成验收文件, 验收合格后方可继续施工。

3 太阳能热水系统中的土建工程验收前, 应在安装施工中完成下列隐蔽项目的现场验收:

- 1) 安装基础螺栓和预埋件;
- 2) 基座、支架、集热器四周与主体结构的连接节点;
- 3) 基座、支架、集热器四周与主体结构之间的封堵及防水;
- 4) 太阳能热水系统与建筑物避雷系统的防雷连接节点或系统自身的接地装置安装。

4 太阳能热水工程的检验、检测应包括下列主要内容:

- 1) 压力管道、系统、设备及阀门的水压试验;
- 2) 系统的冲洗及水质检测;
- 3) 系统的热性能检测。

9.2.3 竣工验收应符合下列规定:

1 竣工验收应在满足下列条件下进行:

- 1) 工程所含各分项工程均已验收合格;
- 2) 质量控制资料完整;

- 3) 安全和功能检验、检测合格；
- 4) 主要功能项目的抽查结果符合国家对应质量验收规范的规定；
- 5) 观感质量验收符合要求。

2 竣工验收应提交下列验收资料：

- 1) 设计变更文件和竣工图；
- 2) 主要材料、设备、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料；
- 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) 系统生活热水水质检验记录；
- 7) 系统调试及试运行记录；
- 8) 系统热工性能检验记录。

3 竣工验收时，系统热工性能检验的测试方法应符合《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 的规定，质检机构应出具检测报告，并应作为工程通过竣工验收的必要条件。

4 竣工验收时，太阳能供热水系统的供热水温度应满足设计要求。当设计无明确规定时，供热水温度不应小于 45℃，且不应大于 60℃。

9.3 太阳能供热系统子分部工程验收

9.3.1 太阳能供热系统子分部工程验收应符合下列规定

- 1 太阳能供热采暖工程应在系统调试合格后竣工验收。
- 2 太阳能供热采暖系统工程的子分项工程验收和竣工验收应符合《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 的规定。
- 3 子分项工程验收宜根据工程施工特点分期进行，对影响工程安全和系统性能的工序，应在本工序验收合格后再进入下一道

工序的施工。

4 竣工验收应在子分项工程验收合格后、工程移交用户前进行竣工验收，并应提交下列验收资料：

- 1)** 设计变更文件和竣工图；
- 2)** 主要材料、设备、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料；
- 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)** 系统热水水质检验记录；
- 7)** 系统调试及试运行记录；
- 8)** 系统热工性能检验报告。

5 太阳能供热采暖工程施工质量的保修期限应为自竣工验收合格日起 2 个采暖期。

9.3.2 工程验收

1 太阳能供热采暖工程的子分部、子分项工程划分可按表 9.3.2 执行。

表 9.3.2 太阳能供热采暖工程的子分部、子分项工程划分

序号	子分部工程	子分项工程
1	太阳能集热系统	预埋件及后置锚栓安装和封堵，基座、支架安装，太阳能集热器安装，其他能源辅助加热设备安装，水泵等设备及部件安装，管道及配件安装，系统水压试验及调试、防腐、绝热
2	蓄热系统	贮热水箱基座及配件安装，蓄热水池施工，地埋管系统施工，相变材料蓄热系统施工，管道及配件安装，辅助设备安装、防腐、绝热
3	室外供热系统	水泵、风机基座等设备及部件安装，管道及配件安装，辅助设备安装，系统水压试验及调试，防腐、绝热
4	室内采暖系统	管道及配件安装，低温热水地板辐射采暖系统安装，水—空气处理设备安装，辅助设备及散热器安装，系统水压试验及调试，防腐、绝热
5	控制系统	传感器及安全附件安装，计量仪表安装，电缆线路施工安装，接地装置安装等

2 太阳能供热采暖系统的隐蔽工程应在隐蔽前经监理人员验收、认可签证。

3 太阳能供热采暖系统应在土建工程验收前完成下列隐蔽项目的现场验收：

- 1)** 基础螺栓和预埋件的安装；
- 2)** 基座、支架、集热器四周与主体结构的连接节点；
- 3)** 基座、支架、集热器四周与主体结构之间的封堵及防水；
- 4)** 太阳能供热采暖系统与建筑物避雷系统的防雷连接节点或系统自身的接地装置安装。

4 太阳能集热器的安装方位角和倾角应满足设计要求，安装误差不应超过 $\pm 3^\circ$ 。

5 太阳能供热采暖系统的热工性能检验应符合下列规定：

- 1)** 检测项目应包括太阳能集热系统得热量、太阳能集热系统效率、太阳能供热采暖系统的总能耗、太阳能供热采暖系统的太阳能保证率；
- 2)** 测试、评价和分级应符合《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定。

6 当太阳能供热采暖系统进行竣工验收时，应提交验收报告。

9.4 太阳能光伏发电系统子分部工程验收

9.4.1 太阳能光伏发电系统子分部工程验收应符合下列规定

- 1** 光伏发电系统工程完工时应进行专项工程验收。
- 2** 光伏发电系统工程验收应根据其施工安装特点进行子分项工程验收和竣工验收。
- 3** 竣工验收应在子分项工程验收合格后、工程移交用户前进行竣工验收。
- 4** 所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

5 光伏发电系统工程验收应符合《光伏与建筑一体化发电系

统验收规范》GB/T 37655 的有关规定。

9.4.2 子分项工程验收

1 建筑光伏发电系统工程质量验收的子分部、子分项工程划分可按表 9.4.2 执行。

表 9.4.2 光伏发电系统工程的子分部、子分项工程划分

序号	子分部工程	子分项工程
1	光伏组件及方阵	基座、支架安装；光伏组(构)件安装包括组件串并联方式、接线盒、连接器、安装倾角、警示标识等；直流电缆敷设及部件安装；组件极性测试、开路电压测试、电流测试、峰值功率测试、方阵绝缘阻抗测试和接地连续性测试
2	汇流箱、逆变器	直流汇流箱、直流配电柜、逆变器及配件安装、绝缘检测、接地测试及调试
3	储能系统	蓄电池组、充电控制装置及配件安装，蓄电池充放电容量和工作电压范围测试，电池系统充放电效率测试
4	交流配电设备	并网箱(柜)设备、交流配电柜、高低压电器及部件、二次回路接线安装及调试，电能质量检测，监控系统数据采集、现场显示和远程传输调试
5	布线	线路敷设，电缆桥架、线槽、导管安装
6	防雷、接地	防雷装置安装，接地装置安装，接地电阻测试

2 建筑光伏发电系统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。

3 各子分项工程完工后应检查合格，并签署验收记录后，才能进行下一道工序的施工。

4 各分项工程的质量验收记录应完整。

9.4.3 工程竣工验收应符合下列规定：

- 1 光伏发电系统工程应在竣工验收合格后，才能正式投入使用。
- 2 竣工资料应完整齐备。
- 3 施工单位按照批准的设计文件所规定的内容建成，并符合竣工验收条件的，建设单位应组织有关单位进行竣工验收。
- 4 应检查已完工程在设计、施工、设备制造安装等过程中与质量相关资料的收集、整理和签证归档情况。
- 5 竣工验收应提交下列资料：
 - 1) 批准的设计文件、设计变更文件、竣工图；
 - 2) 主要设备、材料、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料；
 - 3) 各子分项工程过程验收记录、隐蔽工程验收记录；
 - 4) 系统调试和试运行记录；
 - 5) 操作手册、设备使用维护说明书、质量保证书；
 - 6) 其他工程质量资料。

10 运行维护与效益评估

10.1 一般规定

10.1.1 太阳能系统交付使用前，施工单位和产品生产厂家应主动对建设单位或物业部门进行工作原理交底和操作培训，并提交使用操作手册。

10.1.2 太阳能系统应建立管理制度、编写应急预案，管理制度及应急预案的关键条款应张贴在醒目位置。

10.1.3 太阳能系统的运行与维护人员应具有相应专业技能。

10.1.4 对于集中式太阳能系统，要每天进行系统巡查。

10.1.5 当运行维护人员发现系统运行异常时，应及时处理、上报，并应进行记录。

10.1.6 安装在阳台、墙面等易坠落处的太阳能系统设备应进行防护设施的检查与维护，避免因系统设备损坏对人体造成伤害。

10.1.7 建设单位或物业部门对太阳能系统的防雷设施，应定期检查并进行接地电阻测试。

10.1.8 进入冬季前，应对太阳能光热系统防冻设施进行检查。

10.1.9 太阳能系统计量设备和器具应定期进行校验。

10.1.10 太阳能系统运行与维护记录应及时归档。

10.1.11 太阳能系统的组件不应占用消防通道。

10.1.12 太阳能系统的集热器、光伏方阵宜在阴天或无风、雪、雨的早晚进行维护。雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查集热器、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集热器、光伏方阵进行临时巡检，应采取保障措施后

进行积雪清扫。

10.2 太阳能光热系统运行与维护

10.2.1 集热系统的运行与维护应符合下列规定：

1 太阳能集热器的运行应符合下列规定：

- 1) 应避免太阳能集热器在运行过程中发生长期空晒和闷晒现象；
- 2) 应避免太阳能集热器在运行过程中发生液态传热工质冻结现象。

2 太阳能集热器的维护应符合下列规定：

- 1) 应定期清扫或冲洗集热器表面的灰尘；
- 2) 应定期除去真空管中的水垢；
- 3) 应定期检查真空管集热器不被损坏并应避免硬物冲击；
- 4) 应定期检查真空管集热器不发生泄漏并应避免漏水现象发生；
- 5) 如果发生空晒现象，真空管不应立即上冷水。

10.2.2 储热系统的运行与维护应符合下列规定：

- 1) 应定期检查贮热水箱的密封性，发现破损时应及时修补。
- 2) 应定期检查贮热水箱的保温层，发现破损时应及时修补。
- 3) 应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，并应防止空气进入系统。
- 4) 应定期检查是否有异物进入贮热水箱，防止循环管道被堵塞。
- 5) 应定期清除贮热水箱内的水垢。

10.2.3 管路系统的运行与维护应符合下列规定：

1 管道运行和维护应符合下列规定：

- 1) 管道保温层和表面防潮层不应破损或脱落；
- 2) 管道内应没有空气，防止热水因为气堵而无法输送到各个配水点；

- 3) 系统管道应通畅并应定期冲洗整个系统。
- 2 阀门运行和维护应符合下列规定：
- 1) 阀门应清洁；
 - 2) 螺杆与螺母不应磨损；
 - 3) 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；
 - 4) 自动动作的阀门应经常检查，确保其正常工作；
 - 5) 电动的阀门除阀体的维护保养外，还应特别加强对电控元器件和线路的维护保养；
 - 6) 不应站在阀门上操作或检修。
- 3 水泵的运行和维护应符合下列规定：
- 1) 启动前应做好准备工作。轴承的润滑油应充足、良好。水泵及电机应固定良好。水泵及进水管部分应全部充满水；
 - 2) 应做启动前检查工作。泵轴的旋转方向应正确，泵轴的转动应灵活；
 - 3) 运行中，电机不能有过高的温升。轴承温度不得高于周围环境温度 $35^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ 。轴封处、管接头处均应无漏水现象，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；
 - 4) 每次停机后的重新开机前，应检查水泵转向是否正常，水泵前后阀门的开度是否符合要求，并应做好水泵排气工作；
 - 5) 在用泵与备用泵应定期交替运行，交替周期不宜超过一个月；
 - 6) 发现漏水时，应压紧或更换油封；
 - 7) 应定期检查清理水泵吸入口过滤器。
- 10.2.4 控制系统的运行与维护应符合下列规定：

1 控制系统的安装运行应符合下列规定：

- 1**) 交流电源进线端接线应正确；
- 2**) 应检查水位探头和温度探头，并应做好探头外部的防水；
- 3**) 控制柜安放场所应符合国家现行相关标准的规定；
- 4**) 控制柜周围应通风良好，以便于控制柜中的元器件更好地散热；
- 5**) 控制柜不应与磁性物体接触；
- 6**) 安装现场应为控制柜提供独立的电源隔离开关；
- 7**) 在强干扰场合，控制柜应接地且不应接近干扰源；
- 8**) 现场布线，强弱电应分离；
- 9**) 暂不使用的控制柜，储存时应放置于无尘垢、干燥的地方，环境温度应为 0℃ ~ 40℃。

2 温度传感器的维护应符合下列规定：

- 1**) 热电阻不应受到强烈的外部冲击；
- 2**) 热电阻套管应密封良好；
- 3**) 热电阻引出线与传感器连接线的连接不应松动、腐蚀。

3 控制系统的维护应符合下列规定：

- 1**) 控制系统中的仪表指（显）示应正确，其误差应控制在允许范围内；
- 2**) 控制系统执行元件的运行应正常；
- 3**) 控制系统的供电电源应合适；
- 4**) 控制系统应正确送入设定值。

4 执行器的维护应符合下列规定：

- 1**) 执行器外壳不应破损，且与之相连的连接不应损坏、老化，连接点不应有松动、腐蚀，执行器与阀门、阀芯连接的连杆不应锈蚀、弯曲；
- 2**) 执行器的环境温度应正常。

10.2.5 末端供暖系统的运行与维护应符合下列规定：

1 末端供暖系统的运行应符合下列规定：

- 1) 以水为工质的末端供暖系统首次运行注水前应充分排气。系统每年首次运行时，需确保系统阀门开启到位，过滤器无堵塞，立管供回水放气通畅，散热设备内无气堵；
- 2) 末端供暖系统应保持清洁，对跑、冒、滴、漏、堵等问题应及时处理；运行中发生故障时，应采取有效、影响小的隔断措施；
- 3) 系统运行后应进行热态调节，根据系统形式选择运行调节方式。

2 末端供暖系统的维护应符合下列规定：

- 1) 以水为工质的末端供暖系统在非供暖季应进行满水保护，有冻结可能的应排水、泄压；
- 2) 低温热水地板辐射系统的表面上应有明显的标识，不得进行打洞、钉凿、撞击、高温作业等工作。

10.2.6 辅助加热系统的运行与维护应符合下列规定：

1 辅助电加热器的运行应符合下列规定：

- 1) 容器内水位应高于电加热器，低水位保护应正常工作；
- 2) 电加热器不应有水垢；
- 3) 所有阀门的开闭状态应正确，安全阀应正常工作。

2 辅助电加热器的维护应符合下列规定：

- 1) 电加热器元件不应有劳损情况；
- 2) 电加热器外表不应有结垢情况；
- 3) 安全阀应能正常工作。

3 辅助锅炉的运行应符合下列规定：

- 1) 应检查锅炉本体，保证无严重变形，锅炉外表面应无严重变形，人孔、手孔应无泄漏，炉膛、炉壁的保温层必须保证保温效果良好；

2) 管路、阀件，不应有漏水、漏气现象。

4 辅助锅炉的维护应符合下列规定：

- 1) 风管、除尘设备、给水、循环水泵及水处理设备、通风设备，应保证可靠运行；
- 2) 电路、控制盘、调节阀操作机构及一次性仪表、联锁报警保护装置性能应可靠；
- 3) 水位计、压力表、安全阀应确保无泄漏，转动三通旋塞，压力表指针应能恢复到零，安全阀排气管应畅通；
- 4) 锅炉水质，应严格按照国家现行水质标准要求，防止水质差锅炉结垢，降低锅炉效率。

5 辅助空气源热泵的运行应符合下列规定：

- 1) 热泵压缩机和风机，应工作正常，机组出风口必须保证无堵塞物；
- 2) 配线配管应保证接线正确，接地线应保证可靠连接。应保证电源电压与机组额定电压相匹配。线控器应保证各功能键正常，剩余电流保护器应保证有效动作；
- 3) 进出水口止回阀及安全阀，应保证正确安装。

6 辅助空气源热泵的维护应符合下列规定：

- 1) 应定期清理水垢；
- 2) 制冷剂内不应有水份；
- 3) 应定期检查压缩机绕组电阻，并应防止含酸性物质烧毁电机绕组；
- 4) 应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。

10.2.7 防冻措施的维护应符合下列规定：

- 1) 每年进入冬季之前，应对系统各项防冻措施进行检查和验证；
- 2) 循环工质为水的太阳能光热系统，冬季长时间不运行的，

应将管道和设备排空；

3 冬季运行期间，管理人员应密切注意天气及气温变化情况，在雨雪天气或气温突降时，应加强系统防冻设施是否正常工作的巡检；

4 应制定冬季紧急情况处理预案。遇到突发情况导致防冻措施失灵或出现冻结事故时，应立即启动紧急情况处理预案。

10.3 太阳能光伏发电系统运行与维护

10.3.1 运行管理要求应符合下列规定：

1 建筑光伏发电系统运行与维护应符合《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264、《光伏发电站安全规程》GB/T 35694、《低压电气装置 第4-41部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21、《电气设备应用场所的安全要求 第1部分：总则》GB/T 24612.1、《电气设备应用场所的安全要求 第2部分：在断电状态下操作的安全措施》GB/T 24612.2和《配电线路带电作业技术导则》GB/T 18857的有关规定。

2 每年对光伏发电系统、支架及锚固结构等至少应进行一次检查。在极端天气来临前应对设备加强巡检，并应采取相应防护措施。极端天气以后及系统重新投运前，应对系统进行全面检查。

3 建筑光伏发电系统的警告标识等不得缺失、模糊。

4 建筑光伏发电系统通过10kV电压等级并网，应将光伏发电系统的运行参数上传至电网调度机构，并接受电网调度机构控制指令。

5 不应在风力大于4级、大雨或大雪等气象条件下清洗光伏组件。

10.3.2 光伏方阵运行与维护应符合下列规定：

1 建筑光伏发电系统的光伏组件运行维护过程中不应损坏光伏组件（构）件的表面及封装结构，影响光伏支承系统的稳固性和

建筑物的结构与性能。

2 建筑光伏发电系统应每年对一致性、接地性能、电流-电压特性、组件内部缺陷进行检测。

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)** 光伏电池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。

4 建筑光伏系统应定期检查光伏方阵遮挡情况。当光伏方阵被遮挡时，应及时进行处理。

5 建筑光伏系统的光伏组件、支架等的紧固情况应定期检查，出现松动应及时紧固，出现腐蚀、损坏应及时维修。

10.3.3 电缆运行与维护应符合下列规定：

1 建筑光伏发电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。

2 户外线缆的敷设和保护措施的完整性应定期检查，出现损坏应及时维修；电缆支架结构松动、腐蚀时应及时维修。

3 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。

4 户外电缆的连接情况应定期检查，出现脱落及松动时应及时维护。

5 电力线路的标牌应定期检查，丢失应及时补充，出现无法辨识时应及时更换。

10.3.4 电气设备运行与维护应符合下列要求：

1 建筑光伏系统电气设备的运行环境应符合设计要求。

2 建筑光伏系统中逆变升压等高压设备的安装结构应定期检查，电气设备试验应符合《电力设备预防性试验规程》DL/T 596的有关规定。

3 电气设备的散热器件应定期检查，出现异常时应及时维修。

4 电气设备的接线端子紧固情况应定期检查，出现松动时应及时紧固。

5 断路器应定期检查，主触点有烧熔痕迹、灭弧罩烧黑或损坏时应及时维修。

6 逆变器、控制系统等电气设备异常时，应查明原因修复后方可开机。

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

8 电气设备的壳体及防护情况应定期检查，出现变形、锈蚀等影响防护等级的情况应及时修复。

10.3.5 储能系统运行与维护应符合下列要求：

1 建筑光伏发电系统中的蓄电池等设备的运行与维护应符合《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 建筑光伏发电系统中的铅酸蓄电池的运行环境与周期检验应符合《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473的有关规定。

3 建筑光伏发电系统中的锂离子蓄电池的运行环境与周期检验应符合《电力储能用锂离子电池》GB/T 36176的有关规定。

4 建筑光伏发电系统中储能系统的支承结构、接线端子应定期检查，出现松动、腐蚀时应及时维修。

5 建筑光伏发电系统电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理。

10.3.6 防雷与接地应符合下列要求：

1 建筑光伏发电系统防雷与接地系统每年应定期检查，并应符合下列规定：

1) 防雷接闪器、引下线等防雷装置应安装牢靠、连接良好，无断裂、锈蚀、烧损痕迹等；

2) 各关键设备内部电涌保护器（SPD）应符合设计要求，并应处于有效状态；

3) 各接地线及标识、标志应完好，接地电阻应符合设计要求。

2 建筑光伏发电系统各关键设备的防雷装置在雷雨季节到来之前，应进行检查并对接地电阻进行测试。不符合要求时应及时处理。雷雨季节后应再次进行检查。

3 建筑光伏发电系统防雷与接地系统的运行与维护应符合《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 和《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的有关规定。

10.4 工程效益评估

10.4.1 工程效益评估应符合下列规定

1 太阳能系统设计阶段按项目需求进行效益分析，实际运行阶段进行效益评价。

2 太阳能利用工程效益评价应依据系统实际运行能耗的定期监测或长期监测结果进行。

10.4.2 效益分析应符合下列规定

1 太阳能热水系统工程效益分析指标包括系统的年常规能源替代量、年节能费用、年二氧化碳减排量、年二氧化硫减排量、系统的静态投资回收期和费效比，计算可按《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 中的公式进行计算。

2 太阳能供热采暖系统工程效益分析指标包括系统的年常规能源替代量、年节能费用、年二氧化碳减排量、年二氧化硫减排量、系统的静态投资回收期和费效比，计算应按本标准附录 F 的规定计算。

3 太阳能光伏发电系统工程效益分析指标包括系统的光电转换效率、年发电量、年常规能源替代量、年节能费用、年二氧化碳减排量、年二氧化硫减排量、系统的静态投资回收期和费效比，

计算可按《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 中的公式进行计算。

10.4.3 效益评价应符合下列规定

1 太阳能系统定期检测应按《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 中的短期测试、评价和分级相关规定进行。

2 太阳能系统长期监测应按《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 中的长期测试、评价和分级相关规定进行。

附录 A 青海省各区县经玮度、海拔、光伏最佳倾角参考值

A.0.1 青海省各区县经玮度、海拔、光伏最佳倾角按 A.0.1 选用

表 A.0.1 青海省各区县经玮度、海拔、光伏最佳倾角参考值

地、市、州	市辖区、县级市、县	经度(°)	纬度(°)	海拔(m)	NASA 光伏最佳倾角			ME 最佳倾角		
					最佳倾角(°)	峰值日照时数(h)	发电利用小时数(h)	最佳倾角(°)	峰值日照小时数(h)	发电利用小时数(h)
西宁市	城东区	101.8	36.59	2255	40	2139	1711	36	1883	1506
	城中区	101.71	36.55	2418	40	2139	1711	36	1883	1506
	城西区	101.77	36.63	2260	40	2140	1712	37	1879	1503
	城北区	101.77	36.65	2245	40	2140	1712	37	1879	1503
	大通回族土族自治县	101.69	36.93	2445	40	2150	1720	37	1891	1513
	湟中区	101.57	36.5	2636	40	2138	1710	37	1915	1532
	湟源县	101.26	36.68	2641	40	2144	1715	37	1914	1531
	乐都区	102.4	36.48	1993	39	2048	1638	36	1893	1514
海东市	平安区	102.11	36.5	2124	39	2048	1638	36	1893	1514
	民和回族土族自治县	102.83	36.32	1818	40	2042	1634	36	1850	1480
	互助土族自治县	101.96	36.84	2530	41	2148	1718	38	1890	1512
	化隆回族自治县	102.26	36.1	2833	40	2042	1634	43	1666	1333
	循化撒拉族自治县	102.49	35.85	1875	35	1777	1422	39	2076	1661

续表 A.0.1

地、市、 市辖区、 县级市、 县	经度 ($^{\circ}$)	纬度 ($^{\circ}$)	海拔 (m)	NASA 光伏最佳倾角			ME 最佳倾角 角($^{\circ}$)	峰值日照 小时数(h)	发电利用 小时数(h)
				最佳倾 角($^{\circ}$)	峰值日照 时数(h)	发电利用小 时数(h)			
海北藏族 族自治州	门源回族自治县	101.62	37.38	2886	41	2063	1650	39	2135
	祁连县	100.25	38.18	2730	41	2132	1706	41	2237
	海晏县	100.99	36.9	3010	40	2199	1759	40	2131
	刚察县	100.15	37.33	3305	41	2167	1734	40	2292
海南藏族 族自治州	同仁市	102.02	35.51	2504	40	2070	1656	35	1886
	尖扎县	102.03	35.94	2043	40	2080	1664	36	1847
	泽库县	101.47	35.03	3660	40	2134	1707	37	2112
	河南蒙古族自治县	101.62	34.73	3531	40	2104	1683	37	2068
海南藏族 族自治州	共和县	100.62	36.28	2859	40	2179	1743	37	2020
	同德县	100.58	35.25	3107	40	2215	1772	38	2075
	贵德县	101.43	36.04	2232	40	2122	1698	37	1964
	兴海县	99.99	35.59	3303	40	2149	1719	38	2224
海西蒙古 族藏族自治州	贵南县	100.75	35.59	3091	40	2225	1780	37	2251
	格尔木市	94.9	36.4	2819	40	2281	1825	40	2346
	德令哈市	97.36	37.37	2992	41	2250	1800	40	2230
	茫崖市	90.87	38.26	2908	41	2255	1804	40	2332
海西蒙古 族藏族自治州	乌兰县	98.48	36.93	2970	40	2332	1866	40	2280
	都兰县	98.1	36.3	3186	39	2256	1805	40	2270
	天峻县	99.02	37.3	3410	41	2207	1766	39	2285

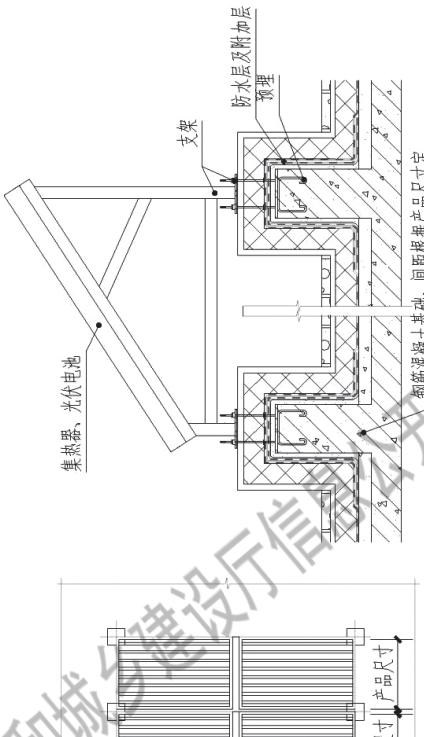
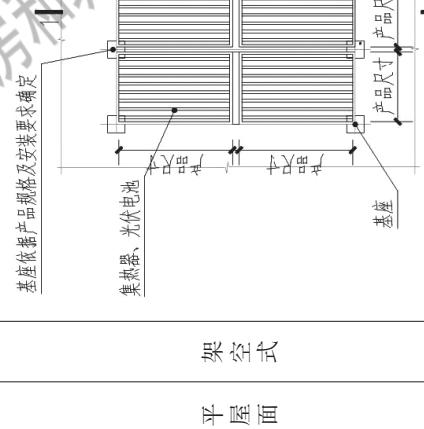
续表 A.0.1

地、市、市辖区、县级市、县	经度(°)	纬度(°)	海拔(m)	NASA 最佳倾角		ME 最佳倾角	
				最佳倾角(°)	峰值日照时数(h)	发电利用小时数(h)	峰值日照小时数(h)
果洛藏族自治州	玛沁县	100.23	34.48	3720	40	2062	1650
	班玛县	100.74	32.93	3524	37	2065	1652
	甘德县	99.9	33.97	4021	38	2007	1606
	达日县	99.65	33.75	3981	37	2000	1600
	久治县	101.48	33.43	3631	38	2041	1633
	玛多县	98.21	34.92	4270	38	2144	1715
	玉树市	97.01	32.99	3695	37	2084	1667
	杂多县	95.3	32.89	4073	37	2087	1670
	称多县	97.11	33.37	3830	37	2093	1674
玉树藏族自治州	治多县	95.62	33.85	4187	38	2061	1649
	囊谦县	96.49	32.2	3629	37	2155	1724
	曲麻莱县	95.8	34.13	4199	36	2143	1714

附录 B 太阳能集热器、光伏组件安装方式示意图

表 B.0.1 太阳能集热器、光伏组件安装方式示意图

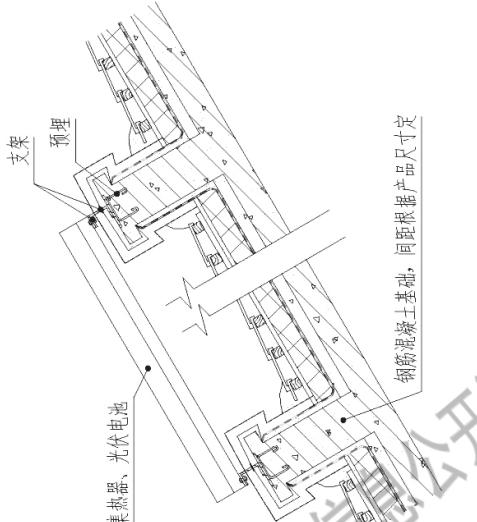
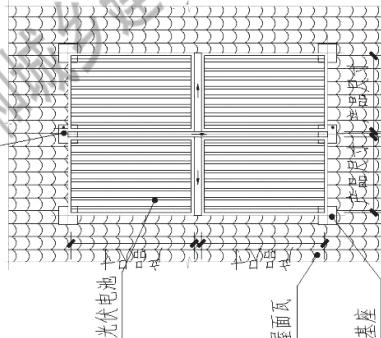
续表 B.0.1

名称	示意图
架空式	
平屋面	

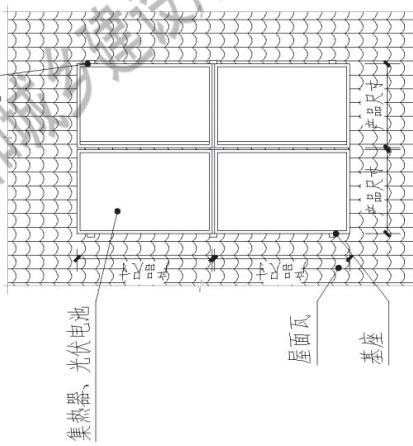
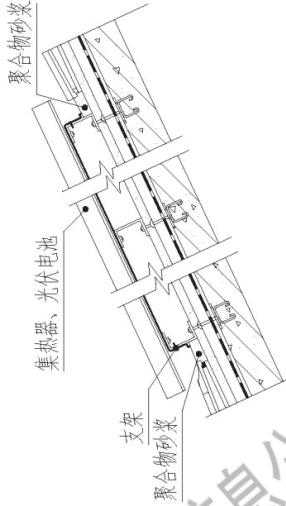
续表 B.0.1

名称	示意图	剖面图
平屋面		

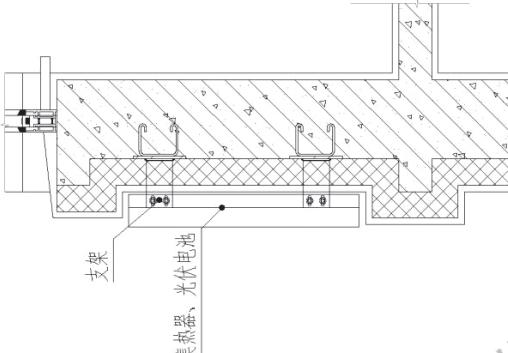
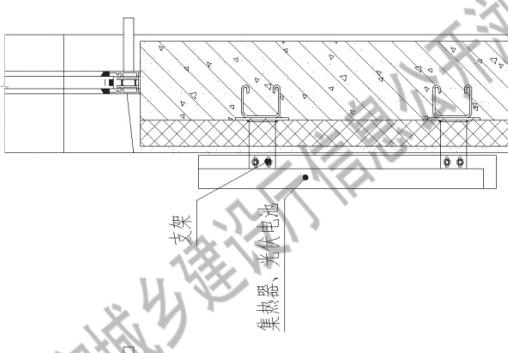
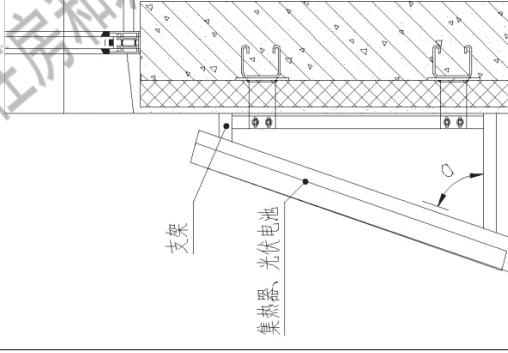
续表 B.0.1

名称	示意图
坡屋面架空式	 

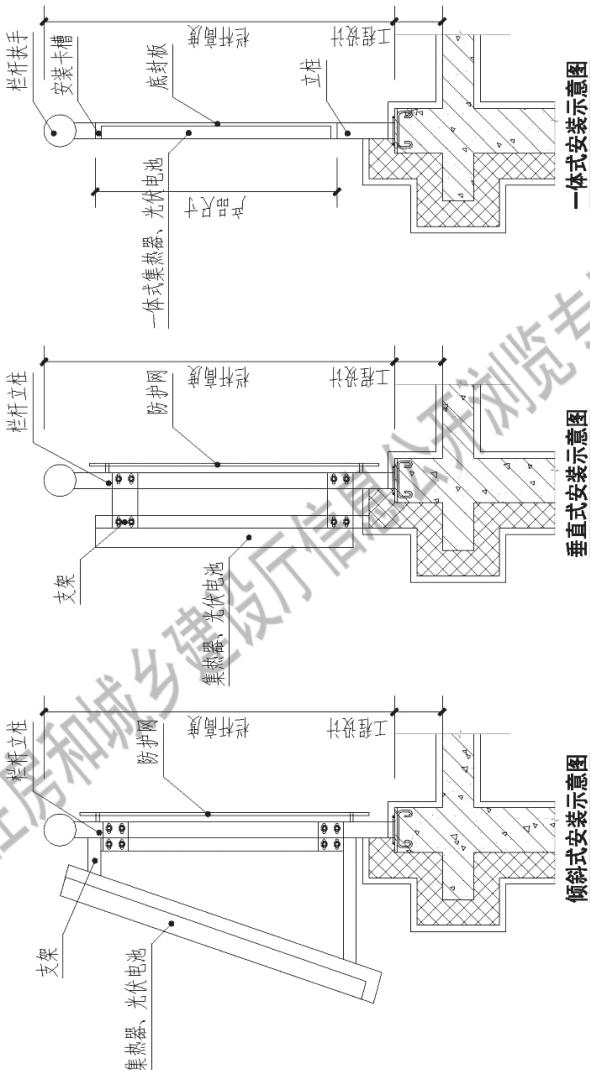
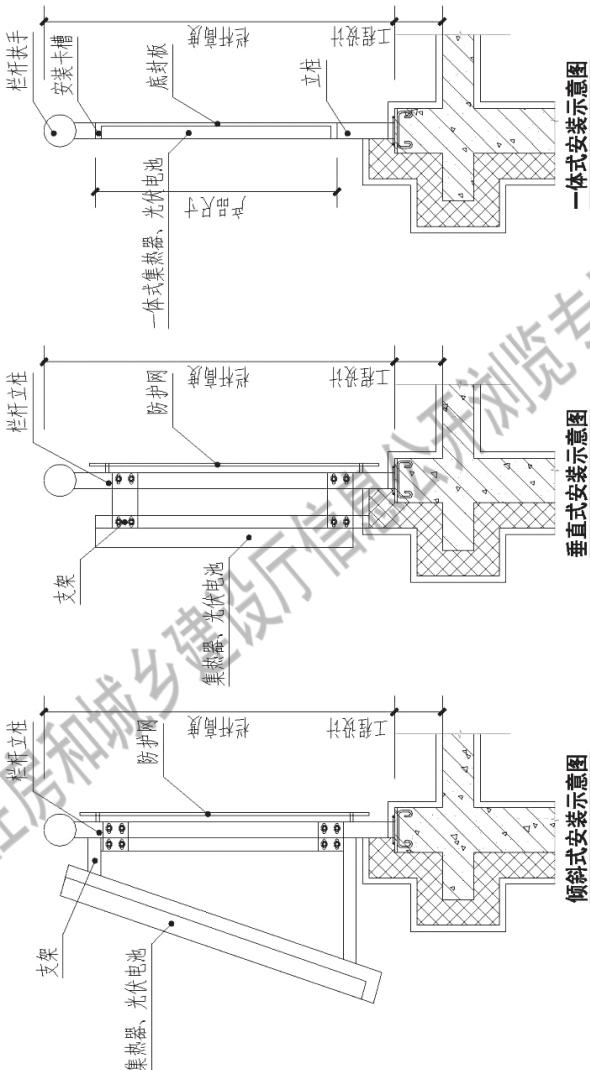
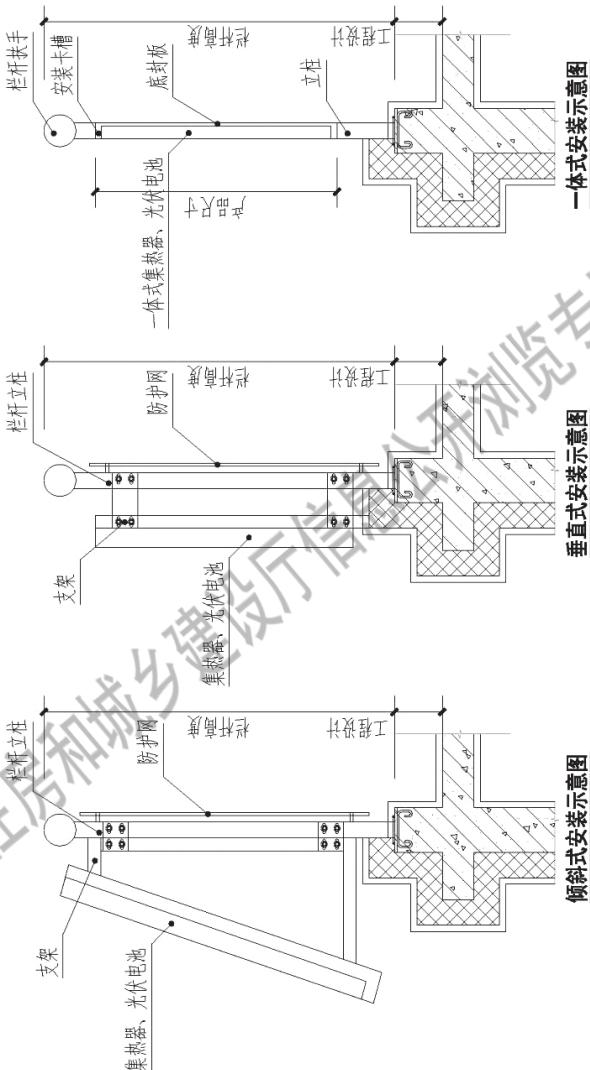
续表 B.0.1

名称	示意图	1-1剖面图
嵌入式 坡屋面		

续表 B.0.1

名称	示意图
	 <p>支架 集热器、光伏电池</p>
	 <p>支架 集热器、光伏电池</p>
	 <p>支架 集热器、光伏电池 外墙</p>

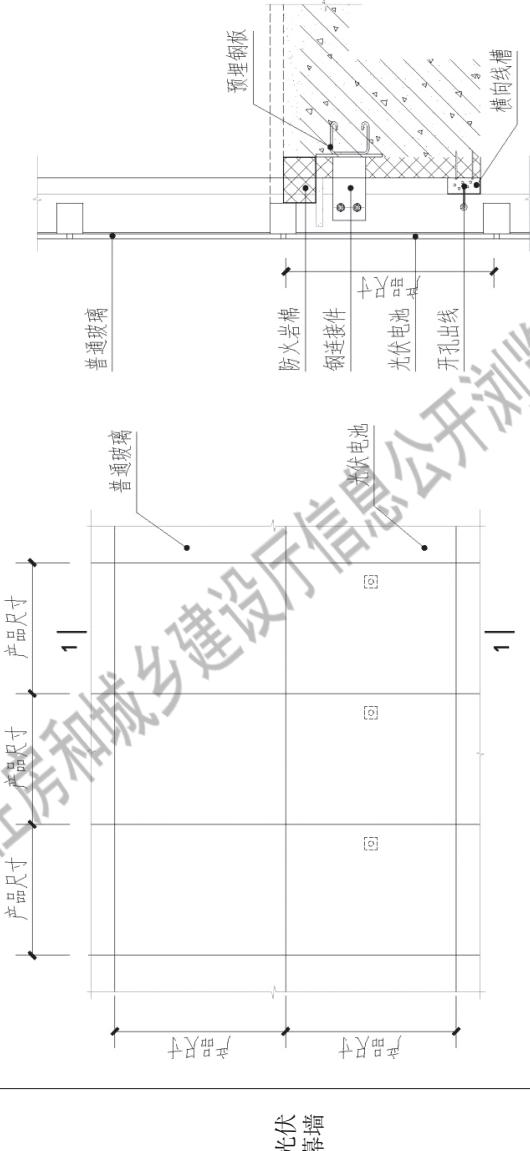
续表 B.0.1

名称	示意图
女儿墙、阳台栏板	 <p>一体式安装示意图</p>  <p>垂直式安装示意图</p>  <p>倾斜式安装示意图</p>

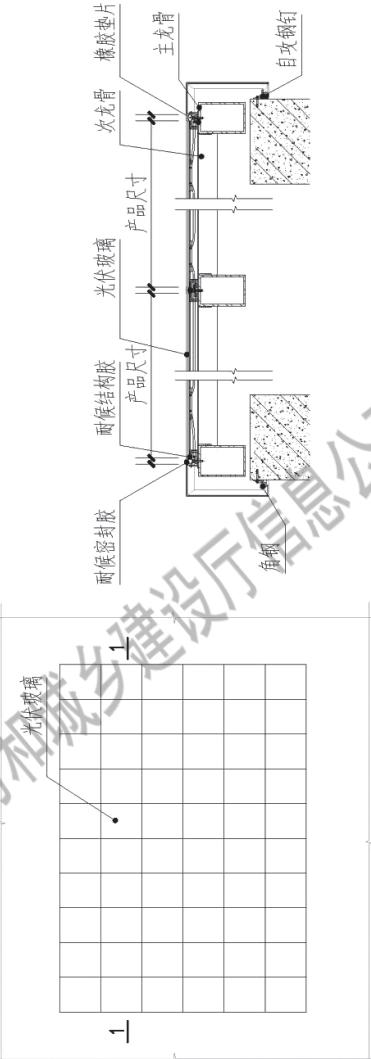
续表 B.0.1

名称	示意图

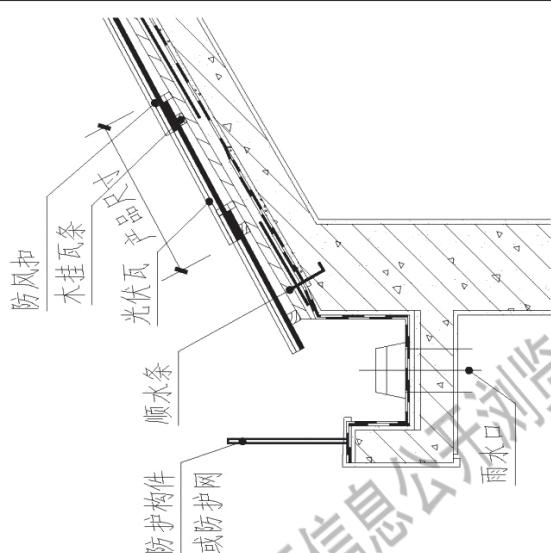
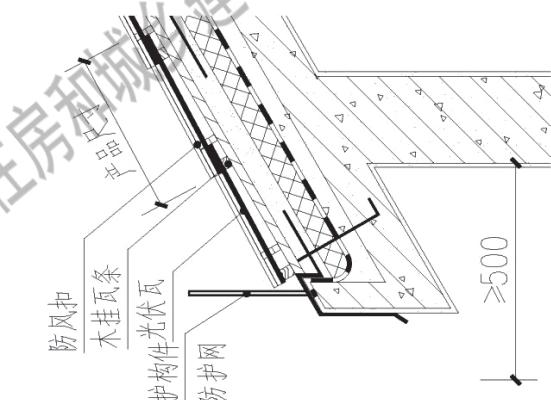
续表 B.0.1

名称	示意图	1-1剖面图
		

续表 B.0.1

名称	示意图
	

续表 B.0.1

名称	示意图	剖面图
		

续表 B.0.1

名称	示意图	1-1 剖面图

附录 C 太阳能集热器平均集热效率计算方法

C.0.1 太阳能集热器的集热效率应按下列公式计算：

$$\eta = \eta_0 - UT^* \quad (C.0.1-1)$$

$$\eta = \eta_0 - a_1 T^* - a_2 G (T^*)^2 \quad (C.0.1-2)$$

式中： η ——以 T^* 为参考的集热器热效率 (%)；

η_0 —— $T^*=0$ 时的集热器热效率 (%)；

U ——以 T^* 为参考的集热器总热损系数 [W/(m² · K)]；

a_1 ——以 T^* 为参考的常数；

a_2 ——以 T^* 为参考的常数；

G ——总太阳辐照度 (W/m²)；

T^* ——归一化温差 [(m² · K) / W]，计算式为 $T^* = (t_i - t_a) / G$ ，

t_i 为集热器工质进口温度 (℃)， t_a 为环境温度 (℃)。

C.0.2 当计算短期蓄热太阳能供热采暖系统太阳能集热器集热效率时，归一化温差计算的参数选择应符合下列规定：

1 直接系统的集热器工质进口温度 (t_i) 应取采暖系统的回水温度，间接系统的集热器工质进口温度 (t_i) 应等于采暖系统的回水温度与换热器的换热温差之和。

2 环境温度 (t_a) 应取当地 12 月的月平均室外环境空气温度。

3 太阳辐照度 (G) 应按下式计算：

$$G = H_d / (3.6S_d) \quad (C.0.2)$$

式中： G ——总太阳辐照度 (W/m²)；

H_d ——当地 12 月集热器采光面上的太阳总辐射月平均日辐照量 [$\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$] ;

S_d ——当地 12 月的月平均每日的日照小时数 (h)。

C.0.3 当计算季节蓄热太阳能供热采暖系统太阳能集热器集热效率时, 归一化温差计算的参数选择应符合下列规定 :

1 直接系统的集热器工质进口温度 (t_i) 应取采暖系统的回水温度, 间接系统的集热器工质进口温度 (t_i) 应等于采暖系统的回水温度与换热器换热温差之和。

2 环境温度 (t_a) 应取当地的年平均室外环境空气温度。

3 总太阳辐照度 (G) 应按下式计算 :

$$G = H_y / (3.6 S_y) \quad (\text{C.0.3})$$

式中 : G ——总太阳辐照度 (W/m^2) ;

H_y ——当地集热器采光面上的太阳总辐射年平均日辐照量 [$\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$] ;

S_y ——当地的年平均每日的日照小时数 (h)。

附录 D 太阳能集热系统管路、水箱热损失率计算方法

D.0.1 管路、水箱热损失率 (η_L) 可按经验取值估算, 也可按下列规定取值:

1 短期蓄热太阳能供热采暖系统应为 10% ~ 20%;

2 季节蓄热太阳能供热采暖系统应为 10% ~ 15%。

D.0.2 需要准确计算管路、水箱热损失率 (η_L) 时, 可按本标准公式 D.0.3 ~ 公式 D.0.5 迭代计算。

D.0.3 太阳能集热系统管路单位表面积的热损失可按下式计算:

$$q_1 = \frac{\frac{t - t_a}{D_0 \ln \frac{D_0}{D_i} + \frac{1}{a_0}}}{2\lambda} \quad (D.0.3)$$

式中: q_1 —— 管路单位表面积的热损失 (W/m^2);

D_i —— 管道保温层内径 (m);

D_0 —— 管道保温层外径 (m);

t_a —— 保温结构周围环境的空气温度 ($^{\circ}C$);

t —— 设备及管道外壁温度, 金属管道及设备通常可取介质温度 ($^{\circ}C$);

a_0 —— 管道外壁表面放热系数 [$W/(m^2 \cdot ^{\circ}C)$];

λ —— 保温材料的导热系数 [$W/(m \cdot ^{\circ}C)$]。

D.0.4 贮水箱单位表面积的热损失可按下式计算:

$$q_2 = \frac{\frac{t - t_a}{\frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{a}}}{\frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{a}} \quad (D.0.4-1)$$

$$\delta = \frac{D_0 - D_i}{2} \quad (D.0.4-2)$$

式中 : q_2 —— 贮水箱单位表面积的热损失 (W/m²) ;
 λ —— 保温材料导热系数 [W/(m · °C)] ;
 a —— 贮水箱外表面放热系数 [W/(m² · °C)] ;
 δ —— 保温层厚度 (m) , 对于圆形水箱保温 ;
 D_0 —— 管道保温层外径 (m) ;
 D_i —— 管道保温层内径 (m) 。

D.0.5 管路及贮水箱热损失率 (η_L) 可按下式计算 :

$$\eta_L = (q_1 A_1 + q_2 A_2) / (G A_c \eta_{cd}) \quad (D.0.5)$$

式中 : A_1 —— 管路表面积 (m²) ;
 A_2 —— 贮水箱表面积 (m²) ;
 A_c —— 系统集热器总面积 (m²) ;
 G —— 集热器采光面上的总太阳辐照度 (W/m²) ;
 η_{cd} —— 基于总面积的集热器平均集热效率 (%) 。

附录 E 间接系统热交换器换热面积计算方法

E.0.1 间接系统热交换器换热面积可按下式计算：

$$A_{hx} = (1 - \eta_L) Q_{hx} / (\varepsilon U_{hx} \Delta t_j) \quad (E.0.1)$$

式中： A_{hx} ——间接系统热交换器换热面积（ m^2 ）；

η_L ——贮热水箱到热交换器的管路热损失率，可取
0.02 ~ 0.05；

Q_{hx} ——热交换器换热量（ kW ）；

ε ——结垢影响系数，0.6 ~ 0.8；

U_{hx} ——热交换器传热系数，按热交换器技术参数确定；

Δt_j ——传热温差，宜取 5℃ ~ 10℃。

E.0.2 热交换器换热量可按下式计算：

$$Q_{hx} = kfQ / (3600 S_y) \quad (E.0.2)$$

式中： Q_{hx} ——热交换器换热量（ kW ）；

k ——太阳辐照度时变系数，取 1.5 ~ 1.8；

f ——太阳能保证率（%）；

Q ——太阳能供热采暖系统负担的采暖季平均日供热量（ kJ ）；

S_y ——当地的年平均每日的日照小时数（ h ）。

E.0.3 太阳能供热采暖系统负担的采暖季平均日供热量可按下式计算：

$$Q = Q_j \times 86400 \quad (E.0.3)$$

式中： Q ——太阳能供热采暖系统负担的采暖季平均日供热量（ kJ ）；

Q_j ——太阳能集热系统设计负荷（ kW ）。

附录 F 太阳能供热采暖工程效益分析计算公式

F.0.1 太阳能供热采暖工程的年常规能源替代量可按下式计算：

$$\Delta Q_{\text{save}} = A_c \cdot J_T \cdot (1 - \eta_{\text{cd}}) \cdot \eta_c \quad (\text{F.0.1})$$

式中： ΔQ_{save} ——太阳能供热采暖工程的年常规能源替代量 (MJ)；

A_c ——系统的太阳能集热器面积 (m^2)；

J_T ——太阳能集热器采光表面上的年总太阳辐照量 (MJ/m^2)；

η_c ——太阳能集热器的年平均集热效率 (%)；

η_{cd} ——管路、水泵、水箱和季节蓄热装置的热损失率(%)。

F.0.2 太阳能供热采暖工程的年节约费用可按下式计算：

$$SAV = \Delta Q_{\text{save}} \cdot C_c - A \cdot DJ \quad (\text{F.0.2})$$

式中： SAV ——工程年节约费用 (元)；

C_c ——常规能源热价 (元 /MJ)；

A ——太阳能供热采暖工程总增投资 (元)；

DJ ——每年用于与太阳能供热采暖工程有关的维修费用，包括太阳集热器维护、集热系统管道维护和保温等费用占总增投资的百分率。

F.0.3 太阳能供热采暖工程的静态回收期可按下式计算：

$$Y_t = A / SAV \quad (\text{F.0.3})$$

式中： Y_t ——太阳能供热采暖工程的静态回收期 (年)；

A ——太阳能供热采暖工程总增投资 (元)；

SAV ——工程年节约费用 (元)。

F.0.4 系统评估当年的常规能源热价可按下式计算：

$$C_c' = C_c (q \cdot \text{Eff}) \quad (\text{F.0.4})$$

式中： C_c' ——系统评估当年的常规能源价格（元/kg）；

q ——常规能源的热值（MJ/kg）；

Eff ——常规能源水加热装置的效率（%）。

F.0.5 太阳能供热采暖系统的费效比可按下式计算：

$$B = A (\Delta Q_{\text{save}} \cdot n) \quad (\text{F.0.5})$$

式中：B ——系统费效比（元/kWh）；

n ——分析节省费用的年限，可取 10 年 ~ 15 年。

F.0.6 太阳能供热采暖系统的二氧化碳减排量可按下式计算：

$$\Delta Q_{\text{co}_2} = \frac{\Delta Q_{\text{save}} \cdot n}{W \cdot \text{Eff}} F_{\text{co}_2} \quad (\text{F.0.6})$$

式中： ΔQ_{co_2} ——系统寿命期内二氧化碳减排量（kg）；

W ——标准煤热值，29.308MJ/kg；

F_{co_2} ——碳排放因子，按表 F.0.6 取值。

表 F.0.6 碳排放因子

辅助常规能源		煤	石油	天然气	电
碳排放因子	KgCO ₂ /kg 标准煤	2.662	1.991	1.481	3.175

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指定应按其他有关标准规范执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 1 《安全标志及其使用导则》 GB 2894
- 2 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB 29551
- 3 《建筑抗震设计规范》 GB 50011
- 4 《建筑给排水设计标准》 GB 50015
- 5 《建筑设计防火规范》 GB 50016
- 6 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50019
- 7 《建筑工程施工质量验收统一标准》 GB 50030
- 8 《建筑采光设计标准》 GB 50033
- 9 《锅炉房设计标准》 GB 50041
- 10 《20kV 及以下变电所设计规范》 GB 50053
- 11 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057
- 12 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》 GB 50147
- 13 《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
- 14 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》 GB 50149
- 15 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》 GB 50150
- 16 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》 GB 50168
- 17 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》 GB 50169
- 18 《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
- 19 《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》 GB 50172
- 20 《城市居住区规划设计标准》 GB 50180
- 21 《钢结构工程施工质量验收规范》 GB 50205

- 22《建筑装饰装修工程质量验收规范》GB 50210
23《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50212
24《电力工程电缆设计标准》GB 50217
25《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224
26《并联电容器装置设计规范》GB 50227
27《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242
28《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243
29《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB 50254
30《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
31《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
32《屋面工程技术规范》GB 50345
33《民用建筑太阳能热水系统应用技术标准》GB 50364
34《混凝土结构加固设计规范》GB 50367
35《建筑工程施工质量验收标准》GB 50411
36《太阳能供热采暖工程技术标准》GB 50495
37《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736
38《光伏发电站施工规范》GB 50794
39《光伏发电站设计规范》GB 50797
40《电化学储能电站设计规范》GB 51048
41《民用建筑电气设计标准》GB 51348
42《钢结构加固设计标准》GB 51367
43《工程结构通用规范》GB 55001
44《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002
45《供热工程项目规范》GB 55010
46《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015
47《建筑环境通用规范》GB 55016
48《平板型太阳能集热器》GB/T 6424
49《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175

- 50《地面用晶硅光伏组件 设计鉴定与定型》GB/T 9535
- 51《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233
- 52《低压电气装置 第5-52部分:电气设备的选择和安装布线系统》GB/T 16895.6
- 53《低压电气装置 第4-41部分:安全防护 电击防护》GB/T 16895.21
- 54《低压电气装置 第7-712部分:特殊装置或场所的要求太阳光伏(PV)电源供电系统》GB/T 16895.32
- 55《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581
- 56《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713
- 57《配电线路带电作业技术导则》GB/T 18857
- 58《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定与定型》GB/T 18911
- 59《自限温电热带》GB/T 19835
- 60《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862
- 61《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964
- 62《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T 20046
- 63《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1
- 64《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
- 65《建筑幕墙》GB/T 21086
- 66《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473
- 67《电气设备应用场所的安全要求 第1部分:总则》GB/T 24612.1
- 68《电气设备应用场所的安全要求 第2部分:在断电状态下操作的安全措施》GB/T 24612.2
- 69《太阳能空气集热器技术条件》GB/T 26976

- 70《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319
71《光伏发电站无功补偿技术规范》GB/T 29321
72《电弧故障保护器（AFDD）的一般要求》GB/T 31143
73《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512
74《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120
75《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133
76《光伏发电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931
77《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933
78《光伏发电站汇流箱技术要求》GB/T 34936
79《光伏发电站安全规程》GB/T 35694
80《电力储能用锂离子电池》GB/T 36176
81《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558
82《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963
83《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408
84《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655
85《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750
86《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857
87《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801
88《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865
89《光伏发电站接入电力系统设计规范》CB/T 50866
90《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368
91《建筑防火封堵应用技术标准》GB/T 51410
92《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
93《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113
94《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133
95《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
96《辐射供暖供冷技术规程》JGJ 142
97《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145

- 98《混凝土用膨胀型、扩孔型建筑锚栓》JG 160
- 99《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231
- 100《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237
- 101《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255
- 102《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336
- 103《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264
- 104《建筑用玻璃与金属护栏》JG/T 342
- 105《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
- 106《电力设备预防性试验规程》DL/T 596
- 107《多功能电能表》DL/T 614
- 108《多功能电能表通信协议》DL/T 645
- 109《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
- 110《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044
- 111《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202
- 112《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004
- 113《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T 32034
- 114《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073
- 115《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142
- 116《青海省居住建筑节能设计标准——75% 节能》DB63/T 1626

青海省工程建设地方标准

青海省太阳能利用与建筑一体化技术标准

DB63/T 2131-2023

条文说明

1 总 则

1.0.1 为了执行国家有关节约能源、保护生态环境、应对气候变化的法规，落实“碳达峰、碳中和”的决策部署，提高能源利用效率，推动可再生能源利用，降低建筑运营的碳排放，必须强化太阳能等清洁能源在建筑中的推广应用力度。太阳能利用可分为太阳能光热利用系统、太阳能光伏发电系统两大基本类型，目前还出现了太阳能光伏光热系统、太阳能供暖空调系统等复合应用系统。太阳能利用系统均可安装在建筑物上，将太阳辐射能转化为热能或电能，替代化石能源向建筑物供热水、供暖、供电，可降低化石能源的消耗，又可降低二氧化碳排放，是建筑业实现我国碳中和目标的重要技术措施。

本标准对我省目前建筑太阳能系统中常用的太阳能生活热水系统、太阳能供热采暖系统、太阳能光伏系统的工程设计、施工与安装、验收、运行与维护、评价等做出相关规定。

1.0.3 太阳能利用与建筑一体化是建筑太阳能应用的发展方向之一，应合理选择太阳能系统的类型、色泽、矩阵形式等。新建建筑要做到太阳能利用与建筑一体化，其核心是太阳能系统应纳入工程设计、与建筑工程统一规划、同步设计、同步施工，与建筑工程同时投入使用，使太阳能系统与建筑完美结合。

在保证热利用和光伏效率的前提下，实现太阳能系统与建筑结合、保持建筑统一和谐的外观色调；在结构上妥善解决太阳能系统的安装问题，确保建筑物的承重、防水等功能不受影响，还应充分考虑太阳能系统抵御强风、暴雪和冰雹等的能力；在管线布置上合理布置太阳能系统管路，预留出各种管道的接口、通道，

同时，做好管道的保温、防火等措施。在系统运行上要安全可靠、稳定、易于安装和维护，合理解决太阳能与辅助能源的匹配、实现系统的智能化和自动控制。

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

3 基本规定

3.0.1 本条是根据《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 的有关条文制定。新建建筑根据建设条件、建设规模、功能需求等综合考量，经过技术经济比较，选取适用的太阳能系统形式，可选择任一系统形式。建设条件许可，也可选用多种系统形式。

3.0.2~3.0.4 本条是对太阳能系统的集热装置、蓄热装置、光伏组件及管线的布置、安装提出的要求。太阳能系统与建筑一体化不仅体现在外观上，要合理布置集热装置、蓄热装置、光伏组件等设施，也包括在结构上妥善解决系统的安装问题，确保建筑物的承重、保温、防水、防火等功能不受影响。

太阳能集热器、太阳能光伏组件是系统中重要的组成部分，一般可设置在建筑屋面、阳台栏板、外墙面或女儿墙、遮阳板等能充分接受阳光的位置。建筑设计时需将集热器、光伏组件作为建筑的组成元素，与建筑整体有机结合，在建筑风格、色彩上保持建筑统一和谐的外观，并与周围环境相协调。除了集热器、光伏组件外，还需确定贮水箱、逆变器等设施合适的位置和管路的合理走向。

3.0.11 集热器、光伏组件表面应定时清洗，否则会影响使用效率。因此在集热器、光伏组件附近设置出口接软管的冲洗水嘴。

4 太阳能热水系统设计

4.1 一般规定

4.1.1 本条强调太阳能热水系统应纳入建筑给水排水专业整体设计完成，并符合《建筑给水排水设计标准》GB 50015 的要求。在热源选择上是太阳能集热器加辅助能源；集热器的位置、色泽及数量要与建筑师配合设计；在承载、控制等方面要与结构、电气专业配合设计，使太阳能热水系统设计真正纳入到建筑设计当中来。

4.1.4 本条主要强调了使用太阳能集热器里的水作为热媒水时，保证补水能够补进去。

4.1.5 太阳能热水系统是通过无偿使用太阳能补偿电、燃气等常规能源，系统工作寿命的长短，将直接影响系统的节能收益，所以必须确保系统能够维持一定的工作寿命，太阳能集热器是太阳能热水系统中的关键设备，其性能、质量直接影响着系统的效益。

4.1.6 太阳能是间歇能源，受天气影响较大，因此，太阳能热水系统应配置辅助能源加热设备。辅助能源加热设备应根据当地普遍使用的传统能源的价格、对环境的影响、使用的方便性以及节能等多项因素进行经济技术比较后确定，并应优先考虑节能和环保因素。

4.2 分类及选择

4.2.2 若按集热与供热水方式分类，可分为：集中集热——集中供热水系统、集中集热——分散供热水系统和分散集热——分散供热水系统三大类。集中集热——集中供热水系统指采用集中的

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。集中集热——分散供热水系统指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。分散集热——分散供热水系统指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，也就是通常所说的家用太阳能热水器。

若按系统运行方式分类，可分为：自然循环系统、强制循环系统和直流式系统三类。自然循环系统是仅利用传热工质内部的温度梯度产生的密度差进行循环的太阳能热水系统。在自然循环系统中，为了保证必要的热虹吸压头，贮热水箱的下循环管口应高于集热器的上循环管口。自然循环系统也可称为热虹吸系统。强制循环系统是利用机械设备等外部动力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。强制循环系统运行可采用温差控制、光电控制及定时器控制等方式。强制循环系统也可称为机械循环系统。直流式系统是传热工质（水）一次流过集热器加热后，进入贮热水箱或用热水处的非循环太阳能热水系统。直流式系统可采用非电控的温控阀控制方式或电控的温控器控制方式。直流式系统也可称为定温放水系统。

若按生活热水与集热系统内传热工质的关系，可分为：直接加热式系统和间接加热式系统两大类。直接加热式系统是指在太阳能集热器中直接加热水供给用户的太阳能热水系统。直接加热式系统又称为单回路系统或单循环系统。间接加热式系统是指在太阳能集热器中加热某种传热工质，再使该传热工质通过换热器加热水供给用户的太阳能热水系统。间接加热式系统又称为双回路系统或双循环系统。

为保证民用建筑中的太阳能热水系统可以全天候运行，通常将太阳能热水系统与使用辅助能源的加热设备联合使用，共同构成带辅助能源的太阳能热水系统。按辅助能源的加热方式可分为

集中辅助加热系统和分散辅助加热系统两大类。集中辅助加热系统是指辅助能源加热设备集中安装在贮热水箱附近。分散辅助加热系统是指辅助能源加热设备分散安装在供热水系统中。对于居住建筑来说，通常都是分散安装在用户的贮热水箱附近。

根据用户对热水供应的不同需求，辅助热源可以有不同的启动方式。若按辅助能源启动方式分类，可分为：全日自动启动系统、定时自动启动系统。全日自动启动系统是指始终自动启动辅助热源水加热设备，确保不间断供应热水。定时自动启动系统是指定时自动启动辅助热源水加热设备，从而可以定时供应热水。

4.3 系统设计

4.3.1 本条规定了太阳能集热器总面积的计算方法。其中分别规定太阳能直接加热系统和间接加热系统两种情况下集热器总面积的计算方法。

1 太阳能直接加热系统指收集的太阳能热量由集热器直接加热水供给用户的太阳能集热系统，简称“直接加热式系统”。在确定直接系统的集热器总面积时，日太阳辐照量 J_t 取当地集热器采光面上的年平均日太阳辐照量。日均用热水量 Q_w 与平均日热水用水定额 q_r 和同日使用率 b_t 有直接的关系，其中平均日热水用水定额 q_r 和同日使用率 b_t 数值按照《建筑给水排水设计标准》GB 50015 热水及饮水相关规定执行；太阳能保证率的取值，是根据系统使用期内的太阳能辐照条件、系统的经济性及用户的具体要求等因素综合考虑后确定。

青海地区年太阳能辐照量 $\geq 6700[\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})]$ 宜取 60%~80%，青海地区年太阳能辐照量 $< 6700[\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})]$ 宜取 50%~60%。

集热器年平均集热效率的取值，要根据集热器产品的实际测试结果而定，经验值及太阳能集热系统中贮热水箱和管路的热损

失率参照《建筑给水排水设计标准》GB 50015 相关规定。

2 太阳能间接加热系统指收集的太阳能热量在太阳能集热器中加热传热工质后、再由该工质经换热器加热水供给用户的太阳能集热系统，简称“间接加热式系统”。在确定间接系统集热器总面积时，由于间接系统换热器内外存在传热温差，使得在获得相同温度热水的情况下，间接系统比直接系统集热器的运行温度稍高，从而造成集热器效率略微降低。本标准用换热器传热系数 U_{hx} 、换热器换热面积 A_{hx} 和集热器总热损系数 U 等参数来表示换热器对于集热器效率的影响。虽然对平板型集热器和真空管集热器分别推荐了 U 的取值范围，但强调 U 的具体数值要根据集热器产品的实际测试结果而定。在实际计算过程中，当确定了直接加热系统的集热器总面积 A_c 之后，就可以根据上述这些数值确定出间接加热系统的集热器总面积 A_n 。

4.3.2 根据《太阳能热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 的要求，本条规定了集热器的最佳安装倾角，其数值等于当地纬度 $\pm 10^\circ$ ，这条要求对于一般情况下的平板型集热器和真空管集热器都是适用的。

4.3.3 本条规定了各种条件下贮热装置有效容积的计算方法。

1 本款规定了集中集热、集中供热太阳能热水系统的贮热水箱宜与供热水箱分开设置，串联连接，辅助能源设在后者内。理由是便于自动控制，充分利用太阳能，取得较好的节能效果。此款还规定了贮热水箱的容积计算方法。

4.3.4 本条规定了集热系统设计流量计算公式中的计算参数 A_j 是集热器（采光）总面积，而优化系统设计流量的关键是要合理确定集热器单位面积流量。

集热器单位面积流量与集热器的特性有关。因此，在没有生产企业提供相关数值的情况下，本条推荐了集热器单位面积流量设计取值 $0.054[m^3/(h \cdot m^2)] \sim 0.072[m^3/(h \cdot m^2)]$ ，相当于 $0.015L/$

($s \cdot m^2$) $\sim 0.020L/(s \cdot m^2)$ 。

4.3.5 本条特别说明，在有些情况下，当建筑围护结构表面不够安装按本标准 4.3.2 条计算所得的集热器总面积时，也可以按围护结构表面最大容许安装面积来确定集热器总面积。

4.3.6 本条关于单排连接的集热器总面积限制是综合考虑了管路阻力、集热器温升等因素，目的是要避免集热器长时间运行过程中出现局部温度过高以及集热效率下降。关于子系统的集热器总面积限制，是要减少因实际情况下的流量分配不均匀而导致大型系统的集热不均匀现象。

本条有关集热器连接的大部分数据参照《太阳热水系统设计、安装及工程验收技术规范》GB/T 18713 的相关规定。

4.3.7 本条规定了太阳能热水系统应采取防冻措施，具体做法详见 5.4.10 条。

4.4 辅助能源设计

4.4.1 当辅助能源与太阳能储热装置设在同一容器内时，两种热源互相干扰，不利于充分利用太阳能，且增加了辅助能源的控制难度。对于太阳能分散集热——分散供热水系统一般采用末端辅助加热，为减少工程实施难度，可采用小型容积式热水器贮存太阳能热水并同时设置辅助能源。对于太阳能集中供热水系统，推荐将太阳能优先作为预热热媒加热生活冷水，与辅助能源串联使用，保证充分利用太阳能集热量。

4.4.2 太阳能受天气影响较大，在完全没有太阳能供热的情况下，辅助能源供热量应满足建筑物供应热水的要求。

4.4.3 太阳能集中供热水系统的辅助能源应充分利用暖通动力的热源，当没有暖通动力的热源或不足时，才考虑设置电力、燃气等传统能源的热源。一般不建议采用燃油锅炉，因为燃油锅炉运行成本较高。也不推荐设置独立热泵作为辅助能源，因为独立热泵

作为热源不能充分发挥热泵的效率，且投资较高，与太阳能同时设置属于重复投资，缺乏工程技术合理性。

太阳能分散供热水系统应在末端设置电、燃气热水器，当采用燃气热水器时，应采用具有水控、温控双重功能的热水器。

4.4.4 本条推荐将太阳能优先作为预热热媒加热生活冷水与辅助热源串联使用，此时辅助热源的控制可采用全日自动控制。当辅助热源与太阳能集热贮热装置设在同一容器内时，采用手动控制或定时自动控制。

4.5 管材、管件及管道敷设

4.5.1 本条对太阳能热水系统选用管材作了规定。

太阳能热水系统的管道应选用耐腐蚀和安装连接方便可靠的管材。一般可采用紫铜管、不锈钢钢管、塑料热水管、塑料和金属复合热水管。设备机房内的管道不应采用塑料热水管，定时供应热水，无循环管道的集中供热水系统也不宜采用塑料热水管。

1 铜管具有抗腐蚀、寿命长、阻力损失小、重量轻、连接方便、美观且保证水质等优点，不足之处是价格偏贵，需明火焊接，一次性投资较大。

2 不锈钢管是近年来国内发展较快的一种管材，尤其是带快速卡压接头的薄壁不锈钢管材的出现，使其成为在热水管材领域中一种较好的新品种。不锈钢管具有钢管一样的优点，不足之处是一次性投资较大。

3 塑料和金属复合的管材，符合卫生指标，内壁光滑、阻力损失小、安装方便，适合于埋地安装。塑料管材能承受的压力受相应的温度变化的影响很大，流经管内介质温度升高则其承受的压力骤降并且变形大。

4.5.2 热水管道穿越楼板时应加套管是为了防止管道膨胀伸缩移动造成管外壁四周出现缝隙，引起上层漏水至下层的事故。一般套

管内径应比通过热水管的外径大 2 号 ~3 号，中间填不燃烧材料再用沥青油膏之类的软密封防水填料灌平。套管高出地面应大于或等于 50mm。

4.5.3 热水管道因膨胀会产生伸长，如管道无自由伸缩的余地，则使管道内承受超过管道所许可的内应力，致使管道弯曲甚至破裂，并对管道两端固定支架产生很大推力。为了减轻管道在膨胀时的内应力，本条规定热水管道系统，应有补偿管道热胀冷缩的措施。

4.5.4 太阳能热水系统的排气装置，不但是为了防止气体堵塞影响系统供水，也是防止管道腐蚀的一项措施。在热水系统的最低点设泄水装置，是为了放空系统中的水，以便维修。

4.5.5 本条规定对太阳能热水供应系统设有循环管道时其连接的要求。下行上给式系统由于配水立管自下向上供水，循环管必须与立管上部相连接，但又要利用最高配水点放气，因此每根回水立管与配水立管的连接处应低于配水点 0.5m，0.5m 是考虑施工安装的方便和上部配水点少放冷水。上行下给式系统配水立管由上而下供水，故循环管只需把各立管下部相连即可。

4.5.6 据调查，在上行下给式的系统中管道的腐蚀较严重。管道的腐蚀与系统中不及时排除空气有关。因此，上行下给式系统供、回水横干管的坡度宜大于或等于 0.5%，下行上给式系统的最高配水点有可能长时间不用，气体就由回水立管带到横干管中而引起管道腐蚀，故下行上给式系统供回水横干管也宜设大于或等于 0.3% 的坡度。

4.5.9 集中供热水系统特别是全天运行的系统，热水管路的能耗是影响热水运行成本的重要因素。热水系统的设备与管道若不采取保温措施，会造成能源的极大浪费，并且将使部分较远的配水点得不到规定水温的热水。集中集热——分散供热水系统的热媒管道应采取保温措施，集中集热——分散供热水系统的供水管道和分散供热水系统宜采取保温措施。因此，本条推荐热水系统要根

据管材类型设置保温层，管路保温层厚度应根据《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175 中保温层经济厚度的计算公式，经计算确定。

4.6 控制系统设计

4.6.1 本条规定了不同情况下系统运行功能的要求：

1 温差循环中的温差是代表集热器高温端对应的温度值和代表贮热水箱或换热器低温端对应的温度值之间的差值。通常情况下的系统设计是温差值大于7℃的时候，启动集热循环的执行机构动作；温差值小于3℃的时候，停止集热循环的执行机构动作。在有些系统设计中，由于集热器阵列设计和管线长度的不同，或是负荷变化的需要，温差启动值和停止值是不同的，因此应将两值都设计为可调，以便现场调试，优化系统功能。

2 在开放式集热系统和开式贮热水箱系统中，温差循环运行在首先保证贮热水箱加热达到设定温度后，可以采用两种方法提高集热器集热效率。一种为定温出水，采用自来水顶出集热器的热水进入水箱，根据集热器顶部温度变化控制执行。另一种为定温补水，将自来水补入贮热水箱，根据水箱温度变化执行。在水箱水满后继续执行温差循环功能。这样做的目的是降低集热器运行的平均工作温度，以进一步提高系统的得热量。

3 低温点的正确放置位置都是为了有利于提高太阳能系统的得热量。

4 太阳能集热循环为变流量运行时，尤其是在开放式系统中，改变流量有利于提高系统出口温度和节省常规能源，实现稳定运行。

5 在较大面积的太阳能集热系统中，虽然有同程设计等要求，但考虑到有可能的遮挡、保温、风向等诸多因素，不同的集热器阵列存在高温点或低温点的差别，因此宜设置多于一个温度传感器，来优化动作的准确性。

6 通常在双水箱系统的设计中，贮热水箱用于蓄积太阳能量，供热水箱采用常规能源补充。供热水箱的设计是以系统的最大小时负荷为基本依据，便于节约常规能源。在这样的情况下，控制功能设计应优先从贮热水箱向供热水箱补水，充分利用太阳能。

4.6.2 本条规定了不同情况下系统安全保护功能的要求。

1 太阳能集热系统由于太阳辐照的变化和用户负荷的波动，可能存在系统温度过高的情况，故应设计防过热措施。如采用防冻液运行的闭式集热循环系统，虽有膨胀罐的科学设计和放置，仍宜在管路中设置并控制散热装置，辅助的保证措施还可以采用压力表控制，在压力继续高于设定值时，泄压引流至储液箱以及采用机械动作的安全阀泄压引流避免停电时系统过压。对于开式真空管集热系统以水为工质的案例，在水箱超过设定温度后，如不采用散热装置的做法，目前工程实践中，大部分为停止集热循环泵运行，集热器继续升温至水沸腾。这样的系统应使控制系统在夜间或次日清晨对集热器补水，避免次日的空晒。

2 贮热水箱的温度如果超过一定的数值，可能会给用户或换热装置后的负荷造成影响，因此应在高于设定温度时停止贮热水箱继续获得能量。

3 控制系统的非排空方法的防冻保护功能宜分级优化防冻措施。以水为工质的集热系统，在可能冻结地区运行，在秋末与春初的一段时间内采用定温循环防冻即可保证系统安全；如在更冷的气候发生时，定温循环防冻管线温度继续下降低于设定温度，启动集热管路内或水箱内设置电加热器，同时循环水泵定温防冻运行，这样的措施比采用管路外置辅助伴热带的措施更为节能，将大幅度降低目前工程实践中冬季防冻带来的常规能耗，有利于太阳能系统的推广应用。即使是采用外置伴热带的做法，也应采集管线温度控制电伴热带的开启，不应长时间送电。控制设计时，防冻循环不宜使管线温度高于 10℃。

4 在一些系统中，排空回流是可选的防冻方式，尤其是中小系统；若排空的时间可以调节，则非常有利于系统的现场调试。

5 由于太阳能的特点，虽然有膨胀罐的科学设计与放置，闭式太阳能系统在长时间停电时系统有可能泄压，应根据集热循环管线压力判断防冻液的缺失情况，避免可能的故障破坏水泵等设备。另外在目前大量开式贮热和供热水箱的工程现状下，应对停水等情况发生造成水箱无水时，自动控制停止供热或集热水泵的运行并报警。

5 太阳能供热采暖系统设计

5.1 一般规定

5.1.1 “被动优先、主动优化、经济实用”是建筑节能应该遵循的基本原则。通过被动技术，大幅降低建筑能耗，才能减少系统运行成本，真正达到“经济实用”的目标；而利用计算软件，通过动态模拟，实现系统的优化设计，则能进一步提高太阳能供热采暖的效益。

5.1.2 由于建筑物的采暖负荷一般情况下远大于热水负荷，为满足建筑物的采暖需求，太阳能供热采暖系统的集热器面积较大，如果在设计时没有考虑全年综合利用，就会导致非采暖季产生的热量无法使用，从而浪费投资、浪费资源，以及因系统过热而产生安全隐患；所以，太阳能供热采暖系统应考虑全年综合利用；可采用的措施有：适当降低系统的太阳能保证率、提供夏季的制冷空调等。

因太阳能供热采暖系统在过热状态下会造成循环介质汽化及变质、密封件及耐温性差的管件老化甚至损坏、太阳能集热器的使用寿命降低等危害，当因条件限制，系统在非采暖期无法有效利用时，应采取防过热措施；可采用的措施有：设置遮阴网、电控遮阳设施、电控散热器或采用具备防过热功能的太阳能集热器等。

5.1.3 太阳能是间歇性能源，在系统中设置其他能源辅助加热或换热设备，其目的是既要保证太阳能供热采暖系统稳定可靠运行，又要降低系统的规模和投资，否则将造成集热和蓄热设备、设施过大，初投资过高，在经济性上是不合理的。

5.1.4 我国已全面推进供暖热计量和供暖收费改革，太阳能供热采暖作为一项节能新技术进入采暖市场，更应认真执行国家的政策要求；此外，只有通过对系统性能的监测分析，才能筛选出有良好节能效益的优质工程，促进太阳能热利用技术的健康发展。所以，要求太阳能供热采暖工程在系统中设计安装用于监测系统能量——包括太阳能集热系统得热量、系统供热量、辅助热源供热量、系统水泵、风机耗电量等的计量装置。

5.2 太阳能供热采暖系统选型

5.2.1 本条规定了构成太阳能供热采暖系统的分系统和关键设备。其中，太阳能集热系统由太阳能集热器、循环管路、泵或风机等动力设备和相关附件组成；蓄热系统主要包括贮热水箱、蓄热水池、地埋管土壤蓄热系统、相变蓄热或卵石蓄热堆等蓄热装置和管路、附件；末端供热采暖系统主要包括热媒配送管网、散热器、风机盘管等设备和附件；其他能源辅助加热或换热设备是指使用电、燃气等常规能源的锅炉和换热器等设备。

5.2.2 按不同的工作温度，太阳能热利用可划分为：低温、中温和高温利用。我国太阳能热利用技术领域达成的共识是：工作温度低于100℃为低温利用，工作温度100℃～250℃为中温利用。

按集热器的工作介质划分，为空气和液体工质两大类，这两大类集热器在太阳能供热采暖系统中所使用的末端采暖系统类型、蓄热方式和主要设计参数等有较大差别，适用的场合也有所不同，在进行太阳能供热采暖系统选型时，需要根据使用要求和具体条件选用适宜类型的太阳能集热器。太阳能集热系统的换热运行方式和系统安装使用地点的气候、水质等条件和系统的初投资等经济因素密切相关。由于太阳能供热采暖系统的功能是兼有采暖和热水，所以液体集热器通常采用的换热运行方式是间接式太阳能集热系统；而采用空气集热器的系统则大多为直接式系统。

太阳能的不稳定性决定了太阳能供热采暖系统须设置相应的蓄热装置，具有一定的蓄热能力，从而保证系统稳定运行，并提高系统节能效益。应根据系统的投资规模和工程应用地区的太阳辐照资源和气候特点选择蓄热系统。

5.2.3 与建筑结合的太阳能供热采暖系统，对应于不同的建筑物类型，其适用性是不同的，需在系统选型时综合考虑。设计太阳能供热采暖系统的主要目的是采暖，建筑物的使用功能——公共建筑、居住建筑或工业建筑等，对系统选型的影响不大，而建筑物的层数对系统选型的影响相对较大，因此，表 5.2.3 中的建筑物类型按低层、多层和高层进行划分。

太阳能集热器的工作温度越低，室外环境温度越高，其热效率越高。严寒地区冬季的室外温度较低，对集热器的实际工作热效率有较大影响，为提高系统效益，应使用低温热水辐射采暖末端采暖系统。

5.2.4 本条规定了液体工质太阳能供热采暖系统中的末端采暖系统。用于常规采暖或空调系统的末端设备或系统——如低温热水地板辐射、水——空气处理设备和散热器等均可用于太阳能供热采暖系统；选用时应根据具体工程的条件确定。只设置采暖系统的建筑，优先选用低温热水地板辐射采暖；对于室内是普通散热器的建筑，应采用槽式太阳能集热器等聚光型真空管集热器；拟设置集中空调系统的建筑，可选用水——空气处理设备，以降低工程投资，提高系统效益。

5.2.5 空气太阳能供热采暖系统的热媒是空气，可以直接供给建筑物内需热风采暖的区域。

5.3 供热系统的负荷计算

5.3.1 太阳能是不稳定热源，所以系统负荷是由太阳能集热系统和其他能源辅助加热或换热设备共同负担，而两者负担的负荷量是

不同的，需分别计算，因此，在后面对文中规定了不同类型负荷的计算原则，给出了计算公式。太阳能供热采暖系统中由太阳能供给的能量占系统总消耗能量的百分率，即太阳能保证率应满足《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 的相关规定。

5.3.2 太阳能供热采暖系统负担的负荷有两类：采暖热负荷和生活热水负荷，规定用两者中较大的负荷作为最后确定的系统设计负荷，是为了保证系统的运行效果。通常情况下，采暖热负荷大于生活热水负荷，但为做到全年综合利用，若出现热水用户远大于采暖用户的情况时，则生活热水负荷就可能会大于采暖热负荷。

5.3.3 以传统能源为热源的采暖系统设计时，可进行稳态负荷计算，这符合传统能源稳定产热、量值变化不大的特点。而太阳能在一天内、季节间、不同区域间均在变化，所以掌握建筑能耗的动态变化对于太阳能供热采暖系统的优化设计非常必要。

5.4 太阳能集热系统设计

5.4.1 本条是太阳能集热系统设计应符合的基本规定。

1 直接式太阳能集热系统中的工作介质是水，冬季气温低于0℃时容易发生冻结现象，如果温度不是过低，处于低温状态的时间也不长，系统还可能再恢复正常工作，否则系统就可能被冻坏。因此，以冬季最低环境温度-5℃为界，在低于-5℃的地区，采用间接式太阳能集热系统，可使用防冻液工作介质，从而满足防冻要求。

2 为保证太阳能供热采暖系统能够安全、稳定、高效地工作运行，并维持一定的使用寿命，需保证系统中所采用设备和产品的性能质量。太阳能集热器是太阳能供热采暖系统中的关键设备，其性能、质量直接影响着系统的效益。我国目前有两大类太阳能集热器产品——平板型太阳能集热器和真空管型太阳能集热器，已发布实施的国家标准《平板型太阳能集热器》GB/T 6424 和《真

空管型太阳能集热器》GB/T 17581, 分别对其产品性能质量作出了合格性指标规定;其中对热性能的要求,凡是合格产品,在省内大部分采暖地区环境资源条件和冬季采暖运行工况时的集热效率可以达到40%左右。从而保证系统能够获得较好的预期效益,对太阳能集热器产品的安全性等重要指标也有合格限的规定。

太阳能集热器的性能质量是由具有相应资质的国家级产品质量监督检验中心检测得出,在进行系统设计时,应根据供货企业提供的太阳能集热器全性能检测报告,作为评价产品是否合格的依据。

太阳能集热器安装在建筑的外围护结构上,进行维修更换比较麻烦,正常使用寿命不能太低。此外,系统的工作寿命将直接影响系统的费效比,热性能相同的集热器,使用寿命长则对应的费效比低;而只有降低费效比,才能提高太阳能供热采暖系统的市场竞争力。目前我国较好企业生产的产品,已经有使用15年仍正常工作的实例;因此,规定产品的正常使用寿命应高于15年。

3 可采用的管材包括:钢管、不锈钢管、镀锌钢管和金属复合管等。

4 系统集热效率根据典型地区冬季的室外平均温度、太阳辐照度、系统工作温度等参数,参照集热器现行国家标准《平板型太阳能集热器》GB/T 6424、《真空管型太阳能集热器》GB/T17581中合格产品集热器的性能限值,进行模拟计算确定。设计人员在完成太阳能集热系统设计后,应根据相关参数模拟计算集热系统效率,并判定计算结果是否符合本条规定。不符合时,应对原设计进行修正。

5.4.2 本条是太阳能集热器设置和定位的基本规定。

1 太阳能集热器采光面上能够接收到的太阳光照会受到集热器安装方位和安装倾角的影响,根据集热器安装地点的地理位置,对应有一个可接收最多的全年太阳光照辐射热量的最佳安装方位

和倾角范围，该最佳范围的方位是正南，或南偏东、偏西 10° ，倾角为当地纬度 $\pm 10^\circ$ ，但该范围太窄，对建筑规划设计的限制过于严格，不利于太阳能供热采暖的推广应用。但是当安装方位偏离正南向的角度再扩大到南偏东、偏西 20° 时，适宜倾角集热器表面接收的全年太阳光照辐射热量只减少了不到 5%，所以，本条将推荐的集热器最佳安装方位扩大至正南，或南偏东、偏西 20° ；倾角为当地纬度 $+10^\circ$ ，是因为太阳能供热采暖系统的主要功能是冬季采暖，倾角适当加大有利于提高冬季集热器的太阳能得热量。

对于受实际条件限制，集热器的朝向不可能在正南，或南偏东、偏西 20° 的朝向范围内，安装倾角与当地纬度偏差较大时，应进行面积补偿，合理增加集热器面积，从而放宽了对应用太阳能供热采暖系统建筑物朝向、屋面坡度的限制，使建筑师的设计有了更大的灵活性，同时又能保证太阳能供热采暖系统设计的合理性。

2 如果系统中太阳能集热器的位置设置不当，受到前方障碍物或前排集热器的遮挡，不能保证太阳能集热器采光面上的太阳光照，系统的实际运行效果和经济性都会大受影响，所以，需要对放置在建筑外围护结构上太阳能集热器采光面上的日照时间做出规定。冬至日太阳高度角最低，接收太阳光照的条件最不利，规定此时集热器采光面上的日照时数不少于 6h，是综合考虑系统运行效果和围护结构实际条件而提出的；由于冬至前后在早上 9 点之前和下午 3 点之后的太阳高度角较低，对应照射到集热器采光面上的太阳辐照度也较低，即该时段系统能够接收到的太阳能热量较少，对系统全天运行的工作效果影响不大，如果增加对日照时数的要求，则安装集热器的屋面面积要加大，在很多情况下不可行。所以，取冬至日日照时间 6h 为最低要求。

除了保证太阳能集热器采光面上有足够的日照时间外，前、

后排集热器之间还应留有足够的间距，以便于施工安装和维护操作；集热器应排列整齐有序，以免影响建筑立面的美观。

3 本款给出了某一时刻太阳能集热器不被前方障碍物遮挡阳光的日照间距计算公式。公式中的计算时刻应选冬至日（此时赤纬角 $\delta = -23^{\circ} 57'$ ）的 10 : 00 或 14 : 00；公式中的角 γ_0 和太阳方位角 a 及集热器的方位角 γ （集热器表面法线在水平面上的投影线与正南方向线之间的夹角，偏东为负，偏西为正）的关系如图 1 所示。

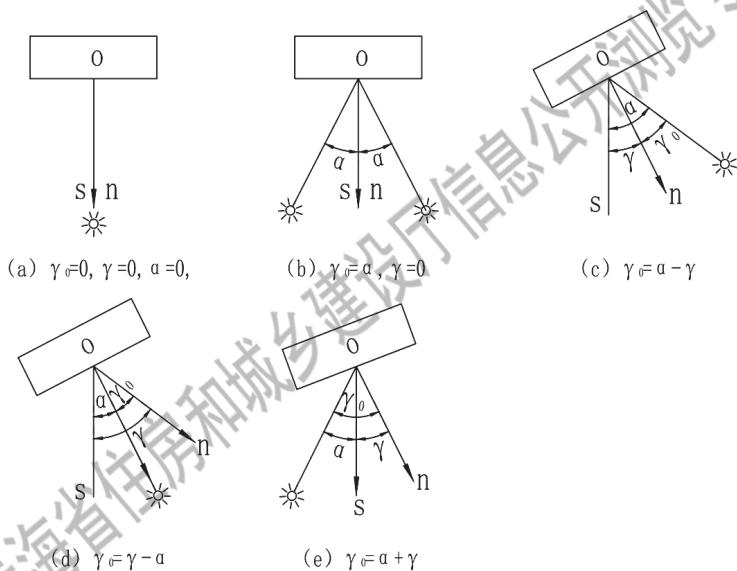


图 1 集热器朝向与太阳方位的关系

5.4.3 太阳能是不稳定热源，为提高计算准确度，实现系统的优化设计，宜利用计算软件，通过动态模拟计算，确定太阳能集热器总面积。此外，本条还规定了在采用简化计算方法时确定太阳能集热器总面积的计算公式。

3 本款规定了间接系统太阳能集热器总面积的计算方法。由

于间接系统换热器内外需保持一定的换热温差，与直接系统相比，间接系统的集热器工作温度较高，使得集热器效率稍有降低，所以确定的间接系统集热器面积要大于直接系统。其中的计算参数用公式（5.4.3—1）计算得出，和可由生产企业提供的产品样本或产品检测报告得出，则用本标准附录E给出的方法计算。

5.4.4 管网水力平衡是保证系统稳定运行，以及系统运行参数能够满足设计要求的重要前提；因此，在设计过程中，应通过水力计算，合理确定管网的布置方式及管径等关键参数；在必要时，可设置平衡阀等水力平衡装置，特别是针对规模较大的系统。

5.4.5 本条规定了单块太阳能集热器工质设计流量的计算方法。

在单块太阳能集热器工质设计流量的计算公式中，计算参数A是单块太阳能集热器的总面积，而优化系统设计流量的关键是要合理确定太阳能集热器的单位面积流量。

太阳能集热器工质的单位面积流量 g 与太阳能集热器的特性和用途有关，对应集热器本身的热性能和不同的用途，单位面积流量的取值是不同的。国外企业的普遍做法是根据其产品的不同用途——采暖、供热水或加热泳池等，委托相关的权威性检测机构给出与产品热性能相对应、在不同用途运行工况下单位面积流量的合理选值，并列入企业产品样本，供用户使用；而我国企业目前对产品优化和性能检测的认识水平还不高，大部分企业的产品都缺乏该项检测数据，因此，在表5.4.5中给出了推荐值。

5.4.6 太阳能集热系统的设计流量是影响系统热性能和安全性的主要参数，也是系统水泵或风机选型的基础数据。集热系统是由单块太阳能集热器通过串联和并联方式连接形成的若干阵列组成，而连接方式和每一阵列所包含的太阳能集热器数量、面积、太阳能集热器产品本身的热性能以瞬时效率方程、曲线表征，以及当地的太阳辐照和气象条件，则是合理选择设计流量的关键影响因素。流量过大会增加水泵或风机功耗，不利于节能；流量过小可

能导致系统过热、液体工质汽化，造成安全隐患。因此，系统设计流量应综合考虑上述因素，建立系统的热平衡方程，以太阳能集热系统的出口工质温度既符合设计要求，又不会造成液体工质汽化（其他工质过热）为目标，通过计算确定。在有逐时太阳辐照和气象数据的条件下，应采用 TRNSYS 等软件进行动态模拟计算，以提高计算准确度。

5.4.7 本条规定了太阳能集热系统中水泵、风机等关键动力设备的选型原则和方法。由于在一定系统流量下，集热器进出口两端压降是选型的重要影响参数，所以要求设计单位应依据企业提供的“集热器两端压降与质量流量的关系曲线”进行系统水力计算，该曲线应由第三方权威质检机构根据相关国家标准检测得出，从而使水泵等设备的选型更为合理。

5.4.8 本条规定是为防止选择水泵过大，提高输配效率。耗电输热比应参考国家标准《民用建筑供暖通风及空气调节设计规范》GB 50736、《青海省居住建筑节能设计标准——75% 节能》DB63/T 1626 相关要求计算。

5.4.9 本条规定了太阳能集热系统防冻设计的要求和防冻措施的选择。

2 本条给出了太阳能集热系统可采用的防冻措施类型和根据集热系统类型选择防冻措施的选择表。防冻措施包括：排空系统、排回系统、防冻液系统、循环防冻系统。严寒地区的防冻要求高，所以只能使用间接式太阳能集热系统和严格的防冻措施——排回系统和防冻液系统。

3 为保证太阳能供热采暖系统的稳定运行，当太阳辐照较差，通过太阳能集热系统的工作介质不能获取相应的有用热量，使工质温度达到设计要求时，辅助热源加热设备应启动工作；而太阳辐照较好，工质通过太阳能集热系统可以被加热到设计温度时，辅助热源加热设备应立即停止工作，以实现优先使用太阳能，提

高系统的太阳能保证率；所以，应采用定温（工质温度是否达到设计温度）自动控制，来完成太阳能集热系统和辅助热源加热设备的相互切换。

5.5 太阳能蓄热系统设计

5.5.1 本条规定了太阳能蓄热系统设计的基本规定。

2 目前太阳能供热采暖系统的蓄热方式共有5种：贮热水箱、蓄热水池、土壤埋管、卵石堆和相变材料。表5.5.1给出了与蓄热系统相对应和匹配的蓄热方式，决定该对应关系的主要因素是系统的工作介质和蓄热周期。对于同一工程，有两种以上可选蓄热方式时，应根据实际工程的投资规模和当地的地质、水文、土壤条件及使用要求，经综合经济、效益分析选择确定。

3 我省气候特点是采暖期长、晴天多，有极好的太阳辐照资源，通常情况下，采暖期间的太阳辐照会高于年平均值，因此，采用短期蓄热即可满足要求，并不需要季节蓄热，从而使系统的整体经济效益得以提高。

4 蓄热水池中的水温较高，会发生烫伤等安全隐患，不能同时用作灭火的消防用水。

5.5.2 本条规定了太阳能短期蓄热系统设计基本规定。

1 短期蓄热太阳能采暖系统的蓄热量是为满足连续阴、雨、雪天时的采暖需求，加大蓄热量会增加蓄热设备容量和集热器面积，同时增加投资，所以需要在蓄热量和设备投资之间做出权衡，选取适宜的蓄热周期。我省冬季大部分地区的连续阴、雨、雪天一般不超过一周，有些地区则可能会延长至半个月左右，但如果要求蓄热量能够完全满足全部连续阴、雨、雪天时的采暖需求，则系统设备会过于庞大，系统投资过高，所以规定短期蓄热太阳能采暖系统的蓄热量只需满足储存1d~7d太阳能集热系统得热量的要求；当地的太阳能资源好、环境气温高、工程投资高，可

取高值，否则取低值。如果投资许可，条件适宜，也不排除增加蓄热容量，延长蓄热周期，但蓄热周期应不超过15d。

2 短期蓄热液态工质太阳能供热采暖系统对应每平方米太阳能集热器采光面积的贮热水箱、水池容积与当地的太阳能资源条件、太阳能集热器的性能特性有关，本条给出的容积配比范围，是参照相关国外资料和工程实践，结合我国过去的工程经验提出；在具体取值时，当地的太阳能资源好、环境气温高、工程投资高，采暖末端设备无蓄热能力时，可取高值，否则取低值。

3 贮热水箱内的热水存在温度梯度，水箱顶部的水温高于底部水温；为提高太阳能集热系统的效率，从贮热水箱向太阳能集热系统的供水温度应较低，所以，该条供水管的接管位置应在水箱底部；根据具体工程条件，生活热水和采暖系统对供水温度的要求是不同的，也应在贮热水箱相对应适宜的温度层位置接管，以实现系统对不同温度的供热或换热需求，提高系统的总效率。

4 如果贮热水箱接管处的流速过高，会对水箱中的水造成扰动，影响水箱的水温分层，所以，水箱进出口处的流速应尽量降低；国外的部分工程经验，该处的流速远低于0.04m/s，但太低的流速会过分加大接管管径，特别对循环流量较大的系统，在具体取值时需要综合考虑权衡。本条规定的0.04m/s是最高限值，需在接管处采取措施使流速低于限值。

7 本条规定了卵石堆蓄热方式的设计原则和设计参数。

1) 放入卵石箱内的卵石应清洗干净，以免热风通过时吹起灰尘。卵石大小如果不均匀，或使用易破碎或可与水和二氧化碳起反应的石头，如石灰石、砂石、大理石、白云石等，会减小卵石之间的空隙，降低卵石箱内的空隙率，使阻力加大，影响系统效率。卵石堆的热分层可提高蓄热性能，所以，宜优先选用有热分层的垂直卵石堆；当高度受限时，只能采用水平卵石堆，但水平卵石堆无热分层。

8 本条规定了相变材料蓄热方式的设计原则和设计参数。

1) 液态工质与相变材料直接接触换热，使相变材料发生相变时，相变材料有可能与液态换热工质混合，而使本身的成分、浓度等产生变化，从而改变相变温度等关键设计参数，并影响系统的总体运行效果，所以，液态工质不能直接与相变材料接触，需通过换热器间接换热。

2) 太阳能供热采暖系统的工作温度范围与相变材料的相变温度相匹配，是相变材料蓄热系统能够运行工作的基础，需严格遵守。

5.6 太阳能供热采暖系统控制系统设计

5.6.1 本条对太阳能供热采暖系统的自动控制设计做出了基本规定。

1 太阳能供热采暖系统的热源是不稳定的太阳能，系统中又设有常规能源辅助加热设备，为保证系统的节能效益，系统运行最重要的原则是优先使用太阳能，这就需要通过相应的控制手段来实现。太阳辐照和天气条件在短时间内发生的剧烈变化，几乎不可能通过手动控制来实现调节，因此，应设置自动控制系统，保证系统的安全、稳定运行，以达到预期的节能效益。同时，规定了自动控制的功能应包括对太阳能集热系统的运行控制和安全防护控制、集热系统和辅助热源设备的工作切换控制，太阳能集热系统安全防护控制的功能应包括防冻保护和防过热保护。

3 温度传感器的测量不确定度不能太大，否则将会导致控制精度降低，进而影响系统的合理运行，因此，必须规定温度传感器应达到的测量不确定度。对工程应用来说，小于等于 0.5℃的测量不确定度已足够准确，可以满足控制精度要求。

5.6.2 本条规定了系统运行和设备工作切换的自动控制规定。

1 根据集热系统工质出口和贮热装置底部介质的温差，控制太阳能集热系统的运行循环，是最常使用的系统运行控制方式。

其依据的原理是：只有当集热系统工质出口温度高于贮热装置底部温度（贮热装置底部的工作介质通过管路被送回集热系统重新加热，该温度可视为是返回集热系统的工质温度）时，工作介质才可能在集热系统中获取有用热量，否则，说明由于太阳辐照过低，工质不能通过集热系统得到热量，如果此时系统仍然继续循环工作，则可能发生工质反而通过集热系统散热，使贮热装置内的工质温度降低。

温差循环的运行控制方式是：在集热系统工质出口和贮热装置底部分别设置温度传感器 S1 和 S2，当二者温差大于设定值（宜取 5℃~10℃）时，通过控制器启动循环泵或风机，系统运行，将热量从集热系统传输到贮热装置；当二者温差小于设定值（宜取 2~5℃）时，循环泵或风机关闭，系统停止运行。

太阳能的特点之一是其不稳定性，太阳能集热器采光面上接收的太阳辐照度随天气条件不同而发生变化，所以在投资条件许可时，提倡采用自动控制变流量运行太阳能集热系统，以提高系统稳定运行的安全性、可靠性和整体节能效益。变流量运行能够保证系统运行的安全、稳定和可靠，同时提高系统的节能效益。

太阳能集热系统变流量运行自动控制的基本措施及具体的控制方式为：根据太阳辐照条件的变化直接改变系统流量，或因太阳辐照不同引起的集热系统出口温度变化间接改变系统流量，从而实现系统的优化运行。

2 本款提出了太阳能集热系统变流量运行的具体控制方式。可以根据太阳辐照条件的变化直接改变系统流量，或因太阳辐照不同引起的温差变化间接改变系统流量，从而实现系统的优化运行。

5.6.3 本条规定了系统安全和防护控制的基本设计原则。

1 使用水作为工作介质的直接和间接式太阳能集热系统，常采用排空和排回措施，将全部工作介质排空或从安装在室外的太阳能集热系统排至设于室内的贮水箱内，以防止冻结现象发生，

所以，当水温降低到某一定值——防冻执行温度时，就应通过自动控制启动排空和排回措施，防止水温继续下降至0℃产生冻结，影响系统安全。防冻执行温度的范围通常取3℃～5℃，根据当地的气候条件和系统大小确定具体选值，气温偏低地区取高值，否则取低值。

2 贮热水箱中的水一般是直接供给供暖末端系统或热水用户的，所以，防过热措施应更严格。过热防护系统的工作思路是：当发生水箱过热时，不允许集热系统采集的热量再进入水箱，避免供给末端系统或用户的水过热，此时多余的热量由集热系统承担；集热系统安装在户外，当集热系统也发生过热时，因集热系统中的工质沸腾造成人身伤害的危险稍小，而且容易采取其他措施散热。因此，水箱防过热执行温度的设定更严格，应设在80℃以内，水箱顶部温度最高，防过热温度传感器应设置在贮热水箱顶部；而集热系统中的防过热执行温度则根据系统的常规工作压力，设定较为宽泛的范围，一般常用的范围是95℃～120℃，当介质温度超过了安全上限，可能发生危险时，用开启安全阀泄压的方式保证安全。

3 当发生系统过热安全阀必须开启时，系统中的高温水或蒸汽会通过安全阀外泄，安全阀的设置位置不当，或没有配备相应措施，有可能会危及周围人员的人身安全，必须在设计时着重考虑。例如，可将安全阀设置在已引入设备机房的系统管路上，并通过管路将外泄高温水或蒸汽排至机房地漏；安全阀只能在室外系统管路上设置时，通过管路将外泄高温水或蒸汽排至就近的雨水口等。

如果安全阀的开启压力大于与系统可耐受的最高工作温度对应的饱和蒸汽压力，系统可能会因工作压力过高受到破坏，而开启压力小于与系统可耐受的最高工作温度对应的饱和蒸汽压力，则使本来仍可正常运行的系统停止工作，所以，安全阀的开启压

力应与系统可耐受的最高工作温度对应的饱和蒸汽压力一致，既保证了系统的安全性，又保证系统的稳定正常运行。

5.7 末端供暖系统设计

5.7.1 本条规定了太阳能供热采暖系统中可以和液体工质集热器配合工作的末端供暖系统。可用于常规采暖、空调系统的末端设备、系统（低温热水地板辐射、水——空气处理设备和散热器等）均可用于太阳能供热采暖系统，需根据具体工程的条件选用。

5.7.2 本条规定了太阳能供热采暖系统中可以和空气集热器配合工作的末端供暖系统。空气集热器太阳能供热采暖系统的工质为空气，所以末端供暖系统是在常规采暖、空调系统中通常采用的热风采暖系统。部分新风加回风循环的风管送风系统中，应由太阳能提供新风部分的热负荷，从而提高系统效率，得到更好的节能效益。

5.8 辅助热源设计

5.8.1 辅助热源的选择应做到因地制宜、经济适用，应和当地使用实际能源种类相匹配，特别是要与设置太阳能供热采暖系统建筑物用于其他用途的常规能源类型和设备相匹配或相一致，比如配有管道燃气供应的建筑物，其太阳能供热采暖系统的辅助热源就不应再使用电。应特别重视城镇中工业余热的利用，以及乡镇、农村中的生物质燃料应用。

5.8.2 在不利的阴、雨、雪天气条件下，太阳能集热系统完全不能工作，所以，其他能源加热或换热设备的供热能力和供热量应能满足建筑设计采暖热负荷和热水设计小时耗热量中较大的负荷需求。

6 太阳能光伏发电系统设计

6.1 一般规定

6.1.4 为保证在建筑上安装的太阳能光伏发电系统的自身安全，以及不影响建筑物的关联功能，作此条规定。光伏组件在工作时自身温度会升高，可达70℃以上，会对围护结构保温、输配电线缆等产生不利影响，甚至存在安全隐患，因此组件供应商应给出在设计安装方式下，项目所在地的组件在太阳辐照最高等最不利工作条件下的组件背板最高工作温度，设计人员应该据此温度设计其安装方式。

6.1.5 并网光伏发电系统只有具备并网保护功能，才能保障电网和光伏系统的正常运行。确保一方如发生异常情况不至于影响另一方的正常运行。同时并网保护也是保障电力检修人员人身安全的基本要求。

6.1.6 光伏发电系统交流侧断开后，直流侧的设备仍有可能带电，因此，光伏系统直流侧应设置必要的触电警示和防止触电的安全措施。

6.1.8 晶体硅光伏组件应符合《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《地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型》GB/T 18911的有关规定。光伏组件、构件的安全性能、材料性能、色彩均匀性等应符合《光伏(PV)组件安全鉴定第1部分：结构要求》GB/T 20047.1、《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368和《建筑用光伏构件通用技术标准》JG/T 492的有关规定。光伏发电系统需要专门认证的设备主要是

光伏组件、逆变器。

6.1.9 光伏发电系统的电能质量中，谐波、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变等应符合《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337、《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 的有关规定。

6. 2 系统设备选型

6.2.1 目前常用的组件有晶硅类、薄膜类组件。晶硅类主要有单晶硅和多晶硅组件，多采用刚性结构；薄膜类主要以非晶薄膜组件为主，既可采用刚性结构，也可采用柔性结构。柔性组件即柔性太阳能电池板，相较于传统的板块状电池板，它具有质量较轻、可弯曲折叠、便于携带等优点，主要分为常规晶硅柔性组件、MWT 晶硅柔性组件以及薄膜柔性组件等。

对于轻型结构屋顶，承载能力有限时，可以选用柔性结构组件。随着双面发电组件的出现，并逐渐成熟及应用，为增加光伏发电系统效益，充分利用双面组件背面发电的特性，在光伏组件安装场地反光性能较好时，可使用双面组件，增加系统的整体发电量。

6.2.3 建筑光伏发电系统汇流箱选用智能型，可以更快、更准确地了解光伏阵列的运行信息。

6.2.4 根据应用方式逆变器分为独立光伏发电逆变器（也称为离网逆变器）和并网光伏发电逆变器。逆变器的性能直接关系到光伏系统的稳定性、可靠性和经济效益，还应满足电能转换效率高、待机电能损失小、噪声小、谐波少、寿命长、可靠性及起、停平稳等功能要求。主要有微型逆变器、组串式逆变器、集中式逆变器、

等产品类型。微型逆变器的整机防护等级应不低于 IP65。

6.2.5 常用的电化学储能电池主要包括铅酸蓄电池和锂离子电池等。铅酸蓄电池技术要求应符合《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473 的规定, 锂离子电池技术要求应符合《电力储能用锂离子电池》GB/T 36176 的规定。充电控制装置的性能影响储能装置的性能和使用寿命, 应具备本条所述基本功能。良好的控制装置能有效保护蓄电池不受过充、放电的损害, 提高蓄电池的使用寿命。

6.3 系统分类

6.3.1 建筑光伏发电系统的分类方式主要考虑以下几个方面:

1 并网光伏发电系统主要应用于当地已存在公共电网的区域, 并网光伏发电系统为用户提供电能, 不足部分由公共电网作为补充; 独立光伏发电系统一般应用于远离公共电网覆盖的区域, 如山区、牧区等边远地区, 独立光伏发电系统容量需满足用户最大电力负荷的需求。

2 电网侧并网光伏发电系统的特点是系统所产生的电能被直接输送到当地公共电网, 由公共电网向区域内电力用户供电。此种光伏发电系统一般需要建设大型光伏发电系统, 规模大、投资大、建设周期长。用户侧并网光伏发电系统的特点是系统所产生的电能由用户自己消纳, 减少后期电能的消耗费用, 且具备规模小、占地面积小、建设周期短、投资相对少等特点。

3 光伏发电系统所供电能受外界环境变化的影响较大, 如阴雨天气或夜间都会使系统供电能力降低, 不能满足用户的电力需求。因此, 对于无公共电网作为补充的独立光伏系统用户, 要满足稳定的电能供应就需设置储能装置。储能装置一般用蓄电池, 在阳光充足的时间产生的剩余电能储存在蓄电池内, 阴雨天或夜间由蓄电池放电提供所需电能。对于供电连续性要求较高用户的独立光伏发电系统, 需设置储能装置, 对于无供电连续性要求的

用户可不设储能装置。并网光伏发电系统是否设置储能装置，可根据用电负荷性质和用户要求设置。如光伏发电系统负荷仅为一般负荷，且又有当地公共电网作为补充，在这种情况下可不设置储能装置；若光伏系统负荷为供电连续性要求较高的重要设备（不包括消防设备），就应该根据重要负荷的容量设置储能装置，同时在储能装置放电为重要设备供电时，需首先切断光伏发电系统的非重要负荷。

4 只有直流负荷的光伏发电系统为直流系统。在直流系统中，由太阳电池产生的电能直接提供给负荷或经充电控制器给蓄电池充电。交流系统是指负荷均为交流设备的光伏发电系统，在此系统中，由太阳电池产生的直流电需经逆变器进行直——交流转换再提供给负荷。对于并网光伏发电系统逆变器尚需具备并网保护功能。负荷中既有交流供电设备又有直流供电设备的光伏发电系统为交直流混合系统。

5 装机容量指光伏发电系统中所采用的光伏组件的标称功率之和，也称标称容量、总容量、总功率等，计量单位是峰瓦（W_p）。本标准依据中国工程建设协会标准《太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》CECS 418：2015 中对光伏发电系统的大、中、小型系统规模进行了界定。要注意的是，建筑光伏发电系统由于安装面积及安装倾角的限制，无法与地面电站相比，光伏电站的分类标准不适用于建筑光伏发电系统。

6 在公共电网区域内的光伏发电系统，往往是并网系统，原因是光伏发电系统输出功率受制于天气等外界环境变化的影响。为了使用户得到可靠的电能供应，有必要把光伏发电系统与当地公共电网并网，当光伏发电系统输出功率不能满足用户需求时，不足部分由当地公共电网补充。反之，当光伏发电系统输出电能超出用户本身的电能需求时，超出部分电能则向公共电网逆向流入。此种并网光伏发电系统称为逆流系统。在非逆流并网光伏发

电系统中，用户本身电能需求远大于光伏发电系统本身所产生的电能，在正常情况下，光伏发电系统产生的电能不可能向公共电网送入。逆流或非逆流并网光伏发电系统均须采取并网保护措施，在并网前均需与当地电力公司协商取得一致后方能并入。

6.4 系统设计

6.4.6 同一光伏组件串中各光伏组件的电流若不保持一致，则电流偏小的组件将影响其他组件，进而使整个光伏组件串电流偏小，影响发电效率。

最佳倾角可按《光伏电站设计光伏》GB 50797 中第 6.4.3 条及条文说明计算确定，有条件时应利用专业软件进行计算。

6.4.11 电池管理系统旨在对电池的安全运行和电池运行进行优化控制。锂离子电化学储能电池管理系统应符合《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。

6.4.12 本条中， C_c — 储能蓄电池的容量计算考虑了环境温度对其容量的影响，并根据储能电池供应商提供的温度——容量关系曲线进行修正。 D — 最长无日照期间用电时数，是指独立光伏发电系统当地最大连续阴雨用电时数。如对供电要求不很严格的用电负荷，可通过调节用电需求克服恶劣天气带来的不便，设计时可适当减少自给时数，一般可以取 3d~5d 的用电时数。对于重要设施的独立光伏系统则需适当增加蓄电池容量，一般可以取 7d~14d 的用电时数。 U — 储能蓄电池的放电深度参数，由于不同厂家、不同产品的放电深度参数均不同，需要根据所选择的电池参数确定。

6.4.13 本条中， K — 综合效率系数，依据《光伏发电站设计规范》GB 50797 确定，通常光伏方阵以最佳倾角安装时，一般可取 K 值为 0.75 ~ 0.85。

6.5 系统接入

6.5.1 光伏发电系统由于接入电压等级或接入电网位置不同，对其并网要求也不相同。按照已发布的相关国家标准的要求，通过 10kV 电压等级与公共电网连接的光伏系统的并网要求较高，内容包括：有功功率、功率预测、无功功率、电压控制、低电压穿越、运行适应性、电能质量等；通过 10kV 电压等级接入用户侧，以及通过 380V 电压等级接入电网的光伏发电系统的并网要求较低，内容包括：无功功率和电压调节、启动、运行适应性、电能质量、安全与保护、通用技术要求、电能计量等。根据《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866 的要求，通过 10kV 电压等级与公共电网连接的光伏发电系统其一次、二次设计都应符合《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的要求。根据《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 的要求，通过 10kV 电压等级接入用户侧电网以及通过 380V 电压等级接入用户侧电网的光伏发电系统其一次、二次设计都应符合《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的要求。

6.5.2 光伏发电系统并网电压等级是要在接入系统方案设计中经过经济技术比较后确定。本条是根据《配电网规划设计技术导则》DL/T 5729 第 10.2.7 条规定的光伏发电系统的并网电压等级确定的。光伏发电系统的并网点，是指光伏发电系统与电网的连接点，而该电网可能是公共电网，也可能是用户电网。与公共电网的连接点既是并网点也是公共连接点。

6.5.4 全额上网指光伏发电系统所产生的电能全部逆流入公共电网，光伏发电系统发电量与用户用电量分别计量。自发自用余电上网指光伏发电系统产生的电量优先供用户用电负荷使用，剩余电量逆流入公共电网，逆流电量和用户用电量采用双向电表计量。全部自用指光伏发电系统所产生的电能全当被用户用电负荷消

耗，用电不足部分由公共电网补充，光伏发电系统没有电能逆流入公共电网。

6.6 防雷与接地

6.6.2 建筑光伏发电系统的直击雷保护宜和建筑物的防雷保护统一考虑，接闪装置应避免遮挡光伏组件。光伏组件系统可利用建筑物本身的直击雷防护措施，一般不需额外装设防雷设施。但对于改建的建筑光伏发电系统，应验证原有的防雷和接地设计是否符合设计要求，不符合时应予以改造。

6.6.3 本条规定了建筑光伏发电系统的防雷与接地的设计要求。

1~3 建筑光伏系统的外露可导电金属部件（包括光伏组件边框、光伏幕墙金属支承结构及连接件等），应与建筑物接地系统有效多点可靠连接。当任一光伏组件因损坏而被移除时，不应影响其他光伏组件及其支承结构的接地。建筑光伏发电系统直流侧不得采用不接地的等电位联结。

4 当同一并网点有多台逆变器时，应将保护接地导体接至同一接地母排上，避免保护接地导体之间存在较大的电压差而影响设备的安全、稳定运行。

6 建筑光伏系统一般共用建筑物的接地系统，且防雷接地可与工作接地、安全保护接地共用一组接地装置。共用接地装置时，接地装置的接地电阻值应按接入设备中要求的最小值确定。

6.7 电气安全

6.7.3~6.7.4 根据国家能源局《关于加强分布式光伏发电安全工作的通知（征求意见稿）》中要求安装电弧故障断路器或采用具有相应功能的组件，实现电弧智能检测和快速切断功能，所以要求设置电弧保护装置和快速关断装置。光伏发电系统的直流侧最大系统电压大于等于 80V 时，通过设置直流电弧保护可以提高光伏

发电系统建筑的安全性。电弧故障保护装置包括电弧检测器和电弧故障断路器，电弧故障保护装置可独立设置，也可与逆变器、直流汇流箱等设备组合配置，可以简化光伏发电系统，提高保护可靠性。

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

7 太阳能系统与建筑一体化设计

7.1 一般规定

7.1.1 太阳能系统与建筑结合，必须充分利用当地自然资源，包括太阳能资源和气象条件。太阳能系统的应用应将太阳能技术纳入建筑各专业设计中，综合考虑建筑、结构、给排水、暖通、电气专业的要求，保证使用的安全性和技术经济的合理性。

7.1.2 一般情况下，建筑的设计寿命是太阳能系统寿命的2倍~3倍，太阳能集热、光伏设施在构造、形式上应利于在建筑围护结构上安装，便于维护、修理、局部更换。因此建筑设计不仅要考虑地震、风荷载、雪荷载、冰雹等自然破坏因素，还应为太阳能系统的日常维护，尤其是组件的安装、维护、日常保养、更换提供必要的安全便利条件。

7.1.3 建筑设计时应考虑在安装太阳能集热、光伏设施的墙面、阳台等部位采取必要的安全防范措施，防止集热器、光伏组件损坏而掉下伤人，如设置裙房、挑檐、入口处设置雨棚或进行绿化种植使人不易靠近。

7.2 规划设计

7.2.2 不同性质和使用功能的建筑对太阳能利用的要求也不相同，不同类型的太阳能利用系统，其安装和使用效果也不相同。因此对于一个具体的建筑项目，在选择太阳能利用系统时，要对不同类型的太阳能利用系统进行综合技术经济比较，做到在满足节能、节地、节水、安全、卫生、环保等技术要求的同时，项目投入也

符合经济性要求。

7.2.3~7.2.4 此条强调建筑设计时宜体型简洁、凹凸变化少，减少建筑自身对太阳能系统安装面的日照遮挡；总体景观设计时应保证建筑物周边的树木、景观等不影响太阳能系统所需的有效日照时间。

7.2.5 规划设计时，宜选择光反射较低的光伏构件用于光伏系统，避免造成光污染。也可采取在光伏组件引起光反射污染的方位适当增加绿化、格栅、挡板等措施，遮挡、减弱光的反射。增加的绿化、格栅、挡板不应遮挡光伏电池对太阳光的接收。

7.3 建筑设计

7.3.4 本条强调了屋面设置太阳能集热器、光伏组件时应满足的要求：

1 高层建筑屋面一般都承担有消防安全疏散的功能，太阳能集热器、光伏组件、附属设施等安装的位置、占用的面积不应阻挡疏散通道，不应影响疏散通道的宽度，应保证在紧急情况下人员疏散的通畅、便捷。

4 太阳能集热器、光伏组件无论是嵌入屋面还是架空在屋面之上，其坡度宜与屋面坡度一致，以便于安装固定和保持建筑立面的美观。

6 本条是对太阳能集热器、光伏组件屋面上的基座安装要求。太阳能集热器、光伏组件安装需通过支架和基座固定在屋面上。为防止卷材防水层收头翘边，避免雨水从开口处渗入防水层下部，应按设计要求做好收头处理，卷材防水层应用压条钉固定或用密封材料封严。

7 在屋面上安装太阳能系统的支架，应选择点式的基座形式，以利于屋面排水。特别要避免与屋面排水方向垂直的条形基础。

8 太阳能系统的集热器、光伏电池需要定期清洗、维保，上人屋面的刚性面层做法能够保护屋面的防水层、保温层不会受到

破坏；非上人屋面应在集热器、光伏组件周围屋面、检修通道上部铺设刚性屋面保护层，也是为了保护屋面不造成破坏，导致渗漏水的发生。屋面宜有直接通达屋面的楼梯间，为太阳能系统设施的搬运、安装、维保、更换提供了便利的交通条件。建筑造型或有限高要求，不能设置上屋面楼梯间时，屋面应预留上人孔，上人孔的尺寸是为了满足太阳能系统的设备、组件、构件的搬运需求设定的。

9 既有建筑平屋面加装或改造太阳能系统时，基座与结构层直接连接的方式会破坏原有屋面的防水层、保温层等，且施工工艺复杂，安装后的恢复很难保证与原防水层的密闭连续性，易造成屋面的漏水。安装面积较大时，往往需要拆除整个屋面的防水层、保温层等，这种做法会导致工期的延长、投资的增大。总结工程实践经验，当屋面承载力满足时，可以采取配重基座的方式，不破坏原有屋面。配重基座应满足结构安全的需要，尤其要注意有大风地区的抗倾覆要求。配重基座应避免与屋面排水方向垂直，影响雨水的排放。

7.3.5 外墙、阳台设置太阳能集热器、光伏组件应符合下列要求：

3~4 作为阳台栏板的光伏构件应满足栏板高度、强度的要求。光伏组件背面温度较高，或电气连接损坏会引起安全事故，因此要采取必要的保护措施，避免人身直接触及光伏组件。

6 通过支架连接方式安装在外墙上的太阳能集热器、光伏组件，在结构设计时应作为墙体的附加永久荷载。对安装光伏组件而可能产生的墙体局部变形、裂缝等等，应通过构造措施予以防止；

7 安装在有外保温构造的墙体上时，其与墙面连接部位易产生热桥，应采取阻断热桥的处理措施。

7.3.6 本条规定了光伏幕墙设计应符合的要求：

4~5 光伏玻璃幕墙组件不同于普通的光伏组件。作为玻璃材

料用于建筑时，除应满足光伏组件性能要求外，还应同时满足相应安全玻璃和玻璃幕墙性能要求。

6 光伏玻璃幕墙作为建筑幕墙的一种形式，其设计应符合国家现行标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 对玻璃幕墙支承结构、材料、性能等相关规定。

8 此条是为满足布线隐蔽、安全提出的要求。不同于传统玻璃幕墙，光伏幕墙的直流电缆需要隐蔽在支承结构中。因此，支承结构设计应满足电气布线的安全、隐蔽、美观等要求。一体化的布线型腔既可以满足结构安全要求，又可以满足布线安全、隐蔽、美观的要求。

10 光伏玻璃幕墙组件的名义工作温度可达40℃以上，实际工作温度可达60℃以上。幕墙背面通风良好，可以有效降低组件的工作温度，从而减少组件效率的降低，减少火灾危险。光伏玻璃幕墙组件不建议采用直接与外墙接触的安装方式，推荐采用双层可通风的呼吸式幕墙形式或保持光伏玻璃幕墙与外墙之间有一定空隙。

7.4 结构设计

7.4.1 结构设计应符合下列一般规定

3 既有建筑结构形式和结构设计工作年限各不相同。在既有建筑上增设太阳能系统必须进行结构验算，保证结构本身的安全性。

应对既有建筑的设计资料进行调查，并对既有建筑的结构材料现状、耐久性、安全性等进行可靠性鉴定。同时将增设太阳能系统构件的重量作为新加的永久荷载效应进行结构复核验算，并确认是否对原有建筑的主体或部分主体进行结构加固，保证结构安全。

4 建筑主体结构必须具备承受太阳能系统传递的各种作用的能力。

6 进行结构设计时，不但要校核安装部位结构的强度和变形，而且需要计算支架、支撑金属件及各个连接节点的承载能力。太阳能系统构件与主体结构的连接和锚固必须牢固可靠，主体结构的承载力必须经过计算机模拟计算或实物试验予以确认，并要留有余地，防止偶然因素产生破坏。

8 建材型太阳能系统构件，应满足该类建筑材料本身的结构性能。如光伏幕墙，应至少满足普通幕墙的强度、抗风压和防热炸裂等要求，以及在木质、合成材料和金属框架上的安装要求，应符合《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 中对幕墙材料结构性能的要求；作为屋面材料使用的太阳能系统构件，应满足相应屋面材料的结构要求。

7.4.2 荷载与作用应符合下列规定：

1 重力荷载分不同情况考虑面板和支承结构自重、检修荷载、雪荷载。太阳能集热器自身的材料重量，还应考虑容水重量、支架及基础的重量；风荷载和雪荷载应按《建筑结构荷载规范》CB 50009 规定的方法确定基本风压和基本雪压，对于体形、风荷载环境比较复杂的建筑光伏工程，如无可靠的参照依据，宜通过风洞试验确定风荷载；

计算地震作用时，重力荷载值应取结构和结构配件自重标准值和各可变荷载组合值之和，各可变荷载的组合值系数，可按《建筑抗震设计规范》GB 50011 的规定采用。

安装在建筑屋面等部位的太阳能系统构件主要受风荷载作用，抗风设计是主要考虑的因素。但由于地震是动力作用，对连接节点会产生较大影响，使其发生震害甚至造成构件脱落，故除计算地震作用外，还必须加强构造措施。

2 墙角、凹口、山墙、屋檐、屋面坡度大于 10° 的屋脊等部位，风压大，变化复杂，在这些部位安装太阳能系统，对抗风压性能要求较高，因此系统宜安装在风压较小的部位，如屋顶中央

等。在坡屋面上安装时，宜采用与屋面平行的方式，减小风荷载的作用。

7.4.3 设计与计算应符合下列规定：

1 太阳能系统组件与建筑的结合，结构安全性涉及两方面：一是组件本身的结构安全，如高层建筑屋顶的风荷载较地面大很多，普通的太阳能系统组件的强度能否承受，受风变形时是否会影响到太阳能系统的正常工作等。二是固定组件的连接方式的安全性。组件的安装固定需对连接件固定点进行相应的结构计算，充分考虑在使用期内的多种最不利情况。

7.4.4 结构构造设计要点应符合下列规定：

1 大多数情况下支架基座比较容易满足稳定性要求（抗滑移、抗倾覆）；但在风荷载较大的地区，支架基座的稳定性对结构安全起控制作用，必须经过验算来保证。

3 轻质填充墙承载力和变形能力低，不应作为集热器和贮水箱的支承结构，同样其平面外承载能力低，难以直接进行连接，所以宜增设钢筋混凝土结构或钢结构的连接构件，通过连接构件将新增荷载传递至主体结构，以确保结构安全。

4 应重视预埋件的设计和施工。由于太阳能系统安装在室外，各地区气候条件及安装技术水平不同，因此，须对结构构件和连接件的最小截面予以限制，型钢（钢管、槽钢、扁钢）的最小厚度宜大于等于 3mm；圆钢直径宜大于等于 10mm；焊接角钢宜大于等于 L45×4 或 L56×36×4，螺栓连接用角钢宜大于等于 L50×5。同时必须对金属材料做防锈、防腐蚀处理以确保安全。连接件与主体结构的锚固承载力应大于连接件本身的承载力，在任何情况下均不允许发生锚固破坏。采用锚栓连接时，应有可靠的防松动、防滑移的措施；采用挂接或插接时，应有可靠的防脱落、防滑移的措施。为防止主体结构水平位移损坏太阳能系统，连接件必须有一定的适应位移的能力，使系统与主体结构之间有伸缩

活动的余地。

5 当土建施工中未设预埋件、预埋件漏放或偏离设计位置较远、在既有建筑无预埋件时，往往要使用后锚固螺栓进行连接。采用后锚固螺栓（机械膨胀螺栓或化学锚栓）时，应采取多种措施，保证连接的可靠性及安全性。在地震设防区使用金属锚栓时，应符合《混凝土用膨胀型、扩孔型建筑锚栓》JG 160 相关抗震专项性能试验要求；在抗震设防区使用的化学锚栓，应符合《混凝土结构加固设计规范》GB 50367 中相关适用于开裂混凝土的定型化学锚栓的技术要求。

7.5 给水排水设计

7.5.1 本条主要强调了太阳能热水系统管线布置的原则。

在新建建筑与既有建筑中，太阳能与建筑相结合时，供热水系统中应注重考虑管线布置的问题。管道暗设一是适应建筑装修的要求；二是塑料热水管材材质较脆，怕撞击、怕紫外线照射，且刚度（硬度）较差，不宜明装，外径大于等于 32mm 的塑料热水管可设在管井或吊顶内。管道井的断面尺寸应满足管道安装、检修所需空间的要求。

7.5.2 集热器总面积是根据公式计算出来的，但是在实际工程中由于建筑所能提供摆放集热器的面积有限，无法满足集热器计算面积的要求，因此最终太阳能集热器的面积要各专业相互配合来确定。

7.5.3 本条规定系统的太阳能集热器、支架等部件无论安装在建筑物的哪个部位，都不得影响建筑外观和使用功能。本条强调了太阳能热水系统与建筑的整体性设计，有利于建筑美观，也有利于在建筑工程设计中建筑和给排水专业的相互协调。

7.6 供热与通风设计

7.6.1 太阳能供热与通风系统与建筑结合是把太阳能供热与通风系

统纳入建筑设计当中来统一设计，因此太阳能供热与通风系统设计中无论系统设置、还是设备管路、管道、附件都应符合相关国家现行标准的规定。

7.6.2 ~ 7.6.3 由于部分情况下太阳能集热器摆放所需的面积较大，建筑空间不容易满足，同时考虑太阳能的不稳定性、尽可能地利用太阳能，在选择热媒温度时，尽量选用下限温度。

7.6.4 太阳能供热与通风系统的设备、管道等的设置对建筑的一体化结合影响较大，应统筹考虑。

7.6.5 设置水泵、风机等振动设备的机房是产生噪声和振动的地方，是噪声和振动的发源处，其位置应尽量不靠近有较高防振动和消声要求的房间。为了防止对相邻房间和周围环境的干扰，本条规定了噪声源位置在靠近有较高隔振和消声要求的房间时，必须采取有效措施。为了防止机房内噪声源通过空气传声和固体传声对周围环境的影响，设计中应首先考虑采取把声源和振源控制在局部范围内的隔声与隔振措施，如采用实心墙体、密封门窗、堵塞孔洞和设置隔振器等，这样做仍达不到要求时，再辅以降低声源噪声的吸声措施。大量实践证明，这样做是简单易行、经济合理的。

对露天布置的采暖、通风其附属设备如水力模块、热泵、风机等，其噪声达不到环境噪声标准要求时，应采取有效的降噪措施。

水泵、热泵等设备运行过程中产生的强烈振动，如不予以妥善处理，将会对工艺设备、精密仪器等工作造成影响，并且有害于人体健康，严重时，还会危及建筑物的安全。

因此，本条规定是为了降低和减少设备周围房间及空间的影响，按《建筑环境通用规范》GB 55016、《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 或《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 中相关规定执行。

7.6.6 管道本身会由于液体或气体的流动而产生振动，当与墙壁硬

接触时，会产生固体传声，因此应使之与弹性材料接触，同时也为防止噪声通过孔洞缝隙泄露出去而影响相邻房间及周围环境。

7.7 电气设计

7.7.1 本条规定适用于需集中布置逆变器、配电柜的大中型光伏发电系统。

7.7.2 配电装置和控制柜的布置应满足《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的相关规定。

7.7.5 既有建筑中增设光伏发电系统时，原有电缆通道预留空间不足，需新增电缆通道时，应对既有建筑的结构安全、电气安全距离等进行验算，必要时进行改造。

7.7.6 系统有关低压线路保护应符合《低压配电设计规范》GB 50054 的规定。过载保护、短路故障和接地故障保护是交流电动机必须设置的保护。

8 安装与调试

8.1 一般规定

8.1.1 安装与调试应符合下列规定

本条规定太阳能系统施工安装前应具备的条件，并应先设计后安装，禁止无设计而盲目施工。

8.1.2 太阳能系统的安装一般在土建工程完工后进行，而土建工程施工多由土建施工单位完成，为此太阳能系统安装前应对土建工程进行成品保护。

8.3 太阳能热水系统安装与调试

8.3.1 太阳能热水系统安装应符合下列规定：

1 太阳能集热器安装应符合下列要求：

2) 不同生产企业生产的集热器不同，集热器与集热器之间的连接方式也不同。故应按设计规定的方式连接，以防止连接方式不当出现漏水。

3) 本条强调检漏试验和保温的施工工序，应先进行检查漏水试验，后进行保温，并应保证保温质量。

2 贮热水箱安装应符合下列要求：

1) 贮热水箱的体积大、重量大，其基础承重及定位均是经过计算确定的，必须按设计定位安装在基座上。为了确保安全，防止滑脱，本条强调贮水箱安装位置应正确，并与基座固定牢靠。

3 辅助热源及其加热设备安装应符合以下条件：

1) 本款要求辅助热源及辅助加热设备的型号、规格及其参

数、安装位置均应符合设计要求。

2)《建筑工程施工质量验收规范》GB 50303 中规定了电加热器的安装要求。本条引用了该标准。

3)《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 规定额定工作压力不大于 1.25MPa、热水温度不超过 130℃ 的整装蒸汽和热水锅炉及辅助设备的安装，以及直接加热和热交换器及辅助设备的安装。本条引用了该标准。

8 水压试验与冲洗应符合下列要求：

1) 太阳能热水系统安装完毕后，在设备和管路保温之前，应进行水压试验是为了防止系统漏水。

2) 本条规定了管路和设备的检漏试验要求。对于各种管路和承压设备，试验压力应符合设计要求。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，应按《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关要求进行。

3) 水压试验时采取防冻措施是为防止系统结冰冻裂。

4) 水压试验合格后应对系统进行冲水，本条提出了冲洗方法和要求。

8.3.2 太阳能热水系统调试应符合下列规定：

1 太阳能热水系统中的组件大多数是在施工现场组装的，其性能均有可能被改变，为了保证太阳能热水系统安全可靠、性能稳定，太阳能热水系统安装完毕投入使用前，必须由专业人员进行系统调试，使各项功能符合设计要求。

4 设备单机或部件调试完成后再进行系统联动调试。本条规定了设备单机或部件调试的内容、调试方法。

8.4 太阳能供热采暖系统安装与调试

8.4.1 太阳能集热系统安装应符合下列要求：

1 太阳能集热器的安装方位和安装倾角对采光面上可以接收

到的太阳辐射有很大影响，进而影响系统的运行效果，因此，应保证按设计要求的方位和倾角进行安装；推荐使用罗盘仪确定方位，罗盘仪操作方便，是简便易行的定位工具。

2 太阳能集热器的种类繁多，不同企业产品设计的相互连接方式以及真空管与联箱的密封方式有较大差别，所以，在本条规定中予以强调，要求按具体产品所设计的连接和密封方式安装，并严格按产品说明书进行具体操作。

3 本条对集热器支架提出要求。根据集热器所安装地区的气候特点，支架的强度、抗风能力、防腐处理和热补偿措施等应符合设计要求，部分指标在设计未作规定时，则应符合国家现行标准的要求。

6 本条规定了系统管道的水压试验压力取值。一般情况下，设计会提出系统的工作压力要求，此时，可按《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 规定，取 1.5 倍的工作压力作为水压试验压力；而对设计未注明的情况，则分不同系统提出了要求。开式太阳能集热系统虽然可以看作无压系统，但为了保证系统不因突发的压力波动造成漏水或损坏，仍要求以系统顶点工作压力加 0.1MPa 做水压试验；闭式太阳能集热系统和采暖系统均为有压力系统，所以应按《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定进行水压试验。

8.4.2 太阳能蓄热系统安装应符合下列规定

1 贮热水箱内贮存的是热水，设计时会根据贮水温度提出对材质、规格的要求，因此，要求施工单位在采购或现场制作安装时，应严格遵照设计要求。钢板焊接的贮热水箱容易被腐蚀，所以，特别强调按设计要求对水箱内外壁的防腐处理，为确保人身健康，要求内壁防腐涂料应卫生、无毒，能长期耐受所贮存热水的最高温度。

4 本条规定了蓄热水池现场施工制作时的要求，以保证水池

质量和施工安全。

1) 蓄热水池施工时,除按设计规定,满足系统的承压和承受土壤等荷载的要求外,还应在施工过程中,严格遵守施工程序,防止因土壤等荷载造成安全事故。

2) 应严格按照设计要求和相关标准规定的施工工法,进行蓄热水池的防渗漏施工,保证水池的防渗漏性能质量。

5 管道的施工安装在《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242、《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 中已有详细的规定,严格执行即可。

8.4.5 太阳能供热采暖系统调试应符合下列要求

1 本条规定了系统调试需要包括的项目和连续试运行的天数,以使工程能达到预期效果。

2 本条规定了太阳能供热采暖工程系统设备单机、部件调试和系统联合调试的执行顺序,应首先进行设备单机和部件的调试和试运转,设备单机、部件调试合格后才能进行系统联合调试。

3 本条规定了设备单机、部件调试应包括的内容,为系统联合调试做好准备。

5 为使工程达到预期效果,本条规定了系统联合调试的原则,以及调试结果与系统设计值之间的容许偏差。

系统联合调试时的运行工况应与设计工况尽可能接近,这样得出的调试结果才能更真实地反映系统运行效果。但太阳能是不稳定热源,不同季节、天气的辐照变化很大;考虑到系统建设实际工期等影响因素,工程验收前的系统联合调试条件可能会发生与设计工况关联的气象条件不相吻合的情况;由于外部条件导致系统联合调试时的运行工况与设计工况不同时,可依据实际工况的调试数据,计算得出设计工况下的对应参数,并判定是否符合容许偏差。

额定工况是指太阳能集热系统在系统流量或风量等于系统的

设计流量或风量的条件下工作。针对短期蓄热和季节蓄热系统，太阳能集热系统额定工况对应的太阳辐照和气温条件不相同，其具体参数如下：

短期蓄热系统：日太阳辐照量接近于当地纬度倾角平面 12 月的月平均日太阳辐照量，日平均室外温度接近于当地 12 月的月平均环境温度；

季节蓄热系统：日太阳辐照量接近于当地纬度倾角平面的年平均日太阳辐照量，日平均室外温度接近于当地的年平均环境温度；通常情况下以 3 月、9 月（春分、秋分节气所在月）的条件最为接近。

1) 《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243 对供热采暖系统的流量、供水温度等参数的联合调试结果与系统设计值之间的容许偏差有详细规定，应严格执行，以保证系统投入使用后能正常运行。

3) 本条规定了系统调试时，太阳能集热系统工质进出口温差的要求。

集热系统进出口工质的设计温差（ $\triangle t$ ）可用下式计算得出：

$$\triangle t = \frac{Q_f}{\rho c G} \quad (1)$$

式中： Q_f —— 太阳能集热系统设计负荷（W）；

f —— 系统的设计太阳能保证（%）；

c —— 系统工质的比热容 [J/(kg·°C)]，热水取 4187J/(kg·°C)；

ρ —— 系统工质密度 (kg/L)；

G —— 系统设计流 (L/s)。

8.5 太阳能光伏发电系统安装与调试

8.5.1 太阳能光伏发电系统安装应符合下列规定

2 光伏组件的接线是一项带电操作的工作，在雨雪天气中由

于环境潮湿，人体接触电阻变小，极易造成人身触电事故，所以规定在雨雪天气中不得进行此项工作。

3 安装前，应检查汇流箱的防护等级，元器件的品牌和型号是否符合设计图纸要求。在运输、保管过程中，箱内元器件及接线有可能损坏或松动，应进行检查。汇流箱在进行电缆接引时，如果光伏组件串已经连接完毕，那么在光伏组件串两端就会产生直流高电压，而逆变器侧如果没有断开点，其他已经引接好的光伏组件串电流可能会从逆变器侧逆流到汇流箱内，很容易对人身和设备造成伤害。所以在汇流箱的光伏组件串电缆引接前，需确保没有电压，确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

4 建筑光伏发电系统可能会在不同区域安装不同规格、型号的逆变器，要求在逆变器安装前按照图纸进行复核，以免安装位置出现错误，造成不必要的返工。单列柜与接地扁钢之间至少应选取两点进行连接，以做到重复接地，保证系统接地的可靠性。本条对逆变器安装使用的环境提出了相应的要求，这对保证安装质量和设备安全是必要的（如为了防止设备受潮，提出安装地点的屋面、楼板等不得有渗漏现象）。逆变器交流侧电缆接引至升压变压器低压侧或直接接入电网后，不便于电缆绝缘和相序的校验，直流侧电缆的极性和绝缘同样非常重要，故在接引前应仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性，并做好施工记录。逆变器的直流侧电缆连接时，部分光伏组件串已经串接完毕，此时会产生很高的直流开路电压。为保证人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认逆变器直流侧前端有明显的断开点，并做好安全防护措施。

8.5.2 太阳能光伏发电系统调试应符合下列规定

2 安装工作是设备和系统调试的前一道工序，因此在设备和系统调试前，应完成安装工作并通过验收。

3 光伏组件串在串接过程中，可能会出现插接头反装，因而

导致光伏组件串的极性反接现象，在测试过程中，应对此项进行认真检测。相同规格型号的光伏组件串安装完毕后，在相同测试条件下，其电压、电流偏差不应太大，若电压超出正文规定数值时，应对光伏组件串内的光伏组件进行检查，必要时可对组件进行更换调整。

4 本条规定了逆变器在投入运行之后，投、退汇流箱的顺序，主要是为防止带负荷拉闸。

9 工程质量验收

9.2 太阳能热水系统子分部工程验收

9.2.1 太阳能热水系统子分部工程验收应符合下列规定

1 太阳能热水系统的安装受多种条件制约，因此，本条提出了分项工程验收可根据工程施工特点分期进行，但强调对于影响工程安全和系统性能的工序必须在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工。

9.2.2 子分项工程验收

2 太阳能热水系统中的隐蔽工程一旦在隐蔽后出现问题，需要返工的涉及面广、施工难度和经济损失大，因此，在隐蔽前应经监理单位进行验收并形成文件。

3 本条规定了在太阳能热水系统土建工程验收前，应完成现场验收的隐蔽项目内容。进行现场验收时按设计要求和规定的质量标准进行检验，并填写中间验收记录表。

4 为保证工程质量和达到工程的预期效果，本条规定了对太阳能热水系统工程进行检验和检测的主要内容。

9.2.3 竣工验收

3 目前随着工程量的越来越多，对工程质量监督管理亟需加强，尤其是在工程的验收环节；因此规定了竣工验收应提交的资料，以明确责任。

9.3 太阳能供热系统子分部工程验收

9.3.1 太阳能供热系统子分部工程验收应符合下列规定

1 本条根据太阳能供热采暖工程的特点和需要，明确规定在系统安装完毕投入使用前，应进行系统调试。系统调试是使系统功能正常发挥的调整过程，也是对工程质量进行检验的过程。根据调研，凡施工结束进行系统调试的项目，效果较好，发现问题可进行改进；未做系统调试的工程，往往存在质量问题，使用效果不好，而且互相推诿，不予解决，影响工程效能的发挥；所以，作出本条规定，以严格施工管理。一般情况下，系统调试应在竣工验收阶段进行；不具备使用条件，是指气候条件等不合适时，比如，竣工时间在夏季，不利于进行冬季采暖工况调试等，但延期进行调试需经建设单位同意。

2 本条为《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 的规定要求，在此提出予以强调。

3 太阳能供热采暖系统的施工受多种条件制约，因此，本条提出了分项工程验收可根据工程施工特点分期进行，但强调对于影响工程安全和系统性能的工序，应在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工。

5 本条参照了国家现行相关标准对常规暖通空调工程质量保修期限的规定。太阳能供热采暖工程比常规暖通空调工程更加复杂，技术要求更多，因此，对施工质量的保修期限应至少与常规暖通空调工程相同，负担的责任方也应相同。

9.3.2 工程验收

1 本条划分了太阳能供热采暖工程的子分部、子分项工程，以及子分项工程所包括的基本施工安装工序和项目，子分项工程验收应涵盖这些基本施工安装工序和项目。

2 太阳能供热采暖系统中的隐蔽工程，一旦在隐蔽后出现问题，需要返工的涉及面广、施工难度和经济损失大，因此，须在隐蔽前经监理人员验收及认可签证，以明确界定出现问题后的责任。

3 本条规定了在太阳能供热采暖系统的土建工程验收前，应完成现场验收的隐蔽项目内容。进行现场验收时，应按设计要求和规定的质量标准进行检验，并填写中间验收记录表。

4 本条规定了太阳能集热器的安装方位角和倾角的容许安装误差。检验安装方位角时，应先使用罗盘仪确定正南向，再使用经纬仪测量出方位角。检验安装倾角时，可使用量角器测量。

5 太阳能供热采暖工程的节能效果取决于其系统的热工性能，热工性能检验测试方法应符合《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 第 4.2 节中进行短期测试时的规定。其中，短期测试的时间不应少于 4d，且测试期间的日太阳辐照量分布应符合表 1 的要求。

表 1 太阳能供热采暖系统热工性能检测的日太阳辐照量分布 [MJ/ (m² • d)]

测试时间	第 1 天	第 2 天	第 3 天	第 4 天
该测试时间的日太阳辐照量	$H < 8$	$8 \leq H < 12$	$12 \leq H < 16$	$H \geq 16$

9.4 太阳能光伏发电系统子分部工程验收

9.4.1 太阳能光伏发电系统子分部工程验收应符合下列规定

本条规定了太阳能光伏发电系统工程验收的程序。《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 对系统的各部件、系统整体验收等分项验收的内容，做了详细的规定，应遵照执行。

9.4.2 本条划分了太阳能光伏发电系统工程的分部、分项工程，以及分项工程所包括的基本施工安装工序和项目，分项工程验收应涵盖这些基本施工安装工序和项目。

10 运行维护与效益评估

10.1 运行维护与效益评估应符合下列规定

10.1.1 本条强调了需要由施工单位和产品厂家对物业或建设单位的相关人员进行交底培训，并把相关操作方法编制成册。

10.1.4 本条规定了对太阳能光热系统应进行每天巡查，巡查范围包括集热器、热泵、水箱、循环泵、管道阀门、水位探头、水温探头、控制面板等；巡查内容包括设备是否完好、管道是否通畅、设备运行声音是否正常、循环是否正常等。同时做好用户使用情况的巡查工作，保证用户用热正常运行。

10.1.5 系统运行异常时，如遇到停水、停电或重大系统维修造成系统运行中断，应提前书面通知用户、管理部门及厂家。运行维护人员要保持与厂家及用户的沟通和联系，做好相关信息的反馈工作。

10.1.6 本条强调了需要对集热器的安装和固定进行定期检查，避免因集热器损坏对人造成伤害。

10.1.7 本条强调了需要对防雷设施进行定期检查。

10.1.8 严寒地区应在采暖季前，对太阳能光热系统防冻设施进行检查。

10.2 太阳能光热系统运行与维护

10.2.1 集热系统的运行与维护应符合下列规定：

1 本条是对太阳能集热器的运行要求。

1) 太阳能热水系统在安装完成后，经常无法立即投入使用，

长期空晒和闷晒会对吸热涂层、密封材料、保温层及相关部件的性能产生影响。因此对于安装后在 15 天内不能投入运行的太阳能系统应采取相应的防护措施；

2 对于使用水作为传热工质的系统，集热器防冻可以采用集热器排空、管道防冻循环以及安装电伴热带等方式解决。

2 本条是对太阳能集热器的维护要求。

1 太阳能集热器的清扫或冲洗可半年至一年一次，先用肥皂水或洗衣粉水擦洗然后用清水冲刷；

2 检查真空管集热器是否发生泄漏，可转动真空管，如果漏水说明密封硅胶圈已老化，应在清晨或傍晚或阴雨天进行更换；

3 系统上水应待系统正常运行后，在夜间或清晨上水运行。

10.2.2 储热系统的运行与维护应符合下列规定：

5 对于水质硬易结水垢地区，长时间使用后会影响水质和系统运行，可根据具体情况每半年至一年清洗一次。

10.2.3 管路系统的运行与维护应符合下列规定：

3 为了使水泵能安全、正常地运行，除了要做好启动前、启动以及运行中的检查工作，保证水泵有良好的工作状态，发现问题及时解决，出现故障及时排除外，还需要定期做好维护保养工作，对此加以强调。

10.2.4 控制系统的运行与维护应符合下列规定：

1 本条是对控制系统的安装运行要求。

2 采取措施防止进水影响探头的使用寿命，并做好探头的保温工作；

3 控制柜应安放于符合标准要求的场所，包括温度、湿度、信号干扰等；

5 应避免与磁性物体接触，以免产生干扰。

2 本条是对温度传感器的维护要求。

1 因为强烈的外部冲击很容易使绕有热电阻丝的支架变

形，从而导致电阻丝断裂；

2) 如果套管的密封受到破坏，被测介质中的有害气体或液体就会直接与热电阻接触，造成热电阻的腐蚀，从而造成热电阻传感器的损坏或准确度下降。

3 本条是对控制系统的维护要求。

2) 为保证执行元件有效，必须对控制系统中的接触器、断路器、继电器等执行元件及时地维护保养，以使它们处于可靠状态，如果电压过高、负载过大将会造成某些元器件的损坏或烧毁；

3) 如果微机控制系统的供电电源发生故障，则系统将无法工作；

4) 有些微机控制系统在启动微机之后实行控制之前，必须将控制参数的设定值通过键盘送入计算机，计算机才能进入控制状态。如果没有将控制参数的设定值送入计算机，微机控制系统将一直处于等待状态。如果发现运行参数发生失控时，应首先检查送入计算机的控制参数的设定值是否有误。

4 电子元器件，如电阻、电容等对温度变化有一定敏感性。它们的参数值往往随着温度的变化而稍有变化。

10.2.5 末端供暖系统的运行与维护应符合下列规定：

1 本条对末端供暖系统的运行做出了基本规定：

1) 以水为工质的末端供暖系统，充分排气可防止因积气导致循环不畅。检查过滤器以防止杂物对流动的影响；

3) 末端系统热态调节，是提高供暖质量，实现节能的一个重要手段。

2 本条对末端供暖系统的维护做出了基本规定：

1) 以水为工质的末端供暖系统，充水保护是为了防止散热器、管道等的氧腐蚀、低温热水地板辐射系统加热管干裂，缩短系统使用寿命。排水、泄压是防止低温造成管道、设备冻结，造成破坏或缩短使用寿命。

10.2.6 辅助加热系统的运行与维护应符合下列规定：

2 本条是对辅助电加热器的维护要求，辅助电加热器一般由太阳能生产商安装或提供，维护方法可查询产品安装手册。

1) 检查加热元件是否有裂缝或出现松动，检查元件的导电能力；

2) 水垢会影响加热元件的寿命，降低元件与水之间的热交换能力，导致元件过热或烧毁。松散的粉状水垢可用钢丝刷清除，硬的水垢可用化学药水清除，清除后需进行中和。每半年进行一次详细的维护检查，拆除并清洗电加热器；

4 辅助锅炉一般由锅炉生产商安装或提供，维护方法可查询对应锅炉产品安装手册。

6 本条是对辅助空气源热泵的维护要求，辅助空气源热泵一般由热泵生产商安装或提供，维护方法可查询对应热泵产品安装手册。

1) 水垢的清理可通过清理热泵进水端的过滤器中的过滤网等方法进行；

2) 若空气源热泵长时间不用，应将机组管路中的水排出；

3) 使用万用表检查压缩机绕组电阻，使用兆欧表检查压缩机对地绝缘电阻；

10.2.7 本条是对防冻措施的维护要求。

1 太阳能热水系统的集热器和部分管道为室外安装，青海地区冬季气温较低，为了保证太阳能热水系统冬季运行安全，每年进入冬季之前，应对系统各项防冻措施进行验证和检查。

2 在太阳能系统冬季长期不使用时，依靠人力进行干预，可以大大降低太阳能系统结冻的风险。

3 加强防范、消除隐患是解决太阳能系统冬季防冻问题的重要措施。

4 制定冬季紧急情况处理预案，可以在出现结冻危险时快速

有效应对，以确保系统运行安全，减少因系统结冻造成的损失。

10.3 太阳能光伏发电系统运行与维护

10.3.2 光伏方阵运行与维护应符合下列规定

3 当光伏组件出现玻璃破碎、背板灼焦及明显的颜色变化时表明组件已经损坏，会严重降低系统的发电量，且存在不安全因素；其中光伏组件明显的颜色变化主要指封装材料脱层、光伏组件中进入水汽等现象。

4 光伏组件是整个系统的发电部件，光伏方阵遮挡会严重影响光伏系统的发电效率，因此要定期检查遮挡情况，并及时处理。

10.4 工程效益评估

10.4.1 工程效益评估应符合下列规定

1 本条建议对于设置太阳能集中集热——集中供热水系统的大型公共建筑进行效益分析；太阳能供热采暖工程设计阶段应进行效益分析，设计文件应包括效益分析计算书。

2 本条建议有条件的工程，宜进行系统能耗的定期检测或长期监测，以评价工程的实际运行效益。

10.4.2 效益分析应符合下列规定

2 本条规定了太阳能供热采暖系统工程设计阶段工程效益分析应给出的参数，以及所使用的计算公式——本标准附录 F 中给出的公式。

10.4.3 效益评价应符合下列规定

为使太阳能集热系统得热量的检测更为规范、合理，除遵循《可再生能源建筑工程评价标准》GB/T 50801 的规定外，本标准还对检测集热系统进出口温度的测点位置作出如下规定：直接系统应设置在贮热水箱的出入口；间接系统应设置在换热器的出入口。各类系统的具体测点位置可按下图 2~图 4 设置。

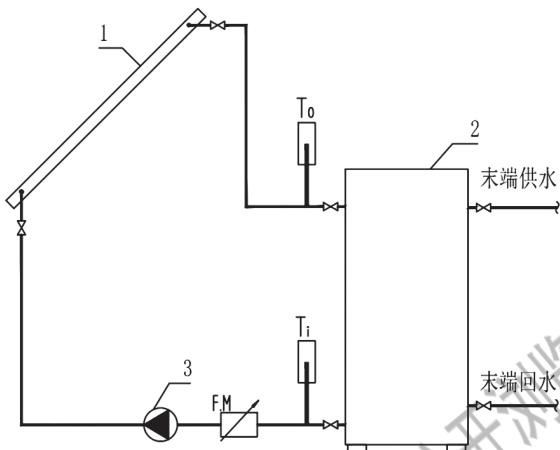


图 2 直接式太阳能集热系统得热量检测的温度测点位置

1——太阳能集热器；2——蓄热水箱；3——集热循环泵；
 T_i ——集热回水温度； T_0 ——集热供水温度；FM——集热系统水流量。

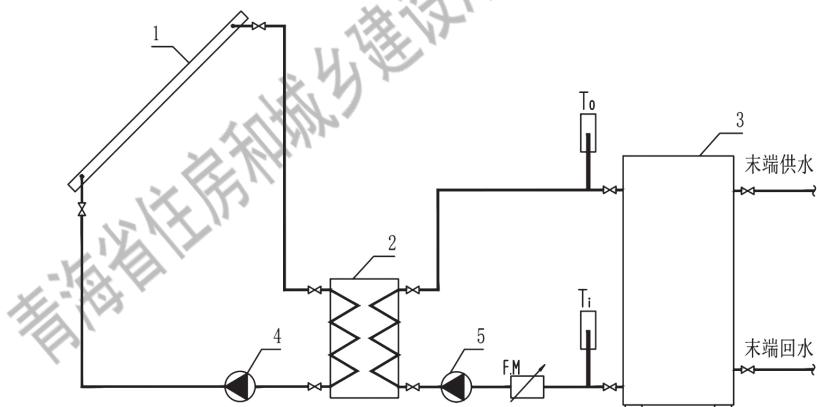


图 3 间接式太阳能集热系统（外置换热器）得热量检测的温度测点位置

1——太阳能集热器；2——板式换热器；3——蓄热水箱；
 4——集热一次循环泵；5——集热二次循环泵；
 T_i ——集热回水温度； T_0 ——集热供水温度；FM——集热系统水流量。

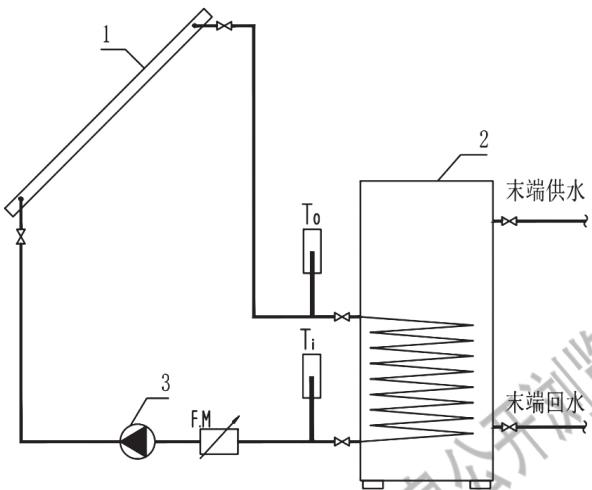


图 4 间接式太阳能集热系统（内置换热器）得热量检测的温度测点位置

1——太阳能集热器；2——蓄热水箱；3——集热循环泵；
 T_i ——集热回水温度； T_o ——集热供水温度；FM——集热系统水流量。

附录 A 青海省各区县经纬度、海拔、 光伏最佳倾角参考值

本表数据来源于 PvSyst6.7.7 中自带的 NASA 和 METEONORM 数据库。目前行业内比较常见的来源是《光伏发电站设计规范》GB 50797 附录 B、美国家航空航天局 NASA 数据、METEONORM 气象软件、中国国家气象局数据、项目现场已有光伏电站观测站数据等。目前国内用得比较多的是 NASA 和 METEONORM 两个数据库。

NASA 气象数据库：通过卫星等手段得到大气层顶的辐射，然后再通过云层分布图、臭氧层分布图、悬浮颗粒物分布等数据，通过建模和运算得到地表水平面总辐射数据。因为有计算机建模和运算，因此可靠度及精确性与实际情况有点偏差。对于西北的开阔、干旱地区，云量、雪量、水体均较少，并且空气质量相对较好，因此地面辐射测量值与 NASA 数据库的值相差不大。而对于中东部地区，云量较大，某些区域有水体、降雪和高山的影响，因此地面辐射与 NASA 数据库值的差距比较大。

METEONORM 气象数据库：数据来源于 Global Energy Balance Archive、世界气象组织 WMO/OMM 和瑞士气象局等机构，包含有全球 7750 个气象站的辐射数据，我国 98 个气象辐射观测站中的大部分均被该软件的数据库收录。另外该软件还提供其他无气象辐射观测资料的任意地点的通过插值等方法获得的多年平均各月的辐射量。

总体来说，NASA 较 METEONORM 数据偏高 10% 以上，并且与实际项目运行数据对比来看，METEONORM 数据与实际的发

电数据较为吻合。

NASA 和 METEONORM 两个数据库数据存在一定的差异，建议取二者的平均值作为参考。

青海省住房和城乡建设厅信息公开浏览专用

附录 C 太阳能集热器平均集热效率计算方法

C.0.1 本条强调太阳能集热器的集热效率应根据选用产品的实际测试效率方程计算得出。因为不同企业生产的产品热性能差别很大，如果不按具体产品的测试方程选取效率，将会直接影响系统的正常工作和预期效益。

太阳能集热器实测的效率方程可根据实测参数拟合为一次方程或二次方程，无论是一次还是二次方程，均可用于设计计算。

《平板型太阳能集热器》GB/T 6424、《真空管型太阳能集热器》GB/T 17581 对合格产品基于采光面积效率方程中相关参数（一次方程中的 η_0 和 U）应达到的要求作出了规定。平板型集热器： $\eta_0 \geq 0.72$ ， $U \leq 6.0\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ；无反射器真空管集热器： $\eta_0 \geq 0.62$ ， $U \leq 2.5\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ 。

C.0.2 在我省大部分地区，基本上可以用 12 月的气象条件代表冬季气候的平均水平，所以，短期蓄热太阳能供热采暖系统的设计选用 12 月的平均气象参数进行计算。

C.0.3 通常情况下，季节蓄热太阳能供热采暖系统是贮存全年收集的太阳能用于采暖，所以其系统设计是选用全年的平均气象参数进行计算。

附录 D 太阳能集热系统管路、 水箱热损失率计算方法

D.0.1 本条给出了管路、水箱热损失率 (η_L) 的推荐取值范围, 计算时应按当地的气象、太阳能资源条件合理取值; 12月和全年的环境温度较低, 太阳辐照较差的地区应取较高值, 反之可取较低值。

D.0.2 本条给出了需要准确计算的方法原则, 即按本标准附录第 D.0.3 条 ~ 第 D.0.5 条给出的公式迭代计算。具体迭代计算的步骤是:

- 1) 按第 D.0.1 条给出的推荐范围选取 η_L 的初始值;
- 2) 利用本标准第 5.4.3 条中公式计算太阳能集热器总面积;
- 3) 根据实际工程要求进行系统设计, 确定管路长度、尺寸、水箱容积等;
- 4) 利用本标准附录第 D.0.3 条 ~ 第 D.0.5 条给出的公式, 根据系统设计和设备选型计算 η_L 的实际值;
- 5) 初始值和实际值的差别小于 5% 时, 说明 η_L 初始值选择合理, 系统设计完成; 否则, 改变 η_L 取值按上述过程重新设计计算。

附录 F 太阳能供热采暖工程效益分析计算公式

F.0.2 集热系统维护和保温等费用占总增投资的百分率，会因系统规模的大小而有所不同，小规模系统的百分率较大，大规模系统百分率较小，可按系统运行经验选取；中等规模系统（集热器面积 $1000m^2\sim 5000m^2$ ）可取约 1%。