

江苏省太阳能建筑一体化应用技术导则

（试行）

江苏省住房和城乡建设厅

目录

1、总则.....	- 1 -
2、名词解释.....	- 3 -
3、规划设计.....	- 7 -
3.1 规划设计	- 7 -
3.2 建筑设计	- 7 -
3.3 结构设计	- 13 -
3.4 电气设计	- 14 -
3.5 太阳能热水系统给水排水设计	- 16 -
4、太阳能热水系统与建筑一体化应用	- 17 -
4.1 系统设计	- 17 -
4.2 系统施工和安装	- 36 -
4.3 系统调试	- 44 -
4.4 系统验收	- 46 -
4.5 系统监测与控制	- 52 -
5、太阳能光伏系统与建筑一体化应用	- 55 -
5.1 建筑光伏利用能力评估与开发模式	- 55 -
5.2 系统设计	- 62 -
5.3 系统施工和安装	- 79 -
5.4 系统调试	- 88 -
5.5 系统验收	- 89 -

5.6 消防安全	- 92 -
5.7 系统监测与控制	- 95 -
6、光储直柔系统设计	- 103 -
6.1 基本要求	- 103 -
6.2 系统设计	- 104 -
6.3 建筑储能	- 107 -
6.4 主要设备与线缆	- 110 -
6.5 保护与防护	- 116 -
6.6 系统性能	- 119 -
6.7 系统监测与控制	- 121 -
7、运行管理与维护	- 128 -
附录 A 江苏省太阳能资源评估	- 133 -
附录 B 并网点与公共连接点示意图.....	- 141 -
附录 C 分布式光伏并网方案参考表.....	- 142 -

1 总则

1.0.1 编制目的

为满足城乡建设领域节能减碳、可再生能源利用及绿电替代的需求，促进太阳能热水、光伏建筑一体化的高水平应用，制定本导则。

1.0.2 适用范围

本导则适用于江苏省内新建、改建、扩建的民用与工业建筑安装或增设太阳能热水、光伏系统时的设计、施工、验收与运行维护。农村建筑可参照执行。

1.0.3 基本原则

以人为本，安全高效。设备系统要满足人民群众安全舒适、节能减碳的使用需求，倡导太阳能光伏光热产品与建筑构造一体化发展方向，提高太阳能建筑一体化应用的功能性、可靠性。优化技术和设备选型，实现全寿命期内综合效益最优。

整体推进，效率优先。树立系统观念，确保新建建筑太阳能热水、光伏系统与建筑工程统一规划、同步设计、同步施工、同步验收、同时投入使用。优选高能效设备，不断提高太阳能系统综合利用效率。

造型美观，易于维护。坚持因地制宜，特色发展的理念，太阳能系统设计、安装要做到与建筑风貌、周边环境协调、融合，便于维护、设备更换和技术升级，倡导智慧运行，产能单

独计量。

1.0.4 主要内容

太阳能光伏光热系统与建筑一体化设计、安装，并与光储直柔系统协同增效，重点内容包括系统设计、施工和安装、系统调试、系统验收、系统智慧运维等。

1.0.5 与相关标准规范的关系

太阳能热水、光伏系统的设计、施工、验收与运行维护，除参照本导则外，还应符合国家和江苏省现行有关标准规范的规定。

2 名词解释

2.0.1 太阳能建筑一体化 integration of building with solar energy system

将太阳能光伏、光热系统纳入建筑构件体系，与建筑同步设计、同步施工、同步验收、同步运行管理，实现二者的有机结合，做到安全、节能、美观。

2.0.2 集中供热水系统 collective hot water supply system

采用集中的太阳能集热器和集中的贮水箱供给一幢或几幢建筑物所需热水的系统。

2.0.3 集中—分散供热水系统 collective-individual hot water supply system

采用集中的太阳能集热器和分散的贮水箱供给一幢建筑物所需热水的系统。

2.0.4 分散供热水系统 individual hot water supply system

采用分散的太阳能集热器和分散的贮水箱供给各个用户所需热水的小型系统。

2.0.5 太阳能保证率 solar fraction

系统中由太阳能部分提供的热量除以系统总热负荷。

2.0.6 光伏组件 photovoltaic module

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光伏电池组合装置。

2.0.7 光伏阵列 photovoltaic array

若干光伏组件或光伏电池板在同一机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单位。地基、太阳跟踪器、温度控制器等类似部件不包括在阵列中。

2.0.8 孤岛效应 island effect

并网型光伏系统中，当公共电网失压或断开时，光伏系统仍作为独立电源对公共电网中的某一部分线路继续供电的状态。

2.0.9 并网型光伏系统 Grid-connected PV system

与公共电网联接的光伏系统。

2.0.10 离网型光伏系统 Stand-alone PV system

不与公共电网联接的光伏系统，也称独立光伏系统。

2.0.11 构件型光伏系统 elemental photovoltaic module

与建筑构件组合在一起或独立成为建筑构件的光伏构件，如以标准普通光伏组件或根据建筑要求定制的光伏组件（雨篷构件、遮阳构件、栏板构件等）。

2.0.12 安装型光伏系统 building attached photovoltaic (BAPV)

在屋顶或墙面上架空安装以及在墙面上安装的光伏组件。

2.0.13 建材型光伏系统 material photovoltaic module

将太阳能电池与瓦、砖、卷材、玻璃等建筑材料复合在一起成为不可分割的建筑构件或建筑材料，如光伏瓦、光伏砖、光伏屋面卷材、玻璃光伏幕墙、光伏采光顶等。

2.0.14 光储直柔系统 photovoltaics, energy storage, direct current

and flexibility system (PEDF)

配置建筑光伏和建筑储能，采用直流配电系统，且用电设备具备功率主动响应功能的新型建筑能源系统。

2.0.15 建筑电力交互 grid-interactive building (GIB)

以城市电网指令为约束条件，通过建筑整体用电柔性实现需求侧与供给侧动态平衡的技术。

2.0.16 建筑储能系统 building energy storage system

布置在建筑基地内，服务于建筑整体用电柔性调节的分布式储能系统。

2.0.17 系统拓扑 system topology

民用建筑直流配电系统中城市电网、光伏、储能和用电负荷四者的物理布局与相互连接方式。

2.0.18 用电柔性 demand flexibility

根据电力交互需求进行实时用电功率调节的能力，分为设备用电柔性和建筑整体用电柔性。

2.0.19 直流母线 direct current bus

设备和配电回路以并列分支形式接入的开放通路，承担主要配电作用和功率传送任务。

2.0.20 电能变换器 power converter

利用功率半导体器件实现电能变换控制的电力电子装置，简称变换器。

2.0.21 建筑整体用电柔度 electrical demand flexibility of building

建筑根据柔性调节信号，自身运行功率主动变化的幅度与不接受柔性调节信号状态下的用电功率的比值。

2.0.22 设备用电柔度 **electrical demand flexibility of equipment**

用电设备根据柔性调节信号，主动变化后的运行功率与设备额定功率的比值。

2.0.23 功率主动响应 **active power response (APR)**

设备根据直流母线电压变化，通过调整工作状态改变自身用电功率，对直流配电系统功率调整需求主动做出的响应。

2.0.24 建筑电动车交互 **building to vehicle to building (BVB)**

通过充电桩为电动车充电，或通过充电桩从电动车取电，实现建筑用电与电动车充放电耦合的技术。

2.0.25 纹波系数 **ripple factor**

电压或电流中交流分量与直流分量之比，以百分数表示，包括纹波峰峰值系数和纹波有效值系数。其中，纹波峰峰值系数为交流分量峰峰值与直流分量之比；纹波有效值系数为交流分量有效值与直流分量之比。

3 规划与设计

3.1 规划设计

3.1.1 太阳能系统规划、设计应充分考虑资源、气候、场地条件，与建筑设计、景观设计相融合。

3.1.2 建筑项目应根据使用功能、用能需求规划设计太阳能热水、光伏系统的应用规模和形式，并满足下列要求：

1 建筑布局和体形设计宜为设置朝南、南偏东、南偏西的太阳能集热器、光伏组件提供便利条件。组件的安装部位应避免受环境、建筑或建筑构件的遮挡。居住建筑日照分析时应考虑太阳能热水、光伏系统的设备高度。

2 若太阳能集热、集电设备可能对周边环境造成光污染，应进行光污染模拟分析，并采取防治措施。

3.2 建筑设计

3.2.1 太阳能系统设计与建筑设计需同步开展，并满足下列要求：

1 太阳能光热、光伏组件的外观、色彩设计宜与建筑协调一致，鼓励光热、光伏系统采用装配化设计。

2 优先选择性能可靠、造价合理的建材型太阳能集电一体化设备作为建筑物的墙面、屋面、外窗、遮阳、栏板等构成部分。一体化设备除满足相关部位的基本功能和设计规范要求外，

还需满足防排水、通风、隔热、防潮、防雷电、抗(台)风及抗震等要求。

3 太阳能热水、光伏系统管线穿越建筑物围护结构时，应加强防水、防火、保温等构造措施。

4 设置太阳能热水、光伏系统的部位，应设置方便安全的搬运、安装通道。居住建筑应避免太阳能热水系统管路穿越其他住户室内空间，或裸露在立面外部，管道设计应确保检修时不影响其他住户。

3.2.2 太阳能建筑一体化设计要求

1 建筑平屋面设置太阳能热水、光伏系统时，需满足下列要求：

- 1) 设置太阳能热水、光伏系统的建筑平屋面宜设计为上人屋面，或设置安装、检修通道；上人屋面中设置太阳能热水、光伏系统的场地应与人员活动场地有隔离装置。
- 2) 提升太阳能热水、光伏系统支架与屋面结构连接的牢固性，并在连接处进行可靠的密封防水处理。
- 3) 系统管线穿线屋面处应预设出屋面管井或防水套管，套管穿越管井井壁及防水套管与屋面交接处宜进行可靠密封防水处理。

2 太阳能集热、集电设施作为建筑坡屋面构件时，需考虑下列要求：

- 1) 集热、集电设施应模块化并具有易更换性；

- 2) 统筹配置具备主动或被动散热功能的集电设施；
- 3) 其系统组成的保温隔热性能应满足建筑屋面的设计要求，其强度、刚度、保温、隔热、防水、排水、外观、使用安全和防护功能应满足相关要求；
- 4) 当集热、集电设施顺坡嵌入坡屋面时，应提升屋面保温、隔热、防水、排水等整体性能要求，并在嵌入处采取独立、可靠的排水构造措施；
- 5) 屋面应具备防止集热、集电设施内物质渗漏下滴的安全使用保障措施；
- 6) 屋面应具备防止因热胀冷缩而发生振动、声响的构造措施；

3 建筑坡屋面额外设置太阳能热水、光伏系统时，需考虑下列要求：

- 1) 单坡屋面中天窗、烟囱和排气管等凸出物应设置在集热、集电设施的背光面，如无法躲避，应考虑科学避让或应对遮阴问题；
- 2) 双坡屋面用于设置集热、集电设施一侧的坡屋面避免设置天窗和烟囱、排气管等凸出物；
- 3) 多坡和复杂坡屋面形状应相对完整，且面积应满足太阳能集热、集电设施的面积要求；
- 4) 应设置用于太阳能集热、集电设施安装搬运和检修维护的上屋面通道。无条件设置上屋面通道时，应设计其他

- 用于太阳能集热、集电系统安装搬运和检修维护的方式；
- 5) 集热、集电设施顺坡架空设置在坡屋面时，与屋面的间隙不宜大于 100mm，并不得影响屋面的防水、排水功能；
 - 6) 坡屋面檐口附近宜设置平行于檐口或高度不低于 200mm 的防护构件或防护网，且做好防腐、防锈措施；
 - 7) 当坡屋面上设有天窗时，集热、集电设施的位置与尺寸宜与屋面天窗统一设计与布置；
 - 8) 坡屋面屋面板以上各构造层组成材料，其燃烧等级不宜低于 B1 级。
- 4 光伏组件应用于幕墙时，需考虑下列要求：
- 1) 幕墙的立面形式及光伏玻璃的选择可根据建筑立面的需要进行统筹设计，光伏组件应采用钢化玻璃，光伏组件尺寸宜符合幕墙构件模数；
 - 2) 采用中空玻璃+光伏组件的光伏幕墙应用场景，应科学评估论证光伏散热问题，并符合现行相应标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》(GBT 29759)；
 - 3) 光伏幕墙应具备不低于普通幕墙的强度，以及具有同等保温、隔热、防水等建筑热工性能，保证幕墙的整体性能；光伏幕墙玻璃应尽量避免遮挡建筑室内视线，并与建筑遮阳、采光、通风统筹考虑。
- 5 阳台、墙面设置太阳能集热、集电设施时，需考虑下列

要求：

- 1) 太阳能集热、集电设施可设置为 75°倾角；
- 2) 设置在阳台、墙面上的集热、集电设施，支架需与阳台栏板或墙面上的混凝土或钢构件牢固连接；宜采取可靠安全的抗风压、防冲击、防坠落措施；
- 3) 由集热、集电设施构成建筑阳台栏板时，阳台栏板的强度、刚度、高度、外观、使用安全和防护功能宜满足建筑阳台的设计要求；
- 4) 光伏组件与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；
- 5) 墙面光伏组件的引线穿过墙面处，宜预埋防水套管；穿墙管线不宜设置在结构柱处。

6 应用于建筑遮阳板或其他构件的太阳能集热、集电设施需符合下列要求：

- 1) 当集电设施作为建筑遮阳板时，其强度、刚度、外观、使用安全和防护功能应符合建筑设计要求，并与墙体的混凝土或钢构件牢固连接，且进行遮阳性能计算；
- 2) 当建筑遮阳板上设置集热、集电设施时，集热、集电设施支架与遮阳板或后墙上的混凝土或钢构件之间需牢固连接；
- 3) 由光伏组件构成雨篷、檐口和采光顶时，应具备使用所需的强度、刚度要求，并具备空中坠物对其造成的破坏

坠落物不至于伤人的安全性能。

7 设置贮热水箱、光伏蓄电池的设备间或场所，应符合下列要求：

- 1) 设备间的净空应满足设备厂商的相关技术规定；
- 2) 设备间的门宽及通道应满足设备检修和设备搬运的需要；对有大型设备搬运要求的设备间宜预留安装孔，并采取围护墙体后期砌筑的技术措施；
- 3) 集热设施的设备间不得与需要干燥的房间连通，集热、集电设施的设备间均不得与儿童活动的房间相通；
- 4) 集热设施设备间的围护墙体的四周宜设置混凝土翻边，且设置可靠的防水措施；
- 5) 设备间应具备完善的防水、排水设施和设备操作照明设施；
- 6) 设备间与集热、集电设施之间的连接管线不得影响建筑物内人员的疏散；
- 7) 光伏蓄电池的设备间应采用不燃建筑材料，顶棚宜做成平顶，不宜采用吊天棚、折板或槽型天花板，且照明灯具应为防爆灯，室内不应装设开关和插座；
- 8) 设置贮热水箱、光伏蓄电池的其他场所，宜设有满足设备安装搬运和检修维护的通道和工作平台，应具备集水、排水设施、设备操作照明设施。

3.3 结构设计

3.3.1 结构设计要求

1 太阳能热水、光伏系统的主体结构及其构件需进行结构安全性设计或复核。在既有建筑物上增设或改造已安装的太阳能热水、光伏系统，应经过结构计算复核，并满足其它相关的使用及安全性要求。

2 太阳能热水、光伏系统结构设计时需计算重力荷载、风荷载，且风荷载的体形系数 v_s 应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 中局部风压体形系数取值；外表面负压区取值不宜小于 2.0。

3 光伏采光顶结构构件的结构计算应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定。光伏幕墙构件的结构计算应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。

4 太阳能热水、光伏系统的屋面宜按上人屋面进行设计。当不按上人屋面进行设计时，屋面活荷载应增加 5kN/m^2 。当贮水箱集中布置时，应根据实际情况确定所在部位活荷载。

3.3.2 连接件设计要求

1 新建建筑在安装太阳能热水、光伏系统时，主体结构设计应预先设置承载热水、光伏系统的构件、埋设预埋件或其它连接件。

2 预埋件宜在主体结构施工时同时埋入。预埋件的位置应准确，连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接本身的承载力设计值。

3 当没有条件采用预埋件连接时，宜采用其它可靠的连接措施，并通过试验确定其承载力。

4 太阳能热水、光伏系统与主体结构采用后加锚栓连接时，宜符合下列规定：

- 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) 应进行承载力现场试验，必要时要进行极限拉拔试验；
- 4) 每个连接节点不应少于 2 个锚栓；
- 5) 锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm。

3.4 电气设计

3.4.1 太阳能热水系统

1 太阳能热水系统中使用的电器设备应具备剩余电流保护、接地和故障或检修时切断电源等安全措施。太阳能热水系统宜设专用供电回路。安装在浴室内且内置电辅助加热设置的太阳能贮热水箱性能应符合电热水器产品的相关要求和规程，同时内置加热系统回路应设置剩余电流动作保护装置，保护工作电流值不得超过 30mA。

2 太阳能热水系统电气控制线路宜穿管暗敷或在管道井中敷设，其出屋面处应方便接线及检修，并采取防水措施。

3 独立设置的太阳能热水系统如不处于建筑避雷系统保护范围，应按照现行国家标准《建筑物防雷设计规程》GB 50057的要求增设防雷设施。防雷装置的接地宜利用建筑原有接地装置，无法利用时应设置专用接地装置，专用接地装置的接地电阻不应大于 4Ω 。

4 全日供热水的太阳能热水系统的自动控制分为太阳能热水系统控制、辅助加热系统控制和热水供应系统控制三部分，可采用标准工业控制仪表单元组合或单片机技术集成，或采用计算机通信远程集群控制。室内电气控制装置宜与水系统控制装置协调、统一，并应便于接线与操作。

3.4.2 太阳能光伏系统

1 光伏系统中所用直流电缆应清晰标识，且不应与交流线缆共用架桥。直流线缆和交流线缆可敷设在同一竖井内，但应分管（槽）敷设。

2 既有建筑中增设光伏系统，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。

3 太阳能光伏等组件外露时，可导电部分宜与建筑物防雷接地系统有可靠的连接。

4 直流光伏发电系统宜采用电化学储能，包括储能电池模

组、储能变流器、电池管理系统。

5 交流光伏发电系统宜采用阀控式免维护铅酸蓄电池，当容量超过 200Ah 时，宜设置专用的蓄电池室。铅酸蓄电池室应设置事故排风措施，并设置防淹、排水措施。

6 直流配电系统的组成应包括电源设备、配电设备、用电设备、直流微机型继电保护、监控系统等。设计时应以实现建筑电力交互为目标，做到建筑光伏、建筑储能、用电负荷与城市电网供电的动态平衡。

3.5 太阳能热水系统给水排水设计

3.5.1 当使用生活用水水箱作为给太阳能集热器的一次补水水源时，生活饮用水水箱的容积和设置位置应满足集热器一次补水所需的水量、水压要求。

3.5.2 太阳能热水系统的管线布置宜组织有序、安全可靠、易于检修。新建建筑中竖向管线宜布置在竖向管道井中。

3.5.3 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其管线布置应做到走向合理，不影响建筑使用功能及外观。

3.5.4 应将太阳能集热器附件设置用于清洁集热器的给水点。

3.5.5 设备间内应设置给水点和排水地漏。

4 太阳能热水系统与建筑一体化应用

4.1 系统设计

4.1.1 一般规定

1 太阳能热水系统及其选用的部件产品应符合国家现行标准的要求。

2 太阳能热水系统设计宜纳入建筑给水排水设计，并符合国家现行有关规程的要求。

3 太阳能热水系统宜配置辅助能源加热设备，系统所提供的生活热水应符合《建筑给水排水设计规范》GB 50015 相关规定。暂不具备条件时，可按用户的要求季节性提供生活热水，并应预留扩容条件。

4.1.2 系统分类与选择

1 太阳能热水系统按供热水范围可分为下列三种系统：

- 1) 集中供热水系统；
- 2) 集中一分散供热水系统；
- 3) 分散供热水系统。

2 太阳能热水系统按系统运行方式可分为下列三种系统：

- 1) 自然循环系统；
- 2) 强制循环系统；
- 3) 直流式系统。

3 太阳能热水系统按生活热水与集热器内传热工质的关系可分为下列两种系统：

- 1) 直接系统；
- 2) 间接系统。

4 太阳能热水系统按辅助能源设备安装位置可分为下列两种系统：

- 1) 内置加热系统；
- 2) 外置加热系统。

5 太阳能热水系统按辅助能源启动方式可分为下列三种系统：

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

6 系统设计应满足节水节能、经济实用、安全简便、便于计量的性能要求。并根据建筑规划设计要求、气候条件、热水使用规律、辅助能源种类及太阳能集热器和贮热水箱设置的条件，按本导则表 4.1.2-1 选择太阳能热水系统。

表 4.1.2-1 太阳能热水系统设计选用表

建筑物类型			居住建筑			公共建筑及其它等		
			低层	多层	中高、高层	宾馆 医院	游泳馆	公共浴室
太	集热与	集中供热水系统	●	●	●	●	●	●

阳 能 热 水 系 统 类 型	供热水 范围	集中—分散供热水系统	●	●	●	○	○	○
		分散供热水系统	●	●	●	○	○	○
	系统运 行方式	自然循环系统	●	●	●	●	●	●
		强制循环系统	●	●	●	●	●	●
		直流式系统	○	●	●	●	●	●
	集热器 内传热 工质	直接系统	●	●	●	●	○	●
		间接系统	●	●	●	●	●	●
	辅助能 源加热 设备安 装位置	内置加热系统	●	●	●	○	○	○
		外置加热系统	●	●	●	●	●	●
	辅助能 源加热 设备启 动方式	全日自动启动系统	○	○	○	●	○	○
		定时自动启动系统	●	●	●	○	●	●
		按需手动启动系统	●	●	●	○	●	●

注：1 表中“●”为可选用项目，表中“○”为不宜用项目。

2 有热水需求的工业及其它建筑参照上表中公共建筑选用。

7 系统中热水用量应符合《建筑给水排水设计规范》GB 50015 的相关规定。

4.1.3 集热器

1 集热器分为真空管型太阳能集热器和平板型太阳能集

热器两类。常用的真空管型太阳能集热器有三类，包括全玻璃真空管型太阳能集热器、玻璃—金属结构真空管型太阳能集热器和热管式真空管型太阳能集热器。

2 集热器的选择应与太阳能热水系统的要求相匹配。位于阳台、墙面等部位的太阳能集热器，应满足安全可靠，外形美观的要求。

3 系统总集热器面积计算应符合下列规定：

1) 直接系统集热器总面积可根据用户的每日用水量和用水温度确定，按下式计算：

$$A_c = \frac{Q_w C_w (t_{end} - t_i) f}{J_T \eta_{cd} (1 - \eta_L)} \quad (4.1.3 - 1)$$

式中 A_c ——直接系统集热器总面积， m^2 ；

Q_w ——日均用水量， kg ；

C_w ——水的定压比热容， $kJ/(kg \cdot ^\circ C)$ ；

t_{end} ——贮热水箱内水的设计温度， $^\circ C$ ；

t_i ——水的初始温度， $^\circ C$ ；

f ——太阳能保证率，%；根据系统使用期内的日照、系统经济性及用户要求等因素综合考虑后确定，宜为40%~60%；

J_T ——各市集热器采光面上的年平均日太阳辐照量， kJ/m^2 ；

η_{cd} ——太阳能集热器年平均集热效率；具体取值应

根据集热器产品的实际测试结果确定；

η_L ——管路及贮水箱的热损失率；根据经验取值宜为 0.20~0.30。

2) 间接系统集热器总面积按下式计算：

$$A_{IN} = A_c \cdot \left(1 + \frac{F_R U_L \cdot A_c}{U_{hx} \cdot A_{hx}}\right) \quad (4.1.3 - 2)$$

式中 A_c ——直接系统集热器总面积， m^2 ；

A_{IN} ——间接系统集热器总面积， m^2 ；

$F_R U_L$ ——集热器总热损系数， $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ；对平板型集热器，宜取 4 ~ 6 $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ；对真空管集热器，宜取 1 ~ 2 $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ；具体数值应根据集热器产品的实际测试结果而定；

U_{hx} ——换热器传热系数， $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ；

A_{hx} ——换热器换热面积， m^2 。

4 集热器总面积有下列情况，可按式 4.1.3-3 进行补偿，但补偿面积不得超过本条款第 3 条计算结果的一倍：

1) 集热器朝向受条件限制，南偏东、南偏西或向东、向西时；

2) 集热器在坡屋面上受条件限制，倾角与本条款第 4 条规定偏差较大时。

$$A_B = A_c / R_S \quad (4.1.3 - 3)$$

式中： A_B ——补偿后的太阳能集热器总面积(m^2)；

A_c ——按最佳安装角度计算的太阳能集热器总面积(m^2);

R_s ——太阳能集热器补偿面积比(无量纲)。

当按式 4.1.3-3 条计算得到的系统集热器总面积,在大于建筑围护结构允许安装集热器的表面积时,可按围护结构表面最大容许面积确定集热器总面积。

5 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° ;全玻璃真空管东西向水平放置的集热器倾角可适当减少。

6 太阳能集热器设置在平屋面上时,应符合下列要求:

- 1) 对朝向为正南、南偏东或南偏西不大于 30° 的建筑,集热器可朝南设置,或与建筑同向设置;
- 2) 对朝南偏东或南偏西大于 30° 的建筑,集热器宜朝南设置、南偏东或南偏西小于 30° 设置;
- 3) 对受条件限制,集热器不能朝南设置的建筑,可朝南偏东、南偏西或朝东、朝西设置;
- 4) 特殊设计水平放置的集热器可不受朝向限制;
- 5) 集热器应便于拆装移动;
- 6) 集热器的耐压要求应与系统的工作压力相匹配;
- 7) 集热器与遮光物或集热器前后排间的最小距离可按下式计算:

$$D = H \cdot \operatorname{ctg}\alpha_s \quad (4.1.3 - 4)$$

式中： D ——集热器与遮光物或集热器前后排间的最小距离(m)；

H ——遮光物最高点与集热器最低点的垂直距离(m)；

α_s ——太阳高度角($^{\circ}$)，各市的具体值可参照附录A。对季节性使用的系统，宜取当地春秋分正午12时的太阳高度角；对全年性使用的系统，宜取当地冬至日正午12时的太阳高度角。

8) 集热器可通过并联、串联和串并联等方式连接成集热器组，并符合下列要求：对自然循环系统，集热器组中集热器的连接宜采用并联。平板型集热器的每排并联数目不宜超过16个；在同一斜面上多层布置东西向放置的全玻璃真空管集热器，串联的集热器不宜超过3个（每个集热器联箱长度不大于2m）；对自然循环系统，每个系统全部集热器的数目不宜超过24个。大面积自然循环系统，可分为若干个子系统，每个子系统中并联集热器数目不宜超过24个。

9) 集热器之间的连接宜使每个集热器的传热工质流入路径与回流路径的长度相同，并满足流经单位集热面积的流量均衡。太阳能集热器的单位面积总流量可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，可按表 4.1.3-1 给出的范围取值。

10) 在平屋面上宜设置集热器检修通道。

表 4.1.3-1 太阳能集热器的单位总面积流量

系统类型		太阳能集热器的单位总面积流量[m ² (h·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
集热器总面积大于 100m ² 的大型太阳能供热水系统		0.021~0.060
板式换热器间接式太阳能集热系统		0.009~0.012

7 太阳能集热器设置在坡屋面上时，应符合下列要求：

- 1) 坡屋面上的集热器宜顺坡嵌入设置或顺坡架空设置；
- 2) 作为屋面板的集热器宜安装在建筑承重结构上；
- 3) 安装在建筑承重结构上构成建筑坡屋面时，集热器刚度、强度、热工、隔声、承载、锚固和防护功能应符合对应建筑材料的产品质量要求。

8 太阳能集热器设置在阳台上时，应符合下列要求：

- 1) 对朝南、南偏东、南偏西的阳台，集热器可设置在阳台上；
- 2) 设置在阳台上的集热器应有倾角，可设置为 75° 倾角，垂直安装时，应适当增加集热面积；
- 3) 构成阳台栏板的集热器，在刚度、强度、高度、锚固和

防护功能上宜满足建筑设计要求。

9 太阳能集热器设置在墙面上时，应符合下列要求：

- 1) 集热器可设置在南偏东、偏西的墙面上或直接构成建筑墙面；
- 2) 集热器可设置在朝南、南偏东、南偏西的墙面支架上，构成建筑遮阳构件；
- 3) 构成建筑墙面和建筑遮阳部件的集热器，其刚度、强度、热工、隔音、锚固和防护功能应符合围护结构设计要求。

4.1.4 贮热水箱

1 贮热水箱的容积按下列方法确定：

- 1) 根据太阳能集热器的供热能力和运行规律等多种规律及热水小时变化曲线确定贮热水箱的容积，并应综合考虑辅助加热装置加热时段和能力等多种因素；缺乏相关数据时可按式 4.1.4-1 计算。
- 2) 分散式太阳能热水系统贮热水箱容积可按式 4.1.4-1 计算：

$$V = (50 \sim 70) \cdot A \quad (4.1.4 - 1)$$

式中： V ——贮热水箱的有效容积(L)；

A ——集热器总面积(m^2)，直接加热系统为 A_c ，间接加热系统为 A_{in} 。

- 3) 间接系统太阳能集热器产生的热量用于容积式水加热器或热水箱时，贮水箱的贮热量应符合表 4.1.4-1 的要求。

表 4.1.4-1 贮水箱的贮热量

加热设备	以 95℃ 以上高温水为热媒		以 ≤95℃ 高温水为热媒	
	公共建筑	居住建筑	公共建筑	居住建筑
容积式水加热器或加热水箱	≥30minQ _h	≥45minQ _h	≥60minQ _h	≥90minQ _h

注：Q_h 为设计小时耗热量(W)。

2 分散、集中—分散太阳能热水系统的贮热水箱形式需按下列要求选择：

- 1) 按布置形式分有卧式和立式，容积较小的宜选立式；
- 2) 按安装方式分有壁挂式和落地式，容积较小的宜选壁挂式；
- 3) 室内和阳台布置的太阳能贮热水箱宜选承压式。

3 贮热水箱的设计应符合下列要求：

- 1) 贮水箱应符合《建筑给水排水设计规范》GB 50015 相关规定；
- 2) 贮水箱宜使用无毒、耐腐蚀的材料制造，水箱刚度、强度和耐用、耐压、耐温应满足系统设计要求，并采取保温措施；
- 3) 不大于 0.6m³ 的贮热水箱保温性能应满足国家现行标准《家用太阳能热水系统技术条件》GB/T 19141 的规定，大于 0.6m³ 的贮热水箱保温性能应满足国家现行标准《太

《太阳能热水系统性能评定规范》GB/T 20095 的规定：

- 4) 内置辅助加热设备的承压贮水箱上宜设温度表、安全阀和压力温度安全阀；
- 5) 闭式贮热水箱宜满足承压要求，并设置进出水管、泄水管、压力温度安全阀以及水温指示等装置；大于 0.6m 的贮热水箱应设置压力表；开式贮热水箱宜设置进出水管、溢流管、泄水管、通气管、水位控制以及水温指示等装置；
- 6) 贮热水箱的布置形式和进出水管布置，不得产生水流短路，并保证贮热水箱内具有平缓的水温梯度，充分利用水箱的储热容积。

4 贮热水箱的设置需考虑下列要求：

- 1) 分离式系统的贮热水箱可设置在建筑设备间内，也可以根据具体设计要求设置在建筑屋面、平台、阳台、厨房和地下室；
- 2) 设置在设备间中的贮水箱，一侧宜有净宽不小于 0.7m 的通道，前端应留有能更换辅助加热装置的位置；
- 3) 设置在设备间的贮水箱，上部附件最高点至建筑结构最低点的净空，宜满足检修需要且不得小于 0.2m。

5 在使用平板型集热器的自然循环系统中，贮水箱的下循环管应比集热器的上循环管高 0.3m 以上。

6 公共建筑贮热水箱宜采用两水箱系统。

4.1.5 水泵及管道

1 集热器与贮热水箱分开设置的太阳能热水系统，在自然循环不能保证集热效果的前提下宜设置集热循环泵，循环泵应与传热工质有很好的相容性。

2 集热循环泵的流量、扬程、温度、压力等各项性能指标宜与太阳能热水系统相匹配，并符合国家现行相关标准的规定。

3 集热循环泵的流量可按下式计算：

$$G_s = g \times A \quad (4.1.5-1)$$

式中： G_s ——集热循环泵流量(m^3/h)；

g ——太阳能集热器的单位总面积流量 $[\text{m}^3/(\text{h m}^2)]$ ；

A ——太阳能集热器总面积(m^2)。

注：单位总面积流量 g 的具体数值与太阳能集热器特性和用途有关，应由太阳能集热器生产厂家给出。无相关技术参数的情況下，可参考本导则表 4.1.3-1 的规定。

4 集热循环泵的扬程可按照太阳能集热系统管路最不利环路的水力计算确定。

1) 开式太阳能集热系统循环泵扬程计算：

$$H_x = h_p + h_j + h_z + h_f \quad (4.1.5-2)$$

2) 闭式太阳能集热系统循环泵扬程计算：

$$H_x = (h_p + h_j + h_e + h_f) \cdot K_f \quad (4.1.5-3)$$

式中： H_x ——循环水泵的扬程(kPa)；

h_p ——集热系统循环管道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 ——集热器顶与贮热水箱最低水位之间的几何高差(kPa);

h_f ——附加阻力(kPa);

h_e ——循环流量流经换热设备的阻力损失(kPa);

K_f ——常用传热介质的附加阻力修正系数。

注：1 附加阻力 h_f 宜取 20~50kPa;

2 常用传热介质的附加阻力修正系数 K_f 见下表：

表 4.1.5-1 常用传热介质的附加阻力修正系数表

名称	浓度 (%)	温度 (°C)	阻力修正系数
水	-	5	1.00
乙二醇水溶液	25	5	1.22
	30	5	1.26

5 集热循环泵的启闭宜符合下列要求：

- 1) 直流式太阳能集热系统，宜采用定温控制，即通过集热器内部的水温来控制泵的启闭；
- 2) 强制循环太阳能集热系统，宜采用温差控制，按太阳能集热器出口的水温与贮热水箱下部水温的温度差来控制泵的启闭，开启温差宜为 5°C~10°C，停止温差宜为 2°C~3°C。

6 集热循环泵宜靠近贮热水箱设置，不应与有安静要求的卧室、书房等房间贴邻安装。水泵应采用低噪音机组并有防噪

音措施。

7 太阳能热水系统的管路设计应采取可靠的防冻、防超温、防超压措施。集热循环泵的吸水管上宜设过滤器、阀门，出水管上应设阀门、止回阀，闭式系统应加装压力表。在强制循环系统的管路上，应设有防止传热工质夜间倒流散热的单向阀；

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

9 水泵基座的尺寸宜比机组大 100~150mm，高度宜高出地面 100~150mm。

10 集热循环泵应满足《风机、压缩机、泵安装工程施工及验收规范》GB 50275 相关规定，且留有不小于 600mm 的检修空间。

11 太阳能热水系统采用的管材和管件应符合国家现行标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015、《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 和现行有关产品标准的要求。管路管材的工作压力和工作温度宜高于太阳能热水系统允许的工作压力和工作温度。

12 贮水箱和集热器的相对位置应使集热管路尽可能短。

13 太阳能热水系统的管线宜有组织布置，做到安全、隐蔽、易于检修。新建工程竖向管线宜布置在竖向管道井中，在既有建筑上增设或改造太阳能热水系统，应做到走向合理，不影响建筑实用功能及外观。

14 系统的循环管路和取热水管路设计应符合下列要求：

- 1) 集热器循环管路宜有 0.3%~0.5% 的坡度；
- 2) 在自然循环系统中，宜使循环管路朝贮水箱方向在向上坡度，不得有反坡；
- 3) 在有水回流的防冻系统中，管路的坡度应使系统中的水自动回流，不应积存；
- 4) 在循环管路中，易发生气塞的位置应设有吸气阀；当采用防冻液作为传热工质时，宜使用手动排气阀。需要排空和防冻回流的系统应设有吸气阀；在系统各回路及系统需要防冻排空部分的管路的最低点及易积存的位置应设有排空阀；
- 5) 间接系统的循环管路上宜设膨胀箱。闭式间接系统的循环管路还应设有压力安全阀和压力表，不应设有单向阀和其他可关闭的阀门；
- 6) 当集热器阵列多为排或多层集热器组并联时，每排或每层集热器组的进出口管道，宜设辅助阀门；
- 7) 在自然循环和强制循环系统中宜采用顶水法获取热水。浮球阀可直接安装在贮水箱中，也可安装在小补水箱中；
- 8) 设在贮水箱中的浮球阀宜采用金属或耐温高于 100℃ 的其他材质浮球，浮球阀的口径应能满足取水流量的要求；
- 9) 各种取热水管路系统宜按 1.0m/s 的设计流速选取管径。

15 太阳能热水系统中安装于室外的管道以及室内热水供水回水管道宜做保温处理。

4.1.6 辅助加热系统

1 太阳能热水系统宜配设辅助能源加热设备。结合本区域资源情况及项目具体条件，可采用市政热力、燃气、空气源热源或其它可利用能源形式作为辅助能源。应在比较技术经济后选择辅助能源，优先利用工业余热、废热。

2 辅助能源的加热能力配备可按不计太阳能集热器的供热能力的常规热水系统计算，具体选型应按照《建筑给水排水设计规范》GB 50015 中有关条款执行。

3 辅助能源可直接加热，也可通过热交换器间接加热贮热水箱中的水。辅助加热系统应采取保证使用安全的技术措施。

4 分散、集中—分散太阳能热水系统宜采用空气源作为辅助热源。

5 采用电辅助加热的设备，应符合国家现行标准《家用和类似用途电器的安全 贮水式电热水器的特殊要求》GB 4706.12 的规定；采用燃油、燃气作为辅助加热时，宜按相关的专业规范采取防火、防油、防气污染的技术措施。

6 重要场所的集中热水供应系统，宜配置备用辅助热源加热设备。

7 对于自动控制的集中太阳能热水系统，贮热水箱内的水温在设定时间内低于系统设定温度时，辅助加热系统自动启动

进行加热，达到设定温度时自动关闭，停止加热。

4.1.7 太阳能与空气源热泵热水系统

1 针对不同建筑，宜根据不同的供水要求和条件选用合理的太阳能与空气源热泵热水系统。不同建筑类型热水系统组合选型应按表 4.1.7-1 确定。

表 4.1.7-1 热水系统组合选型

系统选择		居住建筑					公共建筑			
		低层	多层	高层	养老院	学生宿舍	办公楼	宾馆	医院	游泳馆
集热器与	直膨式	•	•	•	•	-	•	-	-	•
热泵连接	并联式	-	•	•	•	•	•	•	•	•
方式										

注：“•”表示建议选用，“-”表示不建议选用。

2 直膨式太阳能与空气源热泵热水系统的输入电功率可根据热泵的性能系数和系统平均小时数供热量确定。

$$P = 1000 \times \frac{Q_g}{3600 \times COP_d} \quad (4.1.7-1)$$

式中：P—热泵的输入功率（kW）

Q_g —系统平均小时供热量（MJ/h）

COP_d —直膨式太阳能与空气源热泵热水系统性能系数，为制热量与热泵装置消耗功率之比，无量纲。考虑全年

使用宜取 5.0，冬季使用宜取 3.5。

3 并联式太阳能与空气源热泵热水系统的输入电功率可根据热泵的性能系数、系统平均小时供热量以及太阳能保证率确定。

$$P = 1000 \times \frac{Q_g}{3600 \times COP_a} \times (1 - f) \quad (4.1.7-2)$$

式中：P—热泵的输入功率（kW）

Q_g —系统平均小时供热量（MJ/h）

COP_a —并联式太阳能与空气源热泵热水系统性能系数，为制热量与热泵装置消耗功率之比，无量纲。考虑全年使用宜取 4.0，冬季使用宜取 2.8。

f—太阳能保证率，无量纲，宜取 45%。

4.1.8 防过热与防冻

1 太阳能热水系统应根据用户的用热规律进行规划设计，结合系统特点、设计条件等采取可靠的防过热、防冻措施。

2 家用闭式贮热水箱的上限温度不应超过 75℃，集中供热热水系统的贮热水箱的温度不应超过 90℃。超过设定上限温度时，强制循环系统应有防止热量继续进入贮热水箱的措施。水箱出热水应有防止温度超过 60℃的措施。闭式贮热水箱应设置防止超过极限温度 99℃和额定压力的安全泄压阀。

3 强制循环集热系统应有集热器过热排放措施。

4 太阳能热水系统的防冻措施应按以下排列顺序选用：

- 1) 采用自动控制系统实现防冻循环；
- 2) 采用防冻液作为传热工质；
- 3) 采用集热循环系统存水自动排空措施。

4.1.9 电气与自动控制系统

- 1 太阳能热水系统应设控制系统，控制功能及控制方式的确定应综合考虑集热器种类、系统形式和具体的使用要求。
- 2 大型公共建筑太阳能热水系统应纳入建筑设备监控系统。
- 3 系统运行控制应符合下列规定：
 - 1) 强制循环系统应采用温差控制；
 - 2) 直流式系统应采用定温控制；
 - 3) 直流式系统的温控器应有水满自锁功能；
 - 4) 集热器用传感器应能承受集热器的最高空晒温度，精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ；贮水箱用传感器应能承受 100°C ，精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ；
 - 5) 家用太阳能热水系统供应热水时应有自动停止辅助加热的功能。
- 4 智能化控制系统应具备下列功能：
 - 1) 显示集热系统循环泵的工作状况，控制集热循环泵的启闭；
 - 2) 显示贮热水箱的温度；
 - 3) 在非承压式系统中显示贮热水箱的水位；
 - 4) 辅助加热设备按设定程序进行启、停自动控制，并具备手动控制装置；

5) 集中热水供应系统需记录热水用水量、温度和压力等参数。

5 集中热水供应系统和分户热水供应系统的用水量较大者应设机械循环系统，循环泵的启闭应采用定时或定温循环。

6 辅助加热设备宜根据贮热水箱内的水温及热水供水温度之间设定的温差，按用户需求实行分时、定温或变温自动控制。

7 辅助热源的启停方式应根据用户对热水供应质量、用水时间和使用情况合理确定，并应参考下列规定：

- 1) 分散热水供应系统，宜采用手动启动或定时自动启动方式；
- 2) 定时集中热水供应系统，宜采用定时自动启动或手动启动方式；
- 3) 全日制集中热水供应系统宜采用全日自动启动方式。

4.2 系统施工和安装

4.2.1 一般规定

1 太阳能热水系统的安装应符合《太阳能热水系统设计、安装及验收技术规范》GB/T 18713 的相关规定和设计要求。

2 太阳能热水系统的安装应按照批准的工程设计文件和施工技术标准进行。施工过程中工程变更和设计修改应有原设计单位出具的设计修改文件或经原设计单位签字认可的书面文件。

3 工程安装施工前应具备下列条件：

- 1) 有合格、完整的太阳能系统施工图等设计文件，并由具备资质的承包商根据原设计文件进行深化设计；深化设计文件应经原设计单位认可；
- 2) 既有建筑应有经设计单位复核或经法定检测机构鉴定的合格文件。
- 3) 有合格的施工组织设计和工程施工方案；
- 4) 施工条件、环境符合施工组织设计要求；
- 5) 建筑工程施工进度、水、电和其它配合条件能满足要求；
- 6) 预留基座、孔洞、管井、预埋件和设施应符合设计图纸要求，并已验收合格；

4 进场安装的太阳能热水应符合设计要求，构成系统的部件、配件、管材、附件应有产品质量合格证明文件。

5 施工安装时不得损坏建筑的结构和外部装修，不得损坏建筑防水、保温、消防设备和其它附属设施。

6 工程安装时应与其它工种密切配合，相互保护已经完工的工程产品。

7 工程的安装施工单位应具有相应的资质。施工、管理和质检人员应经过专业培训并具备相应的资格。

4.2.2 支架和基座

1 太阳能热水系统中的支架和基座材料应符合设计要求。钢结构支架和基座的焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规

范》GB 50250 的规定。

2 基座的做法应符合设计要求，施工时应与建筑主体结构牢固连接。

3 基座预埋件应在主体结构施工时准确埋入，并与结构层中的钢筋相连；有预埋件的基座应采用 C20 细石混凝土振捣密实，不得有空隙。

4 基座的表面应平整，其位置、规格、尺寸、顶面标高应符合设计要求，允许偏差值应符合《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204 的相关规定，其中高度允许误差 $\pm 20\text{mm}$ ，预埋件中心距误差 $\pm 2\text{mm}$ 。

5 基座防水层宜与屋面防水层同时施工，并与屋面防水层形成封闭的整体，基座的防水节点处理应符合《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的规定。

6 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件应在太阳能热水系统安装前涂防腐涂料或采取防腐措施，并对外露部分进行妥善保护。

7 基座施工完成并做好屋面的防水保温后，不得再在屋面上凿孔打洞。

8 支架应按设计要求安装在基座上或焊接在基座的预埋件上，保证位置准确，角度一致，且与主体结构固定牢靠。

9 支架采用后置锚栓与支架基座或主体结构连接时，锚栓的数量、直径、抗拉承载力应符合设计要求，并进行抗拉承载

力现场检测。

10 根据现场情况，支架应采取安全可靠的抗风措施。

11 所有钢结构支架不得放置在长期积水的部位；放置在屋面上的钢结构支架应符合国家现行标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的规定。支架搁置部位应采取合理的排水措施，确保排水通畅。

12 钢结构支架焊接完毕后应做防腐处理。防腐施工应符合国家现行标准《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50224 的规定。

13 支承太阳能热水系统的钢结构支架和金属管路系统应与建筑物防雷接地系统可靠连接。

4.2.3 集热器

1 太阳能热水系统循环管路应先进行预安装，符合安装要求后再进行紧固。

2 太阳能集热器朝向、倾角及其位置应符合设计要求，并使用罗盘仪定位。安装时倾角允许偏差为 $\pm 2^\circ$ ，朝向允许偏差为 $\pm 3^\circ$ 。

3 集热器被安装在建筑屋面上时，周边应按设计要求留有宽度不小于 600mm 的检修通道。

4 前后排集热器之间的距离应符合设计要求，安装允许偏差为 $\pm 30\text{mm}$ 。

5 安装集热器时，应采用不透明的物件进行遮盖，系统调

试时移除遮盖物。

6 集热器之间的连接应采取柔性补偿措施。连接件应便于拆卸和更换，并能吸收和抵御由于系统和气候变化产生的应力变化。连接管应有保温隔热措施，保温隔热层外应有耐候防护层。

7 嵌入屋面安装的集热器与周边屋面交接处应做好防水措施。

8 集热器之间连接管的保温应在检漏试验合格后进行。保温材料及其厚度应符合国家现行标准《工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范》GB 50185 的规定。

9 建筑物上的太阳能集热器在安装时应规则有序、排列整齐。太阳能热水系统配备的输水管和电器、电缆线应与建筑物其他管线统筹安排、同步施工，同时应满足安全隐蔽、集中布置，便于安装，维护方便的要求。

4.2.4 贮热水箱

1 集中太阳能热水系统贮热水箱应放置在基座或支架上，水箱基座或支架宜设置隔热垫片，以保证良好的隔热效果和避免热桥散热。室外放置时，应具备安全可靠的连接措施。

2 集中太阳能热水系统贮热水箱上方及周围应留有符合设计要求的安装、检修空间；贮热水箱周围应易于排水，水箱排水时不应积水。

3 钢板焊接的贮热水箱内、外壁应按设计要求进行防腐处

理，水箱内壁的防腐处理应卫生、无毒、无味、并能长期承受热水的浸泡。

4 室外金属水箱应设置防雷保护措施并符合相应的设计要求。

5 贮热水箱的接地处理应符合设计要求和国家现行标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的规定，并符合下列要求：

- 1) 贮热水箱的接地可利用与大地有可靠连接的建筑物金属结构作为自然接地体；
- 2) 接地装置应采用钢材，接地装置的导体截面积应符合设计要求；
- 3) 与接地体的连接应采用焊接，焊接必须牢固无虚焊，连接到水箱上的接地体应采用镀锌螺栓或铜螺栓连接。

6 开式贮热水箱内胆应进行检漏试验，检漏合格后才能进行保温施工；闭式贮热水箱内胆保温前应做承压试验。贮热水箱保温应符合国家现行标准《工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范》GB 50185 的规定。

7 安装现场不具备搬运及吊装条件时，贮热水箱可现场制作。

8 贮热水箱上的压力表、温度计应安装在便于观察的地方，排气阀应安装在水箱最高处，放空阀应安装在水箱最低处且容易操作的地方。

4.2.5 管线及管路

1 太阳能热水系统的管线、管路安装应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关规定。

2 水泵应按照厂家提供的技术标准进行安装，并应符合现行国家标准《压缩机、风机、泵安装工程施工及验收规范》GB 50275 的相关规定。水泵周围宜留有检修空间，并做好接地保护。

3 安装在室外的水泵宜采取遮阳、防水措施，冬季应做好防冻保护措施。

4 水泵、电磁阀、阀门的安装方向应正确，以便于更换。

5 太阳能热水系统的管路较长时宜安装补偿器，补偿器的形式、规格、位置应符合设计要求，并按有关规定进行预拉伸。

6 明装管路成排安装时，直线部分宜互相平行，弯曲部分的半径宜一致。

7 水平安装的管路宜有适当的坡度，排空系统不得有反坡存在；管路的坡向及坡度应符合设计要求。

8 承压管路和设备宜做水压试验；非承压管路和设备宜做灌水试验。

9 太阳能热水系统管线及管路的保温、隔热措施宜在系统试验合格后进行，管线及管路的保温措施应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程质量检验评定标准》GB 50185 的相关规定。

10 电缆、电线应尽量采用整料，不得管内续接。

11 系统连接导线的接头宜镀锡。截面大于 6mm^2 的股导线宜加装铜接头（铜鼻），截面小于 6mm^2 的单芯导线在打接头圈连接时，线头弯曲与紧固螺丝方向一致，每个接线端最多允许两根芯线，且两根芯线间应加垫片，所有接线螺丝均需拧紧。

4.2.6 辅助加热设备

1 太阳能热水系统辅助电源设施的安装应符合具体设计要求和现行国家标准《建筑电气安装工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定。

2 电加热装置的型号、规格及其参数、安装位置均应符合设计要求。

3 辅助电加热系统宜安装在贮热水箱的中下部，与水箱的接触部分不得有热水渗出。电热管的接线柱，应采取防雨措施。

4 电锅炉、电热管的安装应符合相关规程的规定，并注意以下几点：

- 1) 电锅炉、电热管应按设计或产品要求设置安全可靠的接地措施；
- 2) 电锅炉、电热管宜有符合设计或产品要求的过热安全保护措施，以防止热水温度过高和出现无水烘干现象；
- 3) 无压力安全措施装置时，电锅炉的热水出口不得装设阀门，以防压力过高发生事故；
- 4) 锅炉、电热管宜有电源开关指示灯、水温指示等装置。

5 供热锅炉及辅助设备的安装应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关规定。

4.2.7 水压试验与冲洗

1 太阳能热水系统安装完毕后，在设备和管道保温之前，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。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，应按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关规定进行。

3 系统水压试验合格后，应对系统进行冲洗，符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242。

4 环境温度低于 0℃ 进行水压试验时，应采取可靠的防冻措施；太阳能热水系统处于空晒、闷晒等情况下进行水压试验时，应采取可靠的防高温措施。

4.3 系统调试

4.3.1 一般规定

系统投入使用前应进行系统调试，系统调试应包括设备单机或部件调试和系统联动调试。具备使用条件时，系统调试应在竣工验收阶段进行；不具备使用条件时，经建设单位同意，可延期进行。

4.3.2 设备单机或部件调试

1 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、辅助能源加热设备等调试。调试应包括下列内容：

- 1) 检查水泵安装方向。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) 检查电磁阀安装方向。电磁阀的安装应确保方位正确，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、时钟控制等仪表应能准确显示；
- 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) 剩余电流保护装置动作应准确可靠；
- 6) 防冻系统装置、超压保护装置、过热保护装置等应工作正常；
- 7) 各种阀门应开启灵活，密封严密；
- 8) 辅助能源加热设备应达到设计要求，工作正常。

4.3.3 系统调试

1 设备单机或部件调试完成后，应进行系统联动调试。系统联动调试应包括下列主要内容：

- 1) 调整水泵控制阀门；
- 2) 调整电磁控制阀门，电磁阀的阀前、阀后压力应处在设计要求的压力范围内；
- 3) 调整各个分支回路的调节阀，各回路流量应平衡；
- 4) 调试集热循环水泵的流量及扬程，应符合设计要求；
- 5) 调试热水供应系统，其水温、水量和水压等应满足设计要求；
- 6) 温度、温差、水位、光照、时间等控制仪的控制区间或控制点应符合设计要求；
- 7) 调试辅助能源加热系统，应与太阳能加热系统相匹配。

2 太阳能热水系统联动调试完成后，系统应连续运行 72h，设备及主要部件的联动必须协调，动作正确，无异常现象。

4.4 系统验收

4.4.1 一般规定

1 太阳能热水系统施工质量验收应根据施工安装特点进行检验批、分项工程验收和竣工验收，并应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 及相关专业质量验收规范的规定。

2 检验批及分项工程验收应在施工单位自检合格后，由监理工程师（建设单位项目技术负责人）组织施工单位项目专业

技术（质量）负责人等进行验收。

3 太阳能热水系统完工后，施工单位应在自行检验评定合格且经第三方检测单位检测合格后，向建设单位提交竣工验收申请报告。

4 建筑单位收到工程竣工验收申请报告后，应组织设计、施工、监理等单位（项目）负责人联合进行竣工验收。

5 当与建筑主体工程同时进行时，太阳能热水系统施工按本导则的要求作为子分部并入建筑总体工程验收，按《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 的规定进行验收。

6 太阳能热水系统主要组成材料、设备、成品、半成品和仪表进场验收应符合下列要求：

- 1) 对系统主要组成材料、设备、成品、半成品和仪表的品种、规格、包装、外观和尺寸等进行检查验收，并经专业监理工程师（建设单位技术负责人）确认，形成相应的验收记录；
 - 2) 对系统主要组成材料、设备、成品、半成品和仪表的质量证明文件进行核查，并经专业监理工程师（建设单位技术负责人）确认，纳入工程技术档案。系统主要组成材料、设备、成品、半成品和仪表均应具有出厂合格证、中文说明书及相关性能检测报告，进口材料、设备、成品、半成品和仪表应提供出入境商品检验证明。
- 7 太阳能热水系统的主要组成材料、设备、成品、半成品

和仪表的进场验收、隐蔽工程验收、分项工程/检验批验收和竣工验收应填写验收记录，验收资料应单独组卷。

4.4.2 分项工程验收

1 太阳能热水系统分项工程的划分，应符合下列规定：

- 1) 太阳能热水系统分项工程分为：基座、支架、集热器、贮热水箱、管路、辅助能源加热设备、电气与自动控制系统；
- 2) 太阳能热水系统应按照分项工程进行验收，分项工程较大时，可以将分项工程分为若干个检验批进行验收；
- 3) 太阳能热水系统工程验收无法按照上述要求划分分项工程时，可由建设、监理、施工等各方协商进行划分，但验收项目、验收内容需遵守本导则的规定。

2 对影响工程安全、使用功能和系统性能的工序，需在前道工序验收合格后才能进入下一道工序的施工。这些工序包括以下部分：

- 1) 屋面太阳能热水系统施工前，已完成屋面防水工程的应先进行屋面防水工程的验收；
- 2) 贮水箱就位前，对贮水箱承载和固定基座核验；
- 3) 太阳能集热器支架就位前，对支架承载、固定基座及预埋件、预留洞核验；
- 4) 建筑管道井封口前，对预留管道和太阳能热水系统电气预留管线核验；

- 5) 贮水箱保温前,对贮水箱进行满水试验和防腐质量的验收;
- 6) 系统管道保温前,进行管道水压试验和防腐质量的验收;
- 7) 隐蔽工程隐蔽前,进行施工质量验收。

3 太阳能热水系统,应在施工安装中完成下列隐蔽工程的现场验收:

- 1) 预埋件或后置锚栓连接件;
- 2) 基座、支架、集热器与主体结构的连接节点处理及可靠程度;
- 3) 基座、支架、集热器四周与主体结构之间衔接及密封情况;
- 4) 系统的防雷、接地连接节点;
- 5) 其它隐蔽工程的施工质量验收。

4 太阳能热水系统热水供、回水管道及辅助设备的安装验收应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的规定。

5 从太阳能热水系统取出的热水应符合国家现行标准《城市供水水质标准》CJ/T206 和《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020-2021 的规定。

4.4.3 竣工验收

1 工程移交用户前,应进行竣工验收。竣工验收宜在分项工程验收或检验合格后进行。其竣工验收程序为:

- 1) 太阳能热水系统工程完工后，施工单位自行组织有关人员进行验收，验收合格后向建设单位提交竣工验收申请报告；
 - 2) 建设单位收到工程竣工申请报告后，由建设单位项目负责人组织设计、施工、监理等单位项目负责人进行竣工验收。
- 2 太阳能热水系统竣工验收合格，应符合下列要求：
- 1) 分项工程应全部合格；
 - 2) 质量控制资料应完整；
 - 3) 系统有关安全和功能性检测资料应完整；
 - 4) 观感质量验收应符合要求。
- 3 太阳能热水系统竣工验收时，应核查质量控制资料、安全和功能性检测资料。宜包括以下资料：
- 1) 太阳能热水系统质量控制资料主要包括：图纸会审记录、设计变更文件、洽商记录和竣工图；系统主要组成材料、设备、成品、半成品和仪表的出厂合格证、中文说明书及相关性能检测报告；后置螺栓(或锚栓)锚固力现场拉拔试验报告；混凝土试块或砌块(砖)抗压强度检测报告；隐蔽工程检查验收记录和相关图像资料；系统施工安装记录；分项工程验收记录等。
 - 2) 太阳能热水系统安全和功能性检测资料：屋面防水检漏记录；承压管路系统、设备及阀门水压试验记录；非承

压管路系统和设备灌水试验记录；集热器、贮热水箱检漏试验记录；系统冲洗及水质检测记录；系统热性能检测记录；防雷、接地电阻测试记录；设备单机或部件调试记录；系统调试记录；系统试运行记录等。

3 太阳能热水系统观感质量验收宜包括以下项目：

- 1) 基座与建筑连接牢固，摆放整齐。屋面上基座应做防水处理，且不得破坏屋面防水层和保温隔热层；
- 2) 支架与基座或建筑主体结构固定牢靠。钢支架与建筑物接地系统可靠连接，且焊接、防腐处理应符合要求；
- 3) 集热器与支架或建筑主体结构固定牢靠，集热器与集热器之间连接管的连接方式、保温处理应符合要求；
- 4) 贮热水箱与底座固定牢靠，其防腐、接地及保温处理应符合要求；
- 5) 管路的支吊架形式、位置、间距及保温处理应符合要求；
- 6) 辅助能源加热设备安装应符合要求；
- 7) 电缆线路敷设、电气设备安装应符合要求，电气设备接地可靠。
- 8) 检查方法：尺量、观察检查。
- 9) 检查数量：管路、电缆线路按每个系统抽查 10%，且不少于 5 处；少于 5 处的，全数检查。各类设备、部件抽查 10%，且不少于 5 个；少于 5 个的，全数检查。

4.5 系统监测与控制

4.5.1 一般规定

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，根据不同的太阳能热水系统特点确定相应的功能，实现在最小常规能源消耗的条件下获得最大限度太阳能的总体目标。

2 控制系统设计应依据太阳能热水系统设计的要求，实现对太阳能集热系统、辅助能源系统以及供热水系统等功能的控制与切换。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。

4.5.2 太阳能热水系统

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宜设在水箱的下部。
当集热系统循环为变流量运行时,宜根据集热器温差改变流量,实现稳定运行。
 - 4) 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。
 - 5) 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。
- 1 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宜采取防过热措施。
当贮热水箱高于设定温度时,宜停止从集热系统与辅助能源系统获得能量。
 - 2) 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,应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且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°C - 10°C 之间。
 - 3) 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。
 - 4) 在太阳能集热系统和供热水系统中,水泵的运行控制宜设置缺液保护。

4.5.3 安全保护设计

- 1 控制系统中的电气设备应设置短路保护和接地故障保护装置及等电位联结等安全措施。
- 2 控制系统设计宜预留通信接口。
- 3 远程控制时宜有就地控制和解除远程控制的措施。

5 太阳能光伏系统与建筑一体化应用

5.1 建筑光伏利用能力评估与开发模式

5.1.1 分布式光伏利用能力评估

1 一般规定

1) 分布式太阳能光伏建筑一体化工程实施前需进行太阳能发电利用能力评估,以指导分布式太阳能光伏建筑一体化应用工程的设计与配置。

2) 分布式太阳能光伏利用能力评估主要包括建筑屋顶结构功能性指标评估以及能力需求匹配指标评估:

a 建筑屋顶结构功能性评估以建筑屋面荷载安全为前提条件并结合技术经济性评估进行分布式太阳能光伏建筑一体化的规划设计,相应规定见本导则 3.3 与 3.4 相关条款,适用于建筑分布式太阳能开发和利用的前期可利用性评估。

b 能力需求匹配指标评估适用于建筑分布式太阳能光伏开发和利用的前期可利用性评估以及投运后的可利用性评估,可用于指导分布式太阳能光伏建筑一体化的容量规划以及智能运行管控。

2 能力需求匹配评估

1) 指标计算

a. 日间用能量匹配值

日间用能量匹配值参考式(5.1.1-1)进行计算:

$$K_e = \frac{W}{S} \quad (5.1.1-1)$$

式中 K_e ——日间用能量匹配值;

W ——年均总日间用能量 (千瓦时);

S ——屋顶可利用面积 (平方米)。

b. 日间用能负荷匹配值

日间用能负荷匹配值参考式(5.1.1-2)进行计算:

$$K_p = \text{Max}\left\{\frac{L}{P_S}\right\} \quad (5.1.1-2)$$

式中 K_p ——日间用能负荷匹配值;

L ——某时刻日间用能负荷 (千瓦);

P_S ——同一时刻分布式太阳能光伏供能功率 (千瓦)。

c. 变压器容量匹配值

变压器容量匹配值参考式(5.1.1-3)进行计算:

$$K_t = \frac{W_t}{S} \quad (5.1.1-3)$$

式中 K_t ——变压器容量匹配值;

W_t ——变压器容量 (千伏安);

S ——屋顶可利用面积 (平方米)。

2) 能力需求匹配评估

能力需求匹配评估体系如表 5.1.1-1 所示。

表 5.1.1-1 能力需求匹配评估体系表

评估等级	指标范围	指标含义
能力需求匹配指标一级	$K_e \geq 100$	分布式太阳能光伏光热供能量可完全被用户消纳
	$K_p \geq 1$	分布式太阳能供能功率可完全被用户消纳
	$K_r \geq 0.1$	分布式光伏所发电量可完全并网消纳
能力需求匹配指标二级	$50 \leq K_e < 100$	分布式太阳能光伏光热供能量大于等于 50%可被用户消纳
	$0.5 \leq K_p < 1$	分布式太阳能供能功率大于等于 50%可被用户消纳
	$0.05 \leq K_r < 0.1$	分布式光伏所发电量大于等于 50%可并网消纳
能力需求匹配指标三级	$K_e < 50$	分布式太阳能光伏光热供能量小于 50%可被用户消纳
	$K_p < 0.5$	分布式太阳能供能功率小于 50%可被用户消纳
	$K_r < 0.05$	分布式光伏所发电量小于 50%可并网消纳

5.1.2 分布式光伏开发利用模式

1 一般规定

- 1) 建筑宜在建筑屋顶结构性能评估与分布式光伏利用能力评估的基础上,根据能力需求匹配等级采取提升分布式太阳能利用能力的措施。
- 2) 分布式太阳能光伏建筑一体化的开发利用应满足国家与行业关于绿色建筑、零碳建筑、智能楼宇、节能减排等相应建筑技术标准、导则与管理办法的要求。

3) 分布式太阳能开发利用达到一定规模, 宜将光伏组件、逆变器等相关设备与能量管理集成至建筑设备监控系统与建筑能效管控系统上, 充分利用自动化技术, 结合碳市场与能源市场环境实现建筑柔性资源的协调运营, 满足经济、绿色、智能、舒适的建筑供用能需求。

2 分布式太阳能开发利用模式

分布式太阳能光伏光热建筑一体化开发利用模式参考表 5.1.2-1 所示。

表 5.1.2-1 分布式太阳能光伏光热建筑一体化开发利用模式

评估指标	指标范围	开发利用模式
能力需求匹配指标	$K_e \geq 100$	表明屋顶可利用面积都可用来建设光伏电站, 并被用户单位就地消纳。建议考虑采用“自发自用”的电费结算模式。
	$50 \leq K_e < 100$	表明屋顶可利用面积都可以被用来建设光伏电站, 一半以上的光伏电力可被用户就地消纳。建议考虑采用“自发自用, 余量上网”的电费结算模式。
	$K_e < 50$	表明业主单位用电能力较弱, 则需考虑是否采用“完全上网”的电网接入模式和“全部售电”的电费结算模式, 并须考虑业主单位长期发展稳定性。
	$K_p \geq 1$	表明业主用能负荷与分布式太阳能供能功率匹配度很好, 无需利用建筑柔性资源或并网模式进行太阳能的消纳
	$0.5 \leq K_p < 1$	表明业主用能负荷与分布式太阳能供能功率匹配度还不够, 为了保证建筑能源系统的安全性与稳定性, 必需利用建筑柔性资源或并网模式进行太阳能供能功率的消纳

	$K_p < 0.5$	表明业主用能负荷与分布式太阳能供能功率匹配度很差，为了保证建筑能源系统的安全性与稳定性，必需利用并网模式进行太阳能供能功率的消纳
	$K_r \geq 0.1$	表明屋顶可利用面积都可以被用来建设光伏电站，并通过现有变压器接入电网。
	$0.05 \leq K_r < 0.1$	需考虑变压器改造扩容的可能性，以及改造所需的费用和时间，或者考虑在屋顶可利用面积中仅选用部分屋面。
	$K_r < 0.05$	变压器改造扩容的可能性较低，改造费用较大，此时建议根据变压器容量匹配值，考虑在屋顶可利用面积中仅选用小部分屋面开发光伏，其余部分可结合热负荷需求开发光热。

5.1.3 分布式光伏投资经济分析

1 投资估算

1) 光伏系统投资估算应考虑光伏组件、安装支架、并网逆变器、充放电控制器、储能装置(对独立系统)、交直流配电、电缆、施工及管理费用、设计费用、监理费用及其他的项目投资。

2) 进行投资估算时，应按照表 5.1.3-1 编制光伏发电系统投资清单。

表 5.1.3-1 光伏发电系统投资清单列表

序号	项目	明细	单价:元/瓦	总成本(万元)
1	光伏阵列	电池组件		
		支架		
		汇线盒(含防雷器)		

		直流配电箱		
		直流电缆		
2	逆变设施	并网逆变器		
		交流配电柜（含防雷器）		
		交流电缆		
		监控		
		计量装置		
3	控制检测与数据传输系统	PC（电脑）		
		通讯机		
4	场地基础及土建工程	防雷及接地装置		
		光伏阵列基础		
		屋面保养		
		线缆地沟/桥架		
		设备电气基础		
		清洁、水路管线设施		
5	安装调试、运输	安装调试费		
		运输杂费用		
6	项目勘测设计费	勘察设计费		
		工程监理费		
		建设项目法人管理费		

		项目前期工作费		
		设计、绘图费		
7	其他			
合计				

2 投发电量估算

- 1) 结合太阳辐射数据及安装方式等因素，估算拟安装容量条件下系统每年的发电量以及全生命周期内的发电量。
- 2) 根据光伏电站场址周围地形图，考察光伏电站周围环境、地面建筑物情况，建立太阳能光伏发电上网电量的计算模型，确定最终上网电量，方法如下：

a 倾斜面上天空散射辐射量可按照式 5.1.3-1 计算：

$$H_{dt} = H_d \left[\frac{H_b}{H_0} R_b + \frac{1}{2} \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) (1 + \cos \beta) \right] \quad (5.1.3-1)$$

式中： H_b ——平面上直接辐射量；

H_d ——水平面上散射辐射量；

R_b ——倾斜面与水平面上直接辐射量之比；

H_0 ——大气层外水平面上太阳辐射量；

β ——倾角。

b 倾斜面上太阳辐射量可按照式 5.1.3-2 计算：

$$H_{\tau} = H_b R_b + H_d \left[\frac{H_b}{H_0} R_b + \frac{1}{2} \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) (1 + \cos \beta) \right] + \frac{1}{2} \rho H (1 - \cos \beta) \quad (5.1.3-2)$$

式中： H ——水平面上总辐射量；

ρ ——地物表面反射率。

c 根据 5.1.3-1 或 5.1.3-2 计算单位面积光伏组件理论年发电量，需考虑系统不可利用的太阳辐射量、光伏组件失配损耗、线缆损耗、灰尘、逆变效率、温度等因素。系统修正系数可取 0.7，另外还需考虑组件每年 0.8% 的功率衰减。

d 可参考光伏设计软件 RETScreen 估算发电量。

3 电价费效比

根据总投资估算以及发电量估算，计算电价费效比，费效比=电站总投资/电站总发电量(单位:元/kWh)。

4 投资收益率分析

1) 根据总投资估算以及系统每年发电量估算，考虑资金占用成本、通胀预期、能源及主材成本上升率等因素，分析投资收益率。

2) 项目投资收益率可采用内部收益率、净现值、净现值率、投资回收期等评价指标，评价项目经济效益。

5.2 系统设计

5.2.1 一般规定

1 光伏系统应进行专项设计或作为建筑电气工程设计的一部分，系统鼓励采用装配化设计与施工，实现建筑光伏一体化。

2 光伏组件或方阵的选型和设计应与建筑结合，具备良好

的通风性能，在综合考虑发电效率、发电量、电气和结构安全、适用美观的前提下，合理选用光伏构件，并与建筑模数相协调，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

3 光伏系统输配电和控制用线缆应与其他管线统筹安排，确保安全、隐蔽、集中布置，满足安装维护的要求。

4 光伏组件或方阵连接电缆及其输出总电缆应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定 第一部分：结构要求》GB/T 20047.1 的相关规定。

5 并网光伏系统应具有并网保护功能，并在可能接触或接近光伏系统的位置设置明显醒目的防触电警示标识。

6 光伏系统应安装计量装置，并预留检测接口。

7 光伏系统应满足《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939 关于电压偏差、闪变、频率偏差、谐波、三相不平衡度和功率因数等电能质量指标的要求；离网独立光伏系统应满足《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的相关要求。

8 鼓励建筑光伏一体化系统增加组件级关断功能，防止直流侧拉弧引起的火灾隐患。紧急情况下光伏系统应快速关断每一块光伏组件之间的连接，关断电压设定应符合中国国情。

5.2.2 系统分类

1 按是否与公共电网的连接分类可分为下列两种系统：

1) 离网太阳能光伏系统；

2) 并网太阳能光伏系统。

2 按是否配备电能储存装置（蓄电池）分类可分为下列两种系统：

1) 无储能装置的太阳能光伏系统；

2) 配备储能装置的离网太阳能光伏系统。

3 按系统电力与负载需求大小分类，可分为下列两种系统：

1) 防逆流太阳能光伏系统；

2) 全额上网或余电上网太阳能光伏系统。

4 按供用电形式分类可分为下列三种系统：

1) 直流太阳能光伏系统；

2) 交流太阳能光伏系统；

3) 交直流混合太阳能光伏系统。

5 光伏系统按其光伏组件的封装形式，分为以下三种系统：

1) 建材型光伏系统；

2) 构件型光伏系统；

3) 安装型光伏系统。

6 光伏系统按装机容量可分为下列三种系统：

1) 小型系统，装机容量不大于 20kWp 的系统；

2) 中型系统，装机容量在 20kWp 至 400kWp(含 400kWp) 之间的系统；

3) 大型系统，装机容量大于 400kWp 的系统。

5.2.3 系统设计

1 根据新建建筑或既有建筑的使用功能、建筑结构形式、电网条件、负荷性质和系统运行方式等因素，确定光伏系统的封装形式为建材型、构件型或安装型。

2 光伏系统一般由光伏方阵、光伏接线箱、逆变器（限于包括交流线路系统）、蓄电池及其充电控制装置（限于带有储能装置系统）、电能表和显示电能相关参数的仪表组成。

3 系统应设置过载保护、短路保护、反向放电保护、极性反接保护、雷电保护、欠压保护、过充保护等保护措施，并考虑加入电池停充电压 **HVD** 设置、电池欠压停机 **LVD** 设置、显示电池容量 **SOC** 设置、负载开机恢复设置、智能温度补偿、存储累计充电安时数，以及液晶显示屏存储累计放电安时数等功能。

4 鼓励系统增设光伏数据采集和管控装置及其配套系统。控制模式分为单户控制模式和区域集控模式。通过区域汇集、自治调控、参数评价，与电力系统进行协同控制，便于并网。装置支持且不限于 **IEC 61850**、**IEC 61970**、**MQTT**、**E 语言** 等主流通信方式转换匹配，实现全网络化快速交换。在光伏管控系统搭建中，考虑设备主体范围包括光伏系统相关所有设备、储能装置、二次设备通信设备、应对不同场景自治运行控制，并考虑应用集成人工智能算法等数据处理、分析模块以及碳计量和分析相关模块。

5 太阳能光伏系统设计容量根据用户要求、系统负载以及

规范阵列可安装面积进行设计，计算方法如下：

1) 系统负载需求量由下式决定：

$$E_{load} = \sum_{i=1}^n P_i t_i \quad (5.2.3-1)$$

式中 E_{load} ——系统负载需求量，kWh；

i ——第 i 个采用太阳能光伏系统供电的设备；

P_i ——第 i 个设备的额定功率，kW；

t_i ——第 i 个设备在某期间使用的小时数，h。

2) 光伏方阵的功率通过下式确定：

$$P = \frac{E_{load} \times D \times R}{H_{total} / G_s \times K} \quad (5.2.3-2)$$

式中 E_{load} ——系统负载需求量，kWh；

D ——负载对太阳能光伏系统的依赖系数，在 0~1 之间取值；

R ——考虑安装环境对接收太阳辐照量影响的修正系数，在 1.0~1.2 之间取值；

H_{total} ——某时间段内投射于光伏方阵上的日照总量，kW·时间/m²；

G_s ——太阳辐照强度，1000W/m²；

K ——系统修正系数，在 0.6~0.8 之间取值。

3) 光伏方阵的面积通过下式确定：

$$A = \frac{P}{G_s \times \eta} \quad (5.2.3-3)$$

式中 A ——光伏方阵面积， m^2 ；

G_s ——太阳辐照强度， $1000W/m^2$ ；

η ——光伏方阵的效率。

4) 蓄电池的容量由下式确定：

$$E_{battery} = \frac{E_{day} \times N}{DOD} \quad (5.2.3-4)$$

式中 $E_{battery}$ ——蓄电池容量， Ah ；

E_{day} ——系统负载每天需求量， Ah ；

N ——自给天数，一般取 3-7 天；

DOD ——放电深度，户用系统一般取 50%。

6 建筑储能应用应具备下列功能：

- 1) 参与建筑整体用电柔性调节；
- 2) 在储能电池荷电状态过低和完全放电等情况下，通过储能变换器对储能电池进行充电；
- 3) 电池管理系统实时监测并向上层监控系统反馈储能电池电压、充放电电流、荷电状态、能量状态、最大运行充放电功率等信息；
- 4) 电气保护、安全监测和消防报警。

7 针对并网太阳能光伏系统，光伏方阵的功率与系统负载需求量之间没有相互限制，对蓄电池的容量没有特别限制，根据实际情况先确定建筑光伏方阵的可安装面积，再确定光伏方阵的功率。

8 光伏阵列的设计应遵循以下原则：

- 1) 根据建筑设计、采光条件以及电力负荷确定光伏组件的类型、规格、安装位置、安装方式和安装场地面积；
- 2) 根据建筑形式，选择最佳安装部位，便于清除灰尘，保证组件通风良好同时确定光伏组件的安装方式；
- 3) 根据并网逆变器的额定直流电压、最大功率点跟踪控制范围、光伏组件的最大输出工作电压及其温度系数，确定光伏组件的串联数（或称光伏组件串）；
- 4) 根据总装机容量及光伏组件串的容量确定光伏组件串的并联数；
- 5) 同一组串及同一子阵内，组件电性能参数应尽可能一致，其中最大输出功率 P_{max} 、最大工作电流 I_{max} 的离散性应小于 $\pm 3\%$ ；
- 6) 建材型光伏系统和建筑构件型光伏系统在建筑设计时需统筹考虑电气线路的安装布置，保证建材型光伏组件和建筑构件型光伏组件金属外框可靠接地。

9 光伏系统汇流箱设置应遵循以下原则：

- 1) 汇流箱内应设置汇流铜母排或端子及防雷保护装置及监控装置；
- 2) 光伏组件串应分别由线缆引至汇流母排，在母排前分别设置直流分开关，并设置直流主开关；
- 3) 汇流箱的设置位置应便于操作和检修，选择室内干燥

的场所。设置在室外的光伏接线箱应具有防水、防腐措施，其防护等级应为 IP65 以上。

4) 汇流箱和配电柜不应存在影响使用的变形、锈蚀、漏水、积灰，箱体外表面的安全警示标识完整、无破损。

10 独立光伏系统应采用离网型逆变器，逆变器应符合现行国家标准《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器第 1 部分：技术条件》GB/T 20321.1 的有关规定，并应满足计量、高效、节能、环保的要求。离网型逆变器的总额定容量可根据交流侧负荷最大功率及负荷性质选择。

11 交流并网光伏系统宜采用并网逆变器，并网逆变器的总额定容量可根据光伏系统装机容量进行超配；根据光伏系统装机容量及单台并网逆变器额定容量确定并网逆变器的数量。并网逆变器的选择还应遵循以下原则：

1) 并网逆变器应具备自动运行和停止功能、最大功率点跟踪控制功能、有无功出力调节功能和防止孤岛效应功能；同时满足高效、节能、环保的要求。

2) 不带工频隔离变压器的并网逆变器应具备直流检测功能；无隔离变压器的并网逆变器应具备直流接地检测功能；

3) 具有并网保护装置，与并网点相数、频率、电压、相位等电特性相匹配。

12 直流线路的选择应遵循以下原则：

1) 耐压等级应高于光伏方阵电压的 1.25 倍；

- 2) 额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器整定值高于光伏方阵的标称短路电流的 1.25 倍；
- 3) 满发状态下，线路电压损失应控制在 3% 以内。

13 光伏系统防雷和接地保护应符合以下要求：

- 1) 光伏系统防直击雷和防雷击电磁脉冲的措施应严格遵守国家现行标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《光伏发电站防雷技术要求》GB/T32512 及《光伏发电站防雷技术规程》DL/T1364 的相关规定；
- 2) 光伏系统和并网接口设备的防雷和接地措施，应符合国家现行标准《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》SJ/T 11127 的相关规定。

14 建材型光伏系统

- 1) 建材型光伏组件应具备建筑材料本身固有的功能，强度、安全性能、防火等性能均不低于原建筑材料，且对原有的建材功能无影响；
- 2) 建材型光伏组件系统结构应符合本导则 3.3 的要求。

15 构件型光伏系统

- 1) 构件型光伏组件应具备建筑构件本身固有的功能，且对原有功能和设计使用年限无影响；系统结构设计应符合本导则 3.3 的要求。
- 2) 构件型光伏系统保留建筑构件本身固有的功能时，如影响到组件接受太阳辐射的一致性，应对每一串组件需要

用旁路二极管隔离，或单独使用控制器或者逆变器。针对朝向、角度不一致的复杂应用场景，应尽量区分不同的发电场景进行单独支路接入逆变器保证系统发电效率并降低热斑风险。

16 光伏系统的防雷和接地应按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的有关规定执行。

5.2.4 电网接入

1 光伏系统与公共电网并网应满足当地供电机构的相关规定和要求。

2 光伏系统以低压、中压或高压（10kV 及以上）方式并网设计阶段，应符合《光伏电站设计规范》GB 50797、《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865、《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593 的相关规定。

3 光伏系统以中压或高压（10kV 及以上）方式并网时，应符合以下要求：

- 1) 光伏系统设计时应根据当地气温、综合极端气温条件设计系统电池数量和系统电压。光伏系统并网点的运行电压为额定电压的 90% ~ 110% 时，光伏系统能正常运行；
- 2) 光伏系统在并网运行 6 个月内应向供电机构提供有关光伏系统运行特性的测试报告，以表明光伏系统符合接入电网的相关规定。

4 光伏系统与公共电网之间应设隔离装置，并应符合下列

规定：

- 1) 光伏方阵与逆变器之间，逆变器与公共电网之间应设置隔离装置；
- 2) 光伏系统在并网处宜设置并网专用低压开关箱（柜），并设置专用标识和“警告”、“双电源”等提示性文字和符号。

5 并网光伏系统并网运行应满足《光伏系统并网技术要求》**GB/T 19939**、《光伏发电系统接入配电网技术规定》**GB/T 29319**、《分布式电源并网技术要求》**GB/T 33593**、《分布式电源并网运行控制规范》**GB / T 33592** 的相关规定，并应符合以下要求：

- 1) 并网光伏系统应具备自动检测功能及并网切断保护功能；
- 2) 光伏系统可根据系统接入条件和供电部门要求选择安装并网保护装置，并符合《光伏（PV）系统电网接口特性》**GB/T 20046** 的相关规定和《继电保护和安全自动装置技术规程》**GB/T 14285** 的功能要求；
- 3) 当并网点电能质量超限时，光伏系统应自动停止供电，在并网点电能质量恢复正常范围后的一段时间之内，系统避免向并网点供电。恢复并网延时时间由供电部门或用户根据当地条件确定。

6 并网光伏系统的控制与通信应符合以下要求：

- 1) 根据当地供电部门的要求，配置相应的自动化终端设

备与通信装置，采集光伏系统装置及并网线路的遥测、遥信数据，并将数据实时传输至相应的调度主站；

2) 应在并网光伏系统电网接口/公共连接点配置电能质量实时在线监测装置，确保可测量到所有电能质量参数（电压、频率、谐波、功率因数等）传输至相应的调度主站；

3) 光储直柔监控系统应实时采集电源设备、主要用电设备和配电设备的电流、电压、功率、电量和运行状态等信息，数据采集时间间隔应满足供电部门的要求；具备对电源设备、主要用电设备和配电设备进行远程和本地控制的功能；具备根据电价、电网指令或预设运行目标切换运行模式的功能；具备故障报警与保护功能；具备能量管理与优化功能。

7 并网光伏系统可根据当地供电部门的关口计量点设置原则确定电能计量点，并符合以下要求：

1) 光伏系统在电能关口计量点配置专用电能计量装置；电能计量装置应符合《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 和《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448 的相关规定；

2) 光储直柔系统应在 DC750V 和 DC 375V 或 DC220V 电源侧设置电能计量装置，且电能计量装置准确度等级不应低于 1 级。

8 作为应急电源的光伏系统应符合下列规定：

- 1) 保证在紧急情况下光伏系统与公共电网解列；
- 2) 作为消防应急电源，应在火灾发生时切断光伏系统供电的非消防负荷；
- 3) 开关柜（箱）中的应急回路应设置相应的应急标志和警告标识；
- 4) 光伏系统与电网之间的自动切换开关应选用不自复方式。

9 光伏系统并网时应对电网承载力进行评估，以保障电网安全稳定运行，促进分布式电源健康有序发展。评估时应遵循以下准则：

- 1) 基于电力系统现状和规划，遵循“分区分层”原则，从总体到局部、从高压到低压，按供电区域和电压等级开展。
- 2) 评估应与电网年度方式分析、电网规划同步周期性开展，并结合电网结构、用电负荷及电源变化适当调整评估周期，对于承载力较弱的区域应缩短评估周期。
- 3) 评估范围包括分布式电源消纳范围内的各电压等级电网，评估对象包括相应的输变电设备。
- 4) 应开展热稳定计算，在此基础上进行电压偏差、短路电流、谐波等校核，确定供电区域内的承载等级和可新增分布式电源容量。

10 光伏系统并网应由满足电网承载能力评估标准，包括如

下内容：

1) 热稳定评估

- a. 热稳定评估应以电网输变电设备热稳定不越限为原则，评估对象应包括变压器和线路。
- b. 热稳定评估应根据电网运行方式、输变电设备限值、负荷情况、发电情况、分布式电源出力特性等因素计算反向负载率 λ 。
- c. 反向负载率 λ 可按式(5.2.4-1)计算。

$$\lambda = \frac{P_D - P_L}{S_e} \times 100\% \quad (5.2.4-1)$$

式中 P_D ——分布式电源出力；

P_L ——同时刻等效用电负荷，即负荷减去除分布式电源以外的其他电源出力；

S_e ——变压器或线路实际运行限值。

- d. 热稳定评估可采用评估周期内反向负载率 λ 的最大值 λ_{max} 作为评估指标。评估周期内法定节假日等引起电网负荷波动的特殊时期的 λ 可不考虑。
- e. 评估区域内可新增分布式电源容量 p_m 应按式(5.2.4-2)计算：

$$P_m = (1 - \lambda_{max}) \times S_e \times k_\gamma \quad (5.2.4-2)$$

式中 k_γ ——设备运行裕度系数，一般取 0.8。

2) 短路电流校核

- a. 接入电源后各母线节点短路电流不超过相应断路器开断电流限值,校核对象包括短路电流有可能流经的所有设备。
- b. 根据评估范围内系统最大运行方式下短路电流现状和待校核分布式电源容量,以 GB/T 15544、DL/T 5729 为依据计算系统母线短路电流。
- c. 短路电流应按公式(5.2.4-3)校核。

$$I_{xz} < I_m \quad (5.2.4-3)$$

式中 I_{xz} ——系统母线短路电流;

I_m ——允许的短路电流限值,应选取与母线联接的所有设备和馈出线上相应断路器开断电流限值的最小值。

3) 电压偏差校核

- a. 电压偏差校核以无功功率就地平衡和分布式电源接入后电网电压不越限为原则,校核对象包括 35kV~220kV 变电站的 10kV~220kV 电压等级母线。
- b. 根据评估周期内电网最高和最低运行电压,结合 GB/T12325 给出的电压限值分别计算评估区域的最大正电压偏差、负电压偏差,分别表示为 ΔU_H 和 ΔU_L 。
- c. 根据待校核分布式电源容量和 GB/T 33593 要求,按公式(5.2.4-4)计算出新增分布式电源接入后导致该区域的最大正、负电压偏差,分别表示为 δU_H 和 δU_L 。

$$\delta U(\%) = \frac{R_L P_{max} + X_L Q_{max}}{U_N^2} \quad (5.2.4-4)$$

式中 Q_{max} ——依据 GB/T33593 对不同类型分布式电源的并网点功率因数的要求数值计算出的最大无功正、负值， U_N 为该区域内母线的额定电压， R_L 、 X_L ，为电网阻抗的电阻、电抗分量，在高压电网中可忽略电网电阻分量。

d. 电压偏差应按公式(5.2.4-5)校核。

$$\Delta U_H > \delta U_H \text{ 且 } \Delta U_L < \delta U_L \quad (5.2.4-5)$$

4) 谐波校核

a. 谐波校核宜以系统中分布式电源接入电网节点谐波电流值、间谐波电压含有率不越限为原则，校核对象包括分布式电源提供的谐波电流和间谐波电压有可能影响的所有节点。

b. 谐波电流可按式(5.2.4-6)校核。

$$I_{xz,h} > I_h \quad (5.2.4-6)$$

式中 $I_{xz,h}$ ——第 h 次谐波电流值；

I_h ——GB/T 14549 规定的第 h 次谐波电流限值。

c. 校核节点的各次间谐波电压含有率不宜超过 GB/T 24337 规定限值。

5) 电网承载力等级划分

a. 电网承载力评估等级可根据计算分析结果，分区分层

确定。评估等级由低到高可分为绿色、黄色、红色。

b. 确定评估等级时，应局部服从总体，下一级电网评估等级低于上一级电网时，评估等级以上一级电网为准。

c. 评估区域短路电流、电压偏差或谐波校核不通过，其相应的评估等级应为红色。

d. 评估区域因分布式电源导致向 220kV 及以上电网反送电，该区域评估等级应为红色。

e. 评估等级划分应符合表 5.2.4-1 的规定。

表 5.2.4-1 评估等级划分

评估等级	依据	含义	建议
绿色	反向负载率： $\lambda \leq 0$ ；且短路电流、电压偏差、谐波含量校核通过	可完全就地消纳，电网无反送潮流	推荐分布式电源接入
黄色	反向负载率： $0 < \lambda \leq 80\%$ ；且短路电流、电压偏差、谐波含量校核通过	电网反送潮流不超过设备限额的 80%	对于确需接入的项目，应开展专项分析
红色	反向负载率： $\lambda > 80\%$ ，短路电流、电压偏差、谐波含量校核不通过或因分布式电源导致向 220kV 及以上电网反送电	电网反送潮流超过设备限额的 80%，或电网运行安全存在风险	在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源项目接入

f. 评估结果应至少包括电网承载力评估等级、评估结果图和可新增分布式电源容量等。

5.2.5 一体化创新设计

1 光伏组件或方阵的选型和设计应具有建筑安全性、适用性和耐久性，并与建筑模数相协调，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

2 提升光伏组件低辐照性能，以增加低辐射强度下发电量优势。

3 加强边框壁厚、高承载连接、创新型型腔设计，保证光电建筑构建在强风、暴雪、极寒及冰雹等极端条件下的保持高可靠性。

4 针对户用分布式光伏电站应适应弱电网场景，实时监控各分散站点实现高效运维管理；针对工商业屋顶电站应减少组件失配损失，提高散热能力，避免过温降额。

5.3 系统施工和安装

5.3.1 一般规定

1 新建建筑光伏系统的安装施工方案应纳入建筑设备安装工程施工组织设计与质量控制程序，并制定相应的安装施工方案与安全技术措施；既有建筑光伏系统的安装施工应编制设计技术方案及施工组织设计，并制定相应的安装施工方案与安全技术措施，必要时可进行可行性论证。

2 设备的运输、进场验收、土建工程和电气隐蔽工程验收应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关

规定。

3 光伏系统安装前应具备下列条件：

- 1) 设计文件齐备，且已通过论证、审批，并网接入系统已获有关部门批准并备案；施工组织设计与施工方案已经批准；工程的安装施工单位应具有相应的资质，施工、管理和质检人员应经过专业培训并具备相应的资格；
- 2) 建筑、场地、电源、道路等条件能满足正常施工需要；
- 3) 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管和相关设施应符合设计图样的要求，并已验收合格。

4 安装光伏系统时，宜对已完成土建工程的部位采取保护措施，且安装施工完毕不破坏建筑物成品。

5 光伏系统安装的一般要求：

- 1) 水泥埋设的地脚螺栓，需养护五天以上方可安装光伏方阵支架；
- 2) 方针支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于 $\pm 2^\circ$ ；
- 3) 安装组件前，所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧；
- 4) 安装完毕后，对安装过程中受到损坏的漆膜宜进行补涂；
- 5) 倾角可调支架和调整方式按厂家说明进行。调节机构应转动灵活，铰链部分可加黄油，调整范围应符合设计要求；

6) 支架安装完毕后可根据当时和季节将方阵调整到设计规定的位置上；

7) 安装组件前，宜根据组件参数对每个器材进行检查测试，其参数应符合产品出厂指标。一般光伏电池测试项目有：开路电压、短路电流。

5.3.2 支架和基座

1 太阳能光伏系统中的支架和基座材料应符合设计要求。钢结构支架和基座的焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50250 的规定。

2 基座施工时宜与建筑主体结构连接牢固，其做法应符合设计要求。

3 基座预埋件宜在主体结构施工时埋入，预埋件的位置应准确，并与结构层中的钢筋相连，有预埋件的基座宜采用 C20 细石混凝土振捣密实，不应有空隙。

4 预制基座应放置平稳、整齐，不得破坏屋面的防水层，钢基座及混凝土基座顶面的预埋件在光伏系统安装前需涂防腐涂料或采取防腐措施，并对外露部分进行妥善保护。

5 基座施工完成，做好屋面的防水保温后，不得再在屋面上凿孔打洞。

6 支架可按设计要求安装在基座上或焊接在基座的预埋件上，位置准确，角度一致，且与主体结构固定牢靠，固定支架前可根据现场安装条件采取合理的抗风措施。

7 钢结构支架焊接完毕，宜进行防腐处理。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212 和《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224 的要求，钢结构支架应与建筑物防雷、接地系统可靠连接。

5.3.3 光伏组件与方阵

1 光伏组件的结构强度应满足设计强度要求，组件上应设置带电警告标识。

2 光伏组件或方阵按设计间距排列整齐并可靠固定在支架或连接件上，组件间的连接件应便于拆卸和更换。

3 光伏组件或方阵与建筑面层之间宜留有的安装空间和散热空间，并且避免该间隙被施工材料或杂物填塞。

4 在坡屋面上安装光伏组件时，其周边的防水连接构造应按设计要求施工，不得渗漏；在盐雾、寒冷、积雪等地区安装光伏组件时，宜与产品生产厂家协商制定合理的安装施工方案；在既有建筑上安装光伏组件，可根据建筑物的建设年代、建筑结构选择可靠的安装方案。

5 光伏幕墙的安装应符合以下要求：

- 1) 光伏幕墙应满足《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T139 的相关规定；安装允许偏差应满足《建筑幕墙》GB/T 21086 的相关规定；
- 2) 光伏幕墙应排列整齐、表面平整、缝宽均匀；
- 3) 光伏幕墙应与普通幕墙同时施工，共同接受幕墙相关

的物理性能检测。

5.3.4 储能系统

1 太阳能光伏系统储能系统应安全、可靠，加强防漏电安全措施。太阳能光伏系统储能系统应具备散热、防火、防水和防漏液措施。

2 太阳能光伏系统储能系统可按照设计要求设置在指定的位置，固定可靠。

3 太阳能光伏系统储能系统安装完毕后，应进行系统运行试验，确保系统的稳定运行，各部件应方便拆卸更换。

4 安装在户外的蓄电池需加装蓄电池箱，并符合下列要求：箱体应具备防雨水流入和保证蓄电池在寒冷季节的防冻保温要求；箱底部位应留有 2 个不小于 8mm 直径的透气孔；蓄电池装入箱后，与箱体四周上方应留有间隙，间隙不小于 50mm；金属箱出线口应加绝缘套管。

5.3.5 电气系统

1 电气装置安装应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的相关要求；电缆线路施工应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168 的相关要求；电气系统接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的相关要求。

2 光伏系统直流侧施工时，应标识正、负极性，并分别布线。

3 蓄能型光伏系统的蓄电池上、下方及四周不得堆放杂物，保障蓄电池的正常通风，防止蓄电池两极短路，并网逆变器及控制器四周不应设置其他电气设备或堆放杂物。

4 穿过屋面或外墙的电线应设防水套管，并排列整齐，具备防水密封措施。

5.3.6 光伏并网即插即用要求

1 信息交互内容

并网接口设备与电网运营管理部门信息交互内容应满足如下要求：

- 1) 满足运行维护、监视监控、智能电网调度等信息交互的要求；
- 2) 上送电网运营管理部门信息可包括：并网状态、电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、谐波、电流不平衡度（负序电流）、日发电量和累计发电量、开关量、设备参数、自检信息、异常告警、并网接口软硬件版本信息、并网接口日志信息等数据；
- 3) 具备接收电网运营管理部门下发的实时电价信息能力；
- 4) 并网过程中，应向电网运营系统主动注册，发送自描述模型。

2 通信与规约要求

并网接口设备通讯与规约满足如下要求：

- 1) 应采用光纤、电力载波、无线公网、无线专网等通信

方式；

2) 通信规约可参考 DL/T 634.5101、DL/T 634.5104 标准基础上进行扩展，扩展规约应兼容 DL/T 634.5101、DL/T 634.5104 标准；或采用配电物联网 MQTT 或 CoAP 等协议，实现模型与通信协议的解耦。

3 建模原则

建模原则参照《分布式电源即插即用并网接口设备接入配电网技术规范》Q/GDW 12072—2020 标准执行。

5.3.7 光伏配套管理控制及监测系统

1 符合 DL 476 电力系统实时通信应用层协议、DL/T645 多功能电能表通讯规约。

2 数据通信应满足 GB3453 数据通信基本型控制规程、GB3454 数据终端（DTE）和数据电路终端设备（DCE）之间的接口定义。

3 与主站通讯应符合 DL/T 634.5104；与智能电表和现场设备通讯应符合 GB / T19582：基于 Modbus 协议的工业自动化网络规范。

4 满足 Q/GDW 1376.1：电力用户用电信息采集系统通信协议；符合 OpenADR 相关国际标准，并提供标准修改建议。

5 与楼宇控制系统和中央空调主机通讯应支持 BACnet、OPC 等主流通信协议，参数可配置：ISO 16484-5：Building automation and control systems -- Part 5: Data communication

protocol。

5.3.8 防雷与接地系统安装

1 光伏发电系统的防雷和接地系统的施工应符合设计文件及现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定；光伏发电系统的接地电阻值应符合设计要求。

2 屋顶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。带可导电边框的光伏组件应将边框可靠接地；不带边框的光伏组件，其接地做法应符合设计要求。

3 盘柜、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好，金属盘门采用裸铜软导线与金属框架或接地排可靠接地。

5.3.9 安全防护与风险评估

1 光伏系统施工现场宜制定严格的管理措施，施工方案中应包括安全技术措施，安装人员必须经过相关安装知识培训，施工安装人员应穿绝缘鞋、戴低压绝缘手套、使用绝缘工具。

2 当光伏系统安装位置上空有架空电线时，应采取保护和隔离措施；光伏构件安装时，表面应盖上遮光板挡住阳光照射，防止电击；避免在雨、雪、大风天气作业。

3 光伏构件的输出端不得非正常短路；光伏构件、电气设备使用时由电气工程专业人员指导。

4 针对光伏幕墙与周边防火分隔构件间的缝隙、与楼板或

隔墙外沿间的缝隙，与实体墙面洞口边缘间的缝隙等位置，加强防火封堵设计。

5 光伏幕墙的防火封堵构造在正常使用条件下应具有伸缩变形能力、较高的密封性和耐久性；无窗槛墙的光伏幕墙、隔墙外沿设置耐火极限，不低于 1h，高度不低于不燃烧实体裙墙或防火玻璃裙墙，遇火时规定耐火时间内禁止发生开裂或脱落，保持相对稳定性。

6 光伏幕墙防火封堵构造系统的填充料及其保护性面层材料，应采用防火极限符合设计要求的不燃烧材料或难燃烧材料。

7 对无断弧功能的开关进行连接时，避免在有负荷或能形成低阻回路的情况下接通正负极或断开。

8 光伏系统控制中应具备电弧发生检测能力、单个光电建筑构件与系统断开装置。电弧或火灾发生 30 秒内应关断光电建筑构件与系统的连接。

9 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏构件破裂的情况应及时采取限制接近的措施，并由专业人员处置。

10 不宜在强光照射下局部遮挡光，避免构件发生热斑效应。

11 施工场所应设置醒目易懂的电气安全标识。

12 钢结构支架应与建筑接地系统可靠连接。

13 光伏系统部件在搬运、吊装等过程中不得碰撞受损；吊装大型光伏构件时，光伏构件的底部应衬垫木，避免背面受到碰撞和重压。

14 在人流密度大、青少年或幼儿活动的公共场所以及使用中容易受到撞击的光电建筑构件背面设置明显的警示标志，避免不必要的触电等伤害事件的发生。

5.4 系统调试

5.4.1 系统调试

光伏系统的调试除单体调试、分系统调试和整套光伏系统启动调试外，还应按照下列步骤进行检验：

1 依据电气原理图及安装接线图，保证设备内部接线和外部接线正确无误；

2 依据光伏系统的类型、等级与容量，检查其断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等，保证检查内容符合规定要求；

3 依据设备使用说明书中有关电气系统调整方法及调试要求，利用模拟操作检查其工艺动作、指示、讯号和联锁装置，确保系统的正确、灵敏与可靠；

4 为保障系统用电的安全可靠，应检查各光伏支路的开路电压及系统的绝缘性能；

5 在完成以上检验并调整合格后，进一步对各系统进行联合调整试验。

5.4.2 系统试运行

1 当光伏发电系统全部安装完毕，并具备电网接入条件时，应由业主单位组织，并邀请设计单位、施工单位与监理单位参加系统的试运行工作。

2 试运行时间为连续运行 72 小时，同时保留试运行过程的全部实时监控记录，并通过远程数据传输数据系统提交到指定的上级光伏发电管理中心。

5.5 系统验收

5.5.1 落实系统验收相应规范

1 新建建筑太阳能光伏系统工程为建筑工程电气分部下的子分部工程，其验收应纳入建筑节能工程进行验收。对既有建筑安装的太阳能光伏系统应作为单位工程进行专项验收。

2 太阳能光伏系统工程与既有建筑安装太阳能光伏系统的验收程序和组织应遵守《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 和《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796 的相关要求。对于太阳能光伏系统还应符合下列规定：

1) 太阳能光伏系统工程的检验批验收和隐蔽工程验收应由监理工程师主持，施工单位相关专业的质量检查员与施工员参加；

2) 太阳能光伏系统分项工程验收应由监理工程师主持，施工单位项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工

员参加，并应邀请设计单位相关专业的人员参加；

3) 太阳能光伏系统工程验收应由总监理工程师(建设单位项目负责人)主持，施工单位的项目经理、项目技术负责人、相关专业的质量或技术负责人、质量检查员、施工员以及设计单位太阳能光伏系统工程设计人员参加。

3 构件型光伏系统及建材型光伏系统中光伏组件应充分满足光伏电池的性能要求，还应满足其在建筑物中的材料及构件正常的建筑性能要求；构件型及建材型光伏系统的验收主要是对其性能进行验收，其他配套的部分见以下各节。

4 太阳能光伏系统工程验收时宜检查下列文件和记录：

- 1) 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录等；
- 2) 材料、设备和构件的产品出厂合格证、检验报告、进场检验记录、有效期内的型式检验报告；
- 3) 后置埋件、防雷装置测试记录；
- 4) 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
- 5) 工程质量验收记录；
- 6) 系统联合试运转及调试记录；
- 7) 系统检测报告；
- 8) 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

5.5.2 分项工程验收

1 太阳能光伏系统分项工程质量验收合格标准应符合下列规定：

1) 分项工程所含的各检验批均应符合本导则合格质量标准;

2) 分项工程所含的各检验批质量验收记录均应完整。

2 太阳能光伏系统分部(子分部)工程质量验收合格应符合下列规定:

1) 分部(子分部)工程所含分项工程的质量均应验收合格;

2) 质量控制资料应详尽完整;

3) 观感质量验收应符合要求。

3 太阳能光伏系统工程应对下列项目进行隐蔽验收,并做好隐蔽验收记录:

1) 预埋件或后置螺栓(锚栓)连接件;

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) 需进行防水处理的工程节点;

5) 系统防雷与接地保护的连接节点;

6) 隐蔽安装的电气管线工程。

5.5.3 竣工验收

当分项工程验收或检验合格后,光伏系统在交付用户前应对项目进行竣工验收,并提供以下材料:

1 经批准的设计文件、竣工图纸及相应的工程变更文件;

- 2 工程竣工决算报告及其审计报告；
- 3 工程竣工报告；
- 4 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；
- 5 屋面防水检漏记录；
- 6 隐蔽工程验收记录、检验批质量验收记录和分项工程质量验收记录；
- 7 系统调试和试运行记录；
- 8 系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
- 9 工程使用、运行管理及维护说明书。

5.6 消防安全

5.6.1 落实消防安全相应规范

建筑光伏系统防火和灭火系统设计应严格执行现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 和《气体灭火系统设计规范》GB 50370 的有关规定，保障人员生命财产安全。

5.6.2 防火性能与布置要求

1 光伏构件的燃烧性能和耐火极限应与建筑的耐火等级相匹配，建材型光伏构件应采用不燃烧体，光伏遮阳构件应采用难燃烧体。

2 控制室、配电室、逆变器室等设备用房应采用耐火极限不低于 2.0h 的隔墙和耐火极限不低于 1.5h 的楼板，隔墙上的门窗应采用乙级防火门窗，并采用 A 级装修材料作为内部装修材料。

3 光伏幕墙的防火构造应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。无窗间墙和窗槛墙的幕墙，应在每层楼板外沿设置耐火极限不低于 1.00h、高度不低于 0.8m 的不燃烧实体裙墙或防火玻璃裙墙。

4 光伏幕墙与每层楼板、隔墙处的缝隙应采用防火封堵材料封堵。其防火封堵构造在正常使用条件下应具有伸缩变形能力、密封性和耐久性，在遇火状态下，应在规定耐火时间内，不发生开裂或脱落，保持相对稳定性。

5 光伏幕墙防火封堵构造系统的填充料及其保护性面层材料，应采用防火极限符合设计要求的不燃烧材料或难燃烧材料。

6 光伏幕墙与各层楼板、隔墙外沿间的缝隙采用岩棉或矿棉封堵时，厚度不应小于 200mm，并填充密实。楼层间水平防烟带的岩棉或矿棉应采用厚度不小于 1.5mm 的镀锌钢板承托。承托与主体结构、幕墙结构及承托板之间的缝隙应填充防火密封材料。当建筑要求防火分区间设置通透隔墙时，应采用防火玻璃，其耐火极限应符合设计要求。

7 避免光伏幕墙紧靠防火墙两侧的门、窗洞口之间最近边缘的水平距离小于 2m，对装有固定窗扇或火灾时可自动关闭的

乙级防火窗时距离可不受限制。

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

9 建筑内的电缆井应独立设置，其井壁应为耐火极限不低于 1.0h 的不燃烧体，井壁上的检查门应采用丙级防火门。电缆井在每层楼板处应采用不低于楼板耐火极限的不燃烧体或防火封堵材料封堵。

10 避免同一光伏幕墙组件跨越建筑物的两个防火分区。

11 安装建筑光伏系统时应避开爆炸危险场所，同时也不应影响建筑之间的防火间距及消防疏散通道。

12 避免同一光电建筑构件跨越防火分区独立存在。

13 避免电缆敷设在变形缝内。当其穿过变形缝时，应在穿过处加设不燃烧材料套管，并采用不燃烧材料将套管空隙填塞密实。

14 避免电缆穿过防火墙。当其穿过防火墙时，则应采用防火封堵材料将墙与管道之间的空隙紧密填实。

15 避免建筑内部的配电箱直接安装在低于 B1 级的装修材料上。

5.6.3 落实消防设施规范要求

1 建筑光伏系统消防给水和灭火设施的设计应根据建筑用途及其重要性、火灾特性和火灾危险性等综合因素并按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定执行。

2 自动灭火系统的设置、建筑光伏系统设置火灾自动报警系统应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《消防设施通用规范》GB 55036-的有关规定执行。

3 建筑光伏系统应设置电气火灾监控系统，并按现行国家标准《电气火灾监控系统》GB 14287 的有关规定执行。

4 手提灭火器的设置应按现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的有关规定执行。

5 控制系统应设置火灾感应装置，确保发生火灾时可自动或手动切断系统电源。

5.7 系统监测与控制

5.7.1 系统监测

1 落实系统检测相应规范

1) 建筑光伏接入电网方式达到光伏电站的，应配套相应的数据采集系统，以满足国家对光伏行业监测管理以及光伏消纳统计工作的需求，同时应充分满足《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593 电网调度部门对光伏电站的监测和管理规范。

2) 分布式建筑光伏项目应参照《光伏电站消纳监测统计管理办法》执行。接入 10(6)kV~35kV 电网的建筑分布式光伏，其与电网调度机构之间的通信方式和信息传输应充

分满足《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593 的要求，并应符合电力监控系统安全防护的要求。

3) 分布式建筑光伏拟对接智慧建筑设备管理系统的监测数据应充分满足《智能建筑设计标准》GB 50314 中不同行业建筑智能化系统建设的接入要求。

4) 相关信息平台及监测系统的建设和运行应充分满足《中华人民共和国网络安全法》相应要求，并网型的分布式太阳能光伏监测系统还应符合《电力监控系统安全防护规定》(国家发展改革委 2014 年第 14 号令) 和《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》(国能安全〔2015〕36 号) 有关要求。

2 数据采集与报送

1) 光伏电站数据采集和报送以单个发电站主体为单元。

2) 接入 10(6)kV~35kV 电网的建筑分布式光伏应按照电网企业的相关要求，采集并提供光伏基础数据以及满足质量、精度要求的预测和实时运行数据。

a. 基础数据：包括建筑光伏装机容量、逆变器型号与数量、逆变器容量、逆变器效率、光伏组件型号与数量、光伏组件标准工况下的设备参数、样板逆变器台数及容量等。

b. 分布式光伏预测和实时运行数据：包括逆变器功率、发电量、运行状态等，样板逆变器实时出力曲线，光伏

电站并网点预测功率、实际功率，光伏电站可用功率，气象监测数据。数据应实时采集，采样周期根据分布式光伏实际情况确定，一般不超过5分钟。

3) 光储柔直一体化项目中的分布式光伏可参照上述要求进行数据采集。

3 数据统计与管理

1) 并网型建筑能源运营主体宜配合电网企业加强光伏消纳监测工作,每月5日前填写上月消纳数据统计/披露表,与运行数据一并报送至电网企业。

2) 建筑能源运营主体应按照《光伏电站消纳利用率计算导则》计算分布式光伏的消纳情况,如实完整报送统计数据。

3) 智能建筑的分布式太阳能系统监测数据需集成到建筑设备监控系统以及能效监管系统上,实现设备与能源数据的统计与高级应用。

5.7.2 系统控制

1 并网/离网控制

1) 接入电网的分布式光伏系统,其并网/离网应按照并网调度等相关协议执行。

2) 分布式光伏系统首次并网以及其主要设备检修或更换后重新并网时,并网调试和验收需合格后方可并网。

3) 分布式光伏系统并网时应监测当前配电网频率、电压等电网运行信息,当配电网频率、电压偏差超出《电能质

量电力系统频率偏差》GB/T 15945 和《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 规定的正常运行范围时，分布式电源不得并网；并网操作时，避免分布式电源向配电网输送功率的变化率超过电网所设定的最大功率变化率，且不应引起分布式电源公共连接点的电压波动和闪变、谐波超过《电能质量电压波动和闪变》GB/T 12326 和《电能质量公共电网谐波》GB/T 14549 规定的正常值范围。

4) 当电网发生故障并恢复正常运行后，对于接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式光伏系统，应在电网调度机构发出指令后方可依次并网；接入 220/380V 电网的分布式光伏系统应在电网恢复正常运行后延时并网，且并网延时设定值大于 20s。

5) 电网正常运行情况下，若分布式光伏系统计划离网，应逐级减少发电功率，确保发电功率变化率符合电网调度机构批准的运行方案。

6) 并网运行过程中，若分布式光伏系统出现故障或异常情况时应停止运行；在条件允许的情况下，分布式光伏系统应逐级减少与电网的交换功率，直至断开与电网的连接。

7) 电网出现异常情况时，分布式光伏系统的运行控制应充分满足《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593 的要求。

8) 在非计划孤岛情况下，并网分布式光伏系统离网时间

应充分满足《分布式电源并网技术要求》GB/T33593-的要求，其动作时间应小于电网侧重合闸的动作时间。

9) 对于接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式光伏系统，其检修计划应上报电网调度机构，并服从电网调度机构的统一安排。

10) 分布式光伏系统停运或涉网设备故障时，应及时记录并通知所接入电网管理部门。

2 有功功率控制

1) 接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式光伏系统，应具备有功功率控制能力，当需要同时调节输出有功功率和无功功率时，在并网点电压偏差符合《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 规定的前提下，应优先保障有功功率输出。

2) 不向公用电网输送电量的分布式光伏系统，应由分布式电源运营管理方自行控制其有功功率。

3) 接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式光伏系统，若向公用电网输送电量，则应具有控制输出有功功率变化的能力，其最大输出功率和最大功率变化率应符合电网调度机构批准的运行方案；同时具备执行电网调度机构指令的能力，能够通过执行电网调度机构指令进行功率调节；紧急情况下，电网调度机构可直接限制分布式光伏系统向公共电网输送的有功功率。

4) 接入 380V 电网低压母线的分布式光伏系统，若向公

用电网输送电量,则应具备接受电网调度指令进行输出有功功率控制的能力。

5) 接入 220V 电网的分布式光伏系统,可不参与电网有功功率调节。

3 无功电压控制

1) 分布式光伏系统无功电压控制宜具备支持定功率因数控制、定无功功率控制、无功电压下垂控制等功能。

2) 接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式光伏系统,应具备无功电压调节能力,可采用调节分布式电源无功功率、调节无功补偿设备投入量以及调整电源变压器变比等方式进行无功电压调节,其配置容量和电压调节方式应充分满足《分布式电源接入配电网技术规定》NB/T 32015 的要求。

3) 接入 380V 电网的分布式光伏系统,并网点处功率因数应满足以下要求:

a. 以同步发电机形式接入电网的分布式电源,并网点处功率因数在 0.95(超前)~0.95(滞后)范围内应可调;

b. 以感应发电机形式接入电网的分布式电源,并网点处功率因数在 0.98(超前)~0.98(滞后)范围内应可调;

c. 经变流器接入电网的分布式电源,并网点处功率因数在 0.95(超前)~0.95(滞后)范围内应可调。

4) 接入 10(6)kV~35kV 电网的分布式光伏系统,并网点处功率因数和电压调节能力应充分满足以下要求:

- a. 以同步发电机形式接入电网的分布式电源,应具备保证并网点处功率因数在 0.95(超前)~0.95(滞后)范围内可连续可调的能力,并可参与并网点的电压调节;
- b. 以感应发电机形式接入电网的分布式电源,应具备保证并网点处功率因数在 0.98(超前)~0.98(滞后)范围内可自动调节的能力;有特殊要求时,可做适当调整以稳定电压水平;
- c. 经变流器接入电网的分布式电源,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;有特殊要求时,可做适当调整以稳定并网点电压水平。在其无功输出范围内,应具备根据并网点电压水平进行无功输出调节、参与电网电压调节的能力,其调节方式和参考电压、电压调差率等参数可由电网调度机构设定。

5)接入 10(6)kV~35kV 用户内部电网且不向公用电网输送电能的分布式光伏系统,应具备无功控制功能;分布式电源运营管理方应根据无功就地平衡和保障电压合格率原则,控制无功功率和并网点电压。

6)接入 10(6)kV~35kV 用户内部电网且向公用电网输送电能的分布式光伏系统,应具备无功控制功能。分布式光伏系统在满足其无功输出范围和公共连接点功率因数限值的条件下,可进行其并网点功率因数和电压的控制;同时,

系统应接受电网调度机构无功指令，其调节方式、参考电压、电压调差率、功率因数等参数需满足调度协议的相关规定。

7) 接入 10(6)kV~35kV 公共电网的分布式光伏系统，应在其无功输出范围内参与电网无功电压调节，并具备接受电网调度机构无功电压控制指令的功能。在满足分布式电源无功输出范围和并网点电压合格的条件下，电网调度机构可按照调度协议对分布式光伏系统进行无功电压控制。

6 光储直柔系统设计

6.1 基本要求

6.1.1 建筑光储直柔技术的应用需根据建筑内部主要电力生产和消耗设备，进行投资估算与技术经济对比，具有技术经济优势的情况下可进行光储直柔系统设计与运行。

6.1.2 光伏发电系统中的设备及部件的性能和正常使用寿命应满足国家现行标准的相关要求，并应获得相关认证。

6.1.3 建筑光伏系统可根据建筑物光照条件、建筑结构、使用功能、用电负荷等情况，结合建筑外观、结构安全、发电效率、运行维护等因素进行设计。

6.1.4 建筑光伏系统的储能系统配置应符合下列规定：

- 1 采用电化学储能系统，系统设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》（GB51048）的要求；

- 2 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力；

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

6.1.5 直流配电设计需满足：

- 1 实现建筑电力交互（GIB），做到建筑光伏、建筑储能、用电负荷与城市电网供电的动态平衡。

- 2 在满足用户需求和用电安全的前提下，民用建筑直流配

电设计需满足兼容性和开放性的要求。

3 直流配电系统的组成包括电源设备、配电设备、用电设备和监控系统等。

6.2 系统设计

6.2.1 一般规定

1 建筑光伏系统的设计根据建筑效果、设计理念、可利用面积、安装场地和周边环境等因素选择光伏组件的类型、尺寸、颜色和安装位置。

2 布置建筑光伏和建筑储能等电源设备或参与电力交互时，需采用直流配电系统。

3 直流配电系统拓扑需采用单极结构。

6.2.2 负荷分级及负荷计算

1 建筑用电负荷分级及供电要求应符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348。建筑整体用电柔性设计应符合规定：

- 1) 一级和二级负荷不应参与用电柔性调节；
- 2) 通过三级用电负荷和建筑储能实现；
- 3) 三级用电负荷宜按其柔性特征进行分类。

2 用电负荷计算应至少包括下列内容：

- 1) 一级、二级及三级负荷；

- 2) 建筑逐时用电负荷;
- 3) 建筑光伏容量与逐时功率;
- 4) 建筑储能容量与功率;
- 5) 建筑与城市电网公共连接点的容量。

6.2.3 电压等级选择

1 民用建筑直流配电系统电压等级不宜多于三级，并根据接入设备的实际供电需求而定；

2 电压等级宜从 DC750V、DC375V 或 DC220V(两者取一)、DC48V 中选择；

3 设备接入直流母线时，可根据其额定功率选择电压等级，并应符合表 6.2.3-11 的规定；

表 6.2.3-11 设备接入的电压等级选择参考

序号	设备额定功率	直流母线电压等级
1	>15kW	DC750V
2	≤15kW 且 >500W	DC375V 或 DC220V
3	≤500W	DC48V 或 DC220V

4 同一用电设备不宜同时接入不同的直流母线。

5 DC48V 电压等级宜采用多模块分区供电，单模块供电半径不宜超过 20m。

6.2.4 接地设计

1 建筑光伏系统防雷接地应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057，光伏发电系统的防雷及接地保护应与

建筑物防雷及接地系统合用，安装光伏发电系统后不应降低建筑物的防雷保护等级，且光伏方阵接地电阻不应大于 4Ω 。

2 光伏组件金属边框需与金属支架可靠连接，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 直流配电系统宜采用 IT 接地型式。当采用 IT 接地型式的直流配电系统接入城市电网时，应采用隔离型交直变换器。

4 当 DC750V、DC375V 或 DC220V 直流母线采用 IT 接地型式时，应通过高阻接地，接地电阻阻值应根据直流母线电压等级选择，且不应小于 100Ω 。

6.2.5 配套设计

1 遮阳或采光构件的光伏组件设计应符合：

- 1) 组件尺寸和形状的选择宜与建筑模数尺寸相协调，且应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T50002；
- 2) 在建筑透光区域设置光伏组件应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB50033 的有关规定；
- 3) 作为遮阳构件的光伏组件应符合室内采光和日照的要求，并符合遮阳系数的要求；
- 4) 光伏窗应符合采光、通风、观景等使用功能的要求；
- 5) 用于建筑透光区域的光伏组件，其接线盒不宜影响室内采光。

2 光伏组件表面色彩选择应符合：

- 1) 组件的色彩宜与建筑整体色调相匹配；

2) 组件边框的颜色宜与光伏电池的色彩及建筑整体设计相匹配;

3) 对色彩有特殊要求的光伏组件,应根据设计要求确定。

3 电化学储能系统应采用分层安装,多层叠放,同一层上的单体间宜采用有绝缘护套的铜排连接,不同层间宜采用电缆连接。蓄电池组安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB50172;宜设置无高温、无潮湿、无振动、少灰尘、避免阳光直射且有良好通风的专用储能电池室,储能电池室应安装防爆型照明灯。

4 直流配电房可与交流变配电室合用或单独设置。

5 直流线缆应清晰标识,且不宜与交流线缆共用桥架。直流线缆和交流线缆可敷设在同一竖井内,但应分管(槽)敷设。

6.3 建筑储能

6.3.1 选型和配置

1 建筑储能需采用电化学储能形式,且单组容量不宜超过500kWh,应包括储能电池模组、储能变换器、电池管理系统。

2 建筑储能应具备下列功能:

1) 参与建筑整体用电柔性调节;

2) 在储能电池荷电状态过低和完全放电等情况下,通过储能变换器对储能电池进行充电;

- 3) 电池管理系统实时监测并向上层监控系统反馈储能电池电压、充放电电流、荷电状态、能量状态、最大允许充放电功率等信息；
 - 4) 电气保护、安全监测和消防报警。
- 3 储能电池的选择应符合：
- 1) 应满足建筑整体用电柔性调节对储能电池使用寿命和充放电循环效率要求；
 - 2) 设计使用年限宜大于 8 年；
 - 3) 电动车动力电池可作为储能电池。储能电池应通过独立的配电回路接入直流母线，且与建筑光伏、充电桩和空调设备等接入同一直流母线；
 - 4) 储能的容量根据建筑整体用电柔度，结合用电负荷、建筑光伏发电量以及建筑用电互动需求，按日平衡原则进行计算；储能的功率按照建筑计算负荷进行配置。
- 4 建筑储能应符合：
- 1) 通过独立的配电回路接入直流母线，且宜与建筑光伏、充电桩和空调设备等接入同一直流母线。
 - 2) 容量宜根据建筑整体用电柔度，结合用电负荷、建筑光伏发电量以及建筑电力交互需求，按日平衡原则进行计算。
 - 3) 功率宜按建筑计算负荷进行配置。
 - 4) 充放电循环效率采用隔离型储能变换器时，充放电循

环效率应大于 86%；采用非隔离型储能变换器时，充放电循环效率应大于 90%。

5 直流配电系统中使用的充电桩应符合：

- 1) 具备功率主动响应功能；
- 2) 具备远程限制充电功率的功能，且功率限制指令的响应时间不应大于 3s；
- 3) 具备双向充放电和功率调节功能，实现建筑电动车交互。

6.3.2 安全防护

1 建筑储能布置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《电化学储能电站设计规范》GB51048 和《汽车库、修车库、停车场设计防火规范》GB50067 的规定。

2 锂离子电化学储能电池管理系统应符合现行国家标准《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T34131。

3 建筑储能需具备储能电池绝缘监测功能。

4 储能电池模组的最高电压不宜超过 60V,电池模组间需采用快速插拔方式连接。

5 当多个储能电池模组或储能电池簇并联时，储能电池模组或储能电池簇应配置隔离电器，且隔离电器宜采用多极型式的隔离开关或具备隔离功能的断路器。

6 建筑储能应针对电池模组、电池簇分别设置短路保护功能，并提供电池模组、电池簇短路故障电流分析或测试数据。

7 电化学储能系统应采用分层安装，多层叠放，同一层上的单体间宜采用有绝缘护套的铜排连接，不同层间应采用电缆连接。蓄电池组安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB50172。

6.4 主要设备与线缆

6.4.1 光伏系统设备与构件应符合下列规定

1 建筑光伏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。

2 建筑光伏系统设备和材料的选取宜与建筑物外观和使用功能相协调。

3 建筑光伏系统的建筑设计宜结合功能要求选用相应的组件类型、结构方案和构造措施。

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

6.4.2 直流配电系统设备工作电压应符合下列规定

1 当直流母线电压处于 90%~105% 额定电压范围时，设备应能按其技术指标和功能正常工作；

2 当直流母线电压超出 90%~105% 额定电压范围，且仍处于 80%~107% 额定电压范围时，设备可降额运行，不宜出现损坏；

3 当直流母线电压超出 80%~107% 额定电压范围，且持续时间不超过 10ms 时，直流母线电压恢复到 90%~105% 额定电压范围后，设备宜自动恢复正常运行。

4 当直流母线电压稳定在 90%~105% 额定电压范围内任意值，且功率稳定在 20%~100% 额定功率范围内任意值时，电源设备的电压纹波峰峰值系数和有效值系数分别小于 1.0% 和 0.5%。

5 额定功率小于等于 750W 的设备，接通时的冲击电流幅值应限制在 120% 额定电流以内；

6 额定功率大于 750W 的设备，接通时的冲击电流幅值不宜大于设备额定电流的 20%。

6.4.3 变换器选型以直流母线侧的额定功率、额定电压和额定电流作为依据

1 变换器的技术资料中应包含：不同直流母线电压下的电流和功率限值，0~100% 额定功率时的效率，直流母线侧直流滤波电容值，接通冲击电流幅值和持续时间，过流保护、过压保护和欠压保护参数，包括动作阈值、动作时间和动作类型，在直流母线侧短路故障情况下，设备的短路故障电流特性。

2 变换器在额定电压和 20% 额定功率条件下的效率，与最高效率的差不宜超过 3 个百分点。非隔离型变换器的最高效率不宜低于 97%；单向隔离型变换器的最高效率不宜低于 96%；双向隔离型变换器的最高效率不宜低于 94%。

3 变换器宜采用模块化结构，并可通过热拔插的方式进行更换。

4 在 120% 额定功率或 120% 额定电流条件下，变换器正常工作时间不宜小于 10s。

5 变换器宜具备速断和反时限两种过流保护功能，并允许对反时限保护特性进行调整。

6 变换器宜具备电压异常保护功能，当直流母线电压高于 107% 额定电压后，宜在 10ms 内停止向直流母线输出功率；除特殊要求外，当直流母线电压低于 70% 额定电压后，设备从直流母线吸收的功率宜在 10ms 内降为 0。

6.4.4 交直变换器、储能变换器、电压适配变换器应符合一般规定：

1 交直变换器宜采用三相交流供电，并应具备直流稳压功能，并可根据指令调整直流电压。

2 交直变换器的交流电压在允许范围内、直流电流在 0~100% 额定电流范围内变化，且直流电压设定在 80%~105% 额定电压范围内任意值时，直流电压控制误差不宜大于 1.5%。

3 对于额定功率小于等于 30kW 的交直变换器，交流侧 100kHz 及以下泄漏电流总有效值应小于等于 300mA；对于额定功率大于 30kW 的交直变换器，交流侧 100kHz 及以下泄漏电流总有效值应小于等于 10mA/kW。

4 功率因数等技术性能宜满足交流电网接入的要求。

5 交直变换器和储能变换器应具备短路故障穿越功能，持续时间不宜少于 625ms，且故障穿越期间电流限值不宜小于 120% 额定电流。

6 电压适配变换器应具备电压和功率控制功能，且电压控制误差不超过 1.5%，宜采用隔离型变换器。电压适配变换器应具备根据输入电压变化等比例调节输出电压的功能。

6.4.5 光伏变换器宜采用非隔离升压型直直变换器，并符合下列规定：

1 具备最大功率点跟踪和限压功能，并宜具备稳压功能。

2 当直流母线电压低于 70% 额定电压且持续时间超过 1s，或有外部指令要求时，光伏变换器应能通过内部可控开关主动从直流母线断开。

6.4.6 安全与保护设备应符合一般规定

1 DC750V、DC375V 或 DC220V 的直流母线与设备之间宜设置隔离电器，且隔离电器宜采用具备隔离功能的直流断路器。直流断路器应符合下列规定：

1) 应是多极非自复型；

2) 不宜配置欠压和过压脱扣装置。

2 直流配电系统宜装设独立的绝缘检测装置并符合下列规定：

1) 具备本地参数设置和状态显示功能，在异常情况下能通过声光方式报警，并采用无源节点或通信等方式提供远

程保护；

2) 对各极线路同时进行监测，且允许对各极线路分别设置保护动作和阈值。

3 直流配电系统剩余电流保护装置应符合下列规定：

1) 具备直流剩余电流监测和保护功能；

2) 具备交流剩余电流监测功能，并对交流剩余电流突变采取保护动作。

6.4.7 用电设备应符合一般要求

1 空调、电热水器和照明灯具等用电设备宜具备功率主动响应功能。

2 可比例调节负荷的设备用电柔度可按下列式计算：

$$R = \frac{P}{P_0} \quad (6.4.4 - 1)$$

式中： R ——设备用电柔度；

P_0 ——设备在名义工况和额定电压下的功率值(kW)；

P ——设备在名义工况和 80% 额定电压下的功率值(kW)。

3 照明灯具应符合下列规定：

1) 额定电压可根据灯具功率及传输距离选择；

2) 宜具备照度调节功能。

4 安全电压适配器应符合下列规定：

1) 额定输入电压宜为 DC48V，工作电压范围宜为

38V~53V;

2) 宜配置支持功率传输协议(PD)的 USB 接口。

5 直流插头和插座的额定电流不宜大于 16A，并应符合下列规定：

1) 具备防止插错和防止电弧产生的功能，并明显区别于交流插头和插座；

2) 额定电压 DC48V 的直流插头和插座，宜采用“2P”形式，不宜具有保护接地线的接点；

3) 额定电压 DC375V 或 DC220V 的直流插头和插座，宜采用“2P+PE”形式。

6.4.8 各系统各部位线缆应符合一般规定

1 光电建筑光伏发电系统宜选用无卤素铜芯电缆，并符合有关电气规定，电缆应提供有规定牌号，在护套上连续地标注。

2 穿越建筑围护结构的直流电缆宜利用既有建筑的电缆通道，需要另辟通道的应做好防水、防火封堵。

3 直流配电系统线缆应符合下列规定：

1) 耐压可按系统中最高电压等级的最高运行电压选择；

2) 在额定电压和功率条件下，线路压降不宜大于 5% 额定电压。

4 直流配电系统线缆宜选择多芯护套型，且采用不同符号和颜色予以明确标示。当建筑中同时存在交流配电和直流配电

系统时，交直流线缆均应具有明显标识。

6.4.9 柔性设备分类与集成

1 柔性能源转换类：冷暖空调、电锅炉、燃气锅炉、空气源热泵、水源热泵、地源热泵等。

2 蓄能类：蓄热装置、蓄冷蓄冰装置、蓄电装置、能源驱动的蓄水装置。

3 柔性负荷类：电动汽车、电梯、照明、电动通风换气装置、电动清洁工具、利用建筑热惯性的可调冷/热负荷需求。

4 柔性设备集成：各类柔性资源与分布式光伏系统的智能化集成应满足《智能建筑设计标准》GB50314，为实现建筑物的运营及管理目标,基于统一的信息平台，以多种类智能化信息集成方式，构建具有信息汇聚、资源共享、协同运行、能量管理等综合应用功能的系统。

6.5 保护与防护

6.5.1 故障保护

1 光伏组件出现下列异常状态时应及时维护或更换：

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

不良。

2 定期检查建筑光伏系统的光伏组件、支架等的紧固情况以及储能系统的支撑结构、接线端子。出现松动需及时紧固，出现腐蚀、损坏应及时维修。避免电化学储能电池出现漏液、变形的情况。

3 直流配电系统继电保护应符合下列规定：

- 1) 电源进线、主要馈线、储能支路装应设专用继电保护装置；
- 2) 保护应能够识别常见故障和不正常运行方式；
- 3) 保护原理及功能简单可靠，不宜对同一类型故障设置多重保护；
- 4) 在无通信时系统保护应有选择性；
- 5) 加强专用保护设备和变换器共同配合实现保护功能。

4 直流配电系统需具备过流保护功能，并应符合下列规定：

- 1) 在电流幅值不超过 110% 额定电流，且持续时间不超过 10s 时，直流配电系统维持正常运行；
- 2) 对于结构复杂、供电连续性要求高的直流配电系统，强化短路故障穿越和选择性保护功能。

5 直流配电系统需具备电压异常保护功能，并应符合下列规定：

- 1) 当直流母线电压处于 70%~80% 额定电压范围，且持续时间不超过 10s 时，直流配电系统保持运行；

2) 当直流母线电压处于 20%~70% 额定电压范围, 且持续时间不超过 10ms 时, 直流配电系统保持连续运行。

6 采用 IT 接地型式的 DC750V 和 DC375V 或 DC220V 直流母线需具备绝缘监测功能, 并符合下列规定:

1) 在直流母线设置绝缘穿越装置, 在配电回路配置剩余电流监测装置, 当绝缘电阻低于报警阈值时, 绝缘检测装置能够发出声光报警;

2) 配电回路的绝缘检测装置应在配电回路接入直流母线前停止工作。

7 当外部交流电压窜入直流配电系统时, 直流配电系统能识别并报警。

6.5.2 电击防护

1 DC48V 系统采用安全特低电压防护。

2 DC750V 系统的电击防护应符合下列规定:

1) DC750V 系统不可布置在人员频繁活动区域, 配电和用电设备配置用电安全标识;

2) 设备应采取重复接地;

3) 设备应可靠锁闭, 确保非专业人员无法正常打开。

3 用于直流配电系统电击防护的剩余电流保护装置, 动作电流不应大于 80mA。

4 民用建筑直流配电系统应具备人员安全防护能力。

DC375V 或 DC220V 和 DC750V 直流配电系统应符合下列规定:

- 1) 电源设备所在配电回路设置具备隔离功能的多极型隔离电器；
- 2) 当配电回路从直流母线断开后，配电回路上的电源设备应在 2s 内停止运行，且从配电回路断开；
- 3) 在系统断电停止运行后 30s 内，直流配电系统不同极之间、各极对地之间的残压应下降到 30V 以下；
- 4) 配置极间电压和对地电压监测装置。

6.6 系统性能

6.6.1 电能质量

1 直流配电系统电能质量,包括电压偏差、电压暂升和暂降、电压过高和电压中断,以及电压和电流纹波等。

2 为了保证电能质量,应满足下列规定:

- 1) 1500V 以下等级的直流供电电压偏差范围为标称电压的-20%~+5%。
- 2) 直流电源(储能)和直流负荷注入系统中的直流电流纹波因数不应大于 2%。
- 3) 直流配电系统稳态电压应在 85%~105%额定电压范围内。
- 4) 直流配电系统暂态电压变动宜在 80%~107%额定电压范围,且持续时间不应超过 10s。

5) 在额定电压和 20%~100% 额定功率条件下, 直流配电系统中电压纹波峰的峰值系数和有效值系数应分别小于 1.5% 和 1.0%。

6.6.2 暂态调节性能

1 在恢复并网、黑启动、短路故障恢复等直流母线电压建立过程中, 直流母线电压恢复时间为 0.2s~1.0s。

2 直流配电系统的暂态电压调节性能应满足下列规定:

1) 当功率以每秒 20% 额定功率的速率增加或减小时, 所引起的电压变动不宜大于额定电压的 1%;

2) 当功率在 100ms 内从 20% 额定功率上升到 80% 额定功率, 或从 80% 额定功率降低到 20% 额定功率时, 所引起的电压变动不应大于 5% 额定电压, 电压调节时间应小于 500ms。

3 直流配电系统宜具备孤岛运行的能力, 并应符合下列规定:

1) 从得到计划孤岛指令开始到系统孤岛稳定运行, 计划孤岛的切换时间不应大于 15min, 切换过程中电压变动应控制在 $\pm 5\%$ 额定电压以内;

2) 非计划孤岛的切换时间不应大于 5s, 当 5s 后仍未实现孤岛稳定运行时, 系统需停止运行。

3) 直流配电系统从孤岛运行状态向并网运行状态切换的时间应小于 5s。

6.7 系统监测与控制

6.7.1 系统监控

1 应用光储柔直技术的建筑需配备建筑设备管理系统，建筑设备管理系统应当加强和完善以下功能：

- 1) 建筑设备运行监控信息互为关联和共享；
- 2) 建筑设备能耗监测；
- 3) 节约资源、优化环境质量管理；
- 4) 具有与公共安全系统等其他关联构建建筑设备的综合管理模式。

2 配备的建筑设备管理系统应包括建筑设备监控系统、建筑能效监管系统、直流配电监控系统，以及需纳入管理的其他业务设施系统等。

1) 建筑设备监控系统应符合下列要求：

- a. 监控的设备范围建议包括冷热源、供暖通风和空气调节、给水排水、供配电、照明、电梯等，并应包括以自成控制体系方式纳入管理的专项设备监控系统等；
- b. 采集的信息建议包括温度、湿度、流量、压力、压差、液位、照度、气体浓度、电量、冷热量等建筑设备运行基础状态信息；
- c. 监控模式应与建筑设备的运行工艺相适应，并应满足对实时状况监控、管理方式及管理策略等进行优化的要求；

- d. 完善相关的管理需求与公共安全系统信息关联；
- e. 强化向建筑内相关集成系统提供建筑设备运行、维护管理状态等信息的功能。

2) 建筑能效监管系统应符合下列规定：

- a. 能耗监测的范围建议包括冷热源、供暖通风和空气调节、给水排水、供配电、照明、电梯等建筑设备，且计量数据应准确，并应符合国家现行有关标准的规定；
- b. 能耗计量的分项及类别建议包括电量、水量、燃气量、集中供热耗热量、集中供冷耗冷量等使用状态信息，公共建筑可按用能核算单位和用能系统，以及用冷、用热、用电等不同用能形式，进行分类分项计量；居住建筑应按公共部分的主要用能系统进行分类分项计量，并对典型户的供暖供冷、生活热水、照明及插座的能耗进行分项计量，计量户数不宜少于同类型总户数的 2%，且不少于 5 户；
- c. 加强对建筑主要功能空间的室内环境进行监测。对于公共建筑，鼓励分层、分朝向、分类型进行监测；对于居住建筑，鼓励对典型户的室内环境进行监测，计量户数不宜少于同类型总户数的 2%，且不少于 5 户；
- d. 根据建筑物业管理的要求及基于对建筑设备运行能耗信息化监管的需求，完善对建筑的用能环节进行相应适度调控及供能配置适时调整；

- e. 通过对纳入能效监管系统的分项计量及监测数据统计分析和处理，提升建筑设备协调运行和优化建筑综合性能；
 - f. 鼓励对冷热源、输配系统、照明系统等关键用能设备或系统能耗进行重点计量；
 - g. 鼓励对室外温湿度、太阳辐照度等气象参数进行监测；
 - h. 鼓励对公共建筑使用人数进行统计。
- 3) 直流配电系统应设置监控系统，并应符合下列规定：
- a. 确保存储不少于 2 年的历史运行数据和故障记录；
 - b. 完善友好的人机操作界面与监测显示界面；
 - c. 直流配电监控系统需完善以下功能：实时采集电源设备、主要用电设备和配电设备的电流、电压、功率、电量和运行状态等信息，以能源调度和管理为目标时采集间隔不宜小于 5min，以系统控制为目标时采集间隔不宜小于 10s；对电源设备、主要用电设备和配电设备进行远程和本地控制的功能；根据电价、电网指令或预设运行目标切换运行模式的功能；根据历史记录和实时监测数据对用电负荷、建筑光伏功率进行预测的功能；建筑整体用电柔度预测功能；故障报警与保护功能；能量管理与优化功能。
- 4) 直流配电系统鼓励在 DC750V 和 DC375V 或 DC220V 电源侧设置电能计量装置，且电能计量装置准确

度等级不应低于 1 级。

5) 直流配电系统分项计量所需的用电量数据宜通过配电设备或监测系统获得，不宜配置专用分项电量采集装置。

6.7.2 运行控制

1 鼓励直流配电监控系统利用直流母线电压作为控制信号，通过建筑光伏、建筑储能和设备用电柔性实现 APR 功能，且直流配电监控系统的能量管理策略应符合下列规定：

- 1) 确保优先利用建筑光伏；
- 2) 鼓励通过调节建筑储能和用电设备实现电力交互；
- 3) 通过电动车动力电池强化电量调节功能，并通过储能电池强化功率调节功能；
- 4) 根据用户需求和不同设备用电柔度确定设备调节的优先级；
- 5) 根据电价信息和电力企业的需求响应信息，制定安全、经济、舒适的能量管理策略。

2 建立节能管理制度及设备系统节能运行操作规程确保建筑的运行与维护。

- 1) 公共建筑运行期间室内设定温度，冬季不宜高于设计值 2℃，夏季不宜低于设计值 2℃。对于作息时间固定的建筑，在非使用时间内鼓励降低空调运行温湿度和新风控制标准或停止运行空调系统。
- 2) 对于供冷供热系统，鼓励根据实际冷热负荷变化制定

调节供冷供热量的运行方案及操作规程。对于可再生能源与常规能源结合的复合式能源系统，鼓励根据实际运行状况制定实现全年可再生能源优先利用的运行方案及操作规程。

3) 对于集中空调系统，鼓励根据实际运行状况制定过渡季节节能运行方案及操作规程；对于人员密集的区域，可根据实际需求制定新风量调节方案及操作规程。

4) 对于排风能量回收系统，鼓励根据实际室内外空气参数，制定能量回收装置节能运行方案及操作规程。

5) 暖通空调系统运行期间，宜监测和评估水力平衡和风量平衡状况；当不满足要求时，应进行系统平衡调试。

6) 太阳能集热系统停止运行时，确保采取有效措施防止太阳能集热系统过热。

3 节能控制建议选取主要房间或功能区域为控制单元，实现暖通空调、照明和遮阳的整体集成和优化控制，并宜具有下列功能：

1) 在一个系统内集成并收集温度、湿度、空气质量、照度、人体在室信息等与室内环境控制相关的物理量；

2) 包含房间的遮阳控制、照明控制、供冷、供热和新风末端设备控制，相互之间优化联动控制，在满足室内环境参数需求的前提下，以降低房间综合能耗为目的，自动确定房间控制模式，或根据用户指令执行不同的空间场景模

式控制方案。

3) 建筑照明鼓励采用智能照明控制系统。

4 当有多种能源供给时，可根据系统能效对比等因素进行优化控制。采用可再生能源系统时，确保优先利用可再生能源。

6.7.3 通信系统

1 系统内通信应符合下列要求：

1) 光伏电站为满足生产调度需求，宜设置生产过程控调度交换机，统一供生产管理通信和生产调度通信使用；

2) 光伏发电系统内通信应包括生产管理通信和生产调度通信；

3) 光伏发电系统内通信设备所需的交流电源，建议采用能自动切换的、可靠的、来自不同站用电母线段的双回路交流电源供电；

4) 光伏发电系统可不单独设置通信机房，通信设备宜与线路保护、调度自动化设备共同安装于同一机房内。

5) 系统内通信设备可使用专用通信直流电源或 DC/DC 交换直流电源，电源宜为直流 48V。通信专用电源的容量，宜按发展所需最大负荷，在交流电源失电后能维持放电时间不小于 1h；

2 系统通信应符合下列要求：

1) 鼓励在光伏发电系统中装设与电力调度部门联系的专用调度通信设施。通信系统宜满足调度自动化、继电保护、

安全自动装置及调度电话等对电力通信的要求；

2) 光伏发电系统至电力调度部门间应有可靠的调度通道。大型光伏电站至电力调度部门宜具备至少两个互相独立的调度通道，且至少有一个通道为光纤通道。中型光伏电站至电力调度部门宜有两个互相独立的调度通道；

3) 光伏发电系统与电力调度部门之间通信方式和信息传输应由双方协调一致后确定，并在接入系统方案设计中明确。

3 直流配电系统监测与控制宜采用同一种标准化通信协议。

4 直流配电监测与控制系统的通信接口应满足建筑电力交互的要求。

7 运行管理与维护

7.1.1 太阳能利用系统的运行管理与维护需根据系统类型制定对应的管理制度。太阳能热水系统、光伏发电系统交付使用前，施工单位和产品生产厂家应对建设单位或物业部门进行工作原理交底和操作培训，编写使用手册、日常检查和巡检的内容及其指导说明，并详细说明各项条文。所有的检查、维护、修理过程应留有记录。

7.1.2 为保证建筑太阳能热水系统安全、长期、高效、稳定的工作，集中太阳能热水系统投入使用后，建设单位或物业管理单位要建立系统管理制度，并视情况安排专人管理。负责系统管理、使用和维护的单位或个人应与设计或施工单位约定或自行安排下列工作：

- 1 定期观察和检查系统中防雷接地和锚固状况，进行接地测试，并根据需要自行或约请专业公司进行必要的防腐、加固等维修护理；

- 2 定期观察和检查系统防腐蚀、防超温、超压安全附件的状况，并根据需要自行或约请专业公司进行必要的维修护理和零件更换；

- 3 定期观察、检查和维护系统中控制器、传感器、信号传输线和电线电缆的连接部位是否松脱或接触不良，避免损坏伤人；定期检查系统中传热工质数量和品质的变化，并按照系统

技术要求自行或约请专业公司进行必要的加注和更换；

4 定期对电气、管路、阀门等附件进行检查；

5 定期观察和检查系统支架和基座的状况，并根据需要自行或约请专业公司进行必要的防腐、加固等维修处理；

6 根据系统集热器表面的清洁状况，定期进行清洁护理；

7 定期对太阳能热水系统的计量装置进行校验；

8 对太阳能热水系统集热器进出口水温、贮热水箱出口温度的变化和其他设备的工作情况进行实时监测，以确定自动控制系统是否正常工作；

9 定期对安装在阳台、墙面等易坠落处的太阳能集热器进行防护设施的检查与维护，避免因集热器损坏对人体造成伤害；

10 对于安装完毕未及时使用或长期不用的系统，宜做好系统的水、电防护措施，并按照系统技术要求自行或约请专业公司进行再启用。

11 定期校验太阳能热水系统的热水计量装置、光伏发电系统的发电计量装置与数据传输设备。

12 至少每年进行一次光伏系统、锚固结构等全项目的检查。发生极端气象灾害前后应进行全面加固与检查。

13 太阳能热水系统、光伏发电系统发生故障时，应及时处理，主要设备和控制装置应由专业人员负责维修。

14 负责系统管理、使用和维护的单位应注意合同约定的系统使用寿命。系统超期使用时，应约请专业公司对系统进行必

要的使用安全诊断，并根据诊断意见，对系统的使用和改造做出正确合理的处置决定。

7.1.3 太阳能建筑一体化应用相关配套组件的维护管理应做到以下要求：

1 定期检查光伏组件是否有损坏或异常，连线是否可靠、牢固，连线是否接地并检查连线是否绝缘，并在太阳辐射弱时定期清洗光伏组件。

2 定期检查控制器、逆变器与其他设备的连线是否牢固，检查控制器、逆变器的接地连线是否牢固；并且检查控制器显示值与实际测量值是否一致，以判断控制器是否正常，控制器运行工作参数与设计值是否一致，如不一致按要求进行调整。

3 配电线路维护管理的要求如下：

- 1) 定期检查线缆与建筑物的距离是否符合设计要求；
- 2) 定期检查线缆是否有损伤、断股，线缆上是否有抛挂物；
- 3) 定期检查绝缘子是否有破损、绝缘子铁脚有无歪曲和松动；
- 4) 定期检查进户线上的保护电器是否完整。

4 伏系统的防雷接地的要求如下：

- 1) 确保组件及支架接地连接可靠；
- 2) 确保电缆金属铠装与接地系统的连接可靠；
- 3) 检查方针防雷保护器是否失效，按需要进行更换；
- 4) 定期检查各功率调节设备与接地系统是否连接可靠；

- 5) 定期测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求；
- 6) 在雷雨过后或雷雨季到来之前，检查光伏方阵汇流盒以及各设备内安装的防雷保护器是否失效，并根据需要及时更换。

7.1.4 太阳能系统的智慧运维应满足太阳能光热系统、光伏系统、或光储直柔系统的监测与控制要求，并具备下列功能，满足相关原则：

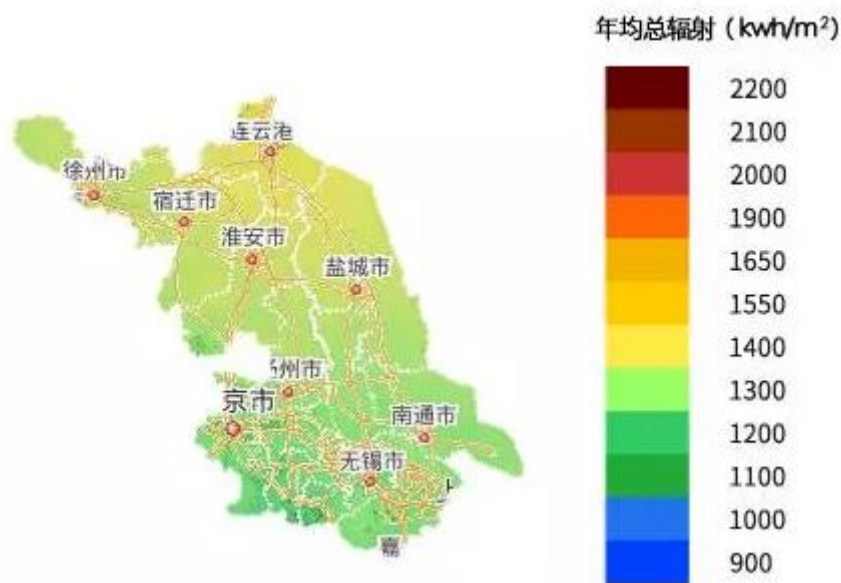
1 健康安全维护功能。包括组串健康诊断功能或故障识别精确定位功能，主动检测组串健康状态，并定位故障类型，给出修复意见。针对电弧故障等高风险事故，精确识别故障位置，节约人为故障定位成本。对重大安全事件、高危漏洞、及重复发生的共性安全问题进行根因分析并跟踪改进，避免问题重复发生。

2 数据分析功能。根据运行监控数据，结合系统类型、工况条件，实现对光伏系统进行故障预判、系统效率分析评估。根据设备生产性能数据，结合气象数据，实现对光伏系统发电功率预测。根据系统运行数据，结合经济性分析实现对组件清洗评估、技术改造建议的功能。根据系统运行数据，结合管理策略。实现对运行检修决策、库存优化管理、设备巡检优化管理决策支持。根据系统生产、运营数据及财务数据进行综合分析，提供电站投资方面包括系统投资回报率、度电成本以及未来项目投资建设等的分析与建议。

3 智慧运维系统进行系统权限管理时，需遵循职责分离、工作相关、合理授权和审批受控等原则，实施最小化授权。智慧运维系统宜按照相关网络安全法律法规要求和安全事件追溯需要，记录相关安全日志，并至少保留 6 个月。

附录 A 江苏省太阳能资源评估

江苏省的太阳能资源的年均总辐射量在 1200~1500kWh/m² 之间，属于太阳能资源“较丰富带”。从地域分布来看，从南向北逐渐增加，如下图所示。



江苏省太阳能资源分布图

江苏省 13 地级市的年均有效利用小时数

序号	地级市	利用小时数/h
1	南京	999.6
2	常州	991.2
3	淮安	1064.2
4	连云港	1114.6

5	南通	1014.0
6	苏州	985.4
7	宿迁	1068.1
8	泰州	1026.0
9	无锡	990.0
10	徐州	1050.9
11	盐城	1063.4
12	扬州	1023.2
13	镇江	1009.5

江苏 13 地级市历史 30 年年均总辐射

序号	地级市	年均总辐射量/kWh/m ²
1	南京	1265.27
2	常州	1254.72
3	淮安	1347.14
4	连云港	1410.93

5	南通	1283.59
6	苏州	1247.32
7	宿迁	1352.00
8	泰州	1298.77
9	无锡	1253.19
10	徐州	1330.23
11	盐城	1346.02
12	扬州	1295.19
13	镇江	1227.88

江苏省部分地区的地理纬度和太阳高度角

地区	地理纬度 (°)	太阳高度角 α (°)
南京	32.04	34.53
江宁	31.95	34.62
六合	32.36	34.21
江浦	32.07	34.50

溧水	31.65	34.92
高淳	31.32	35.25
苏州	31.32	35.25
张家港	31.86	34.71
常熟	31.64	34.93
太仓	31.45	35.12
昆山	31.39	35.18
吴县	31.32	35.25
吴江	31.16	35.41
无锡	31.59	34.98
江阴	31.91	34.66
宜兴	31.36	35.21
常州	31.79	34.78
武进	31.78	34.79
金坛	31.74	34.83
溧阳	31.43	35.14

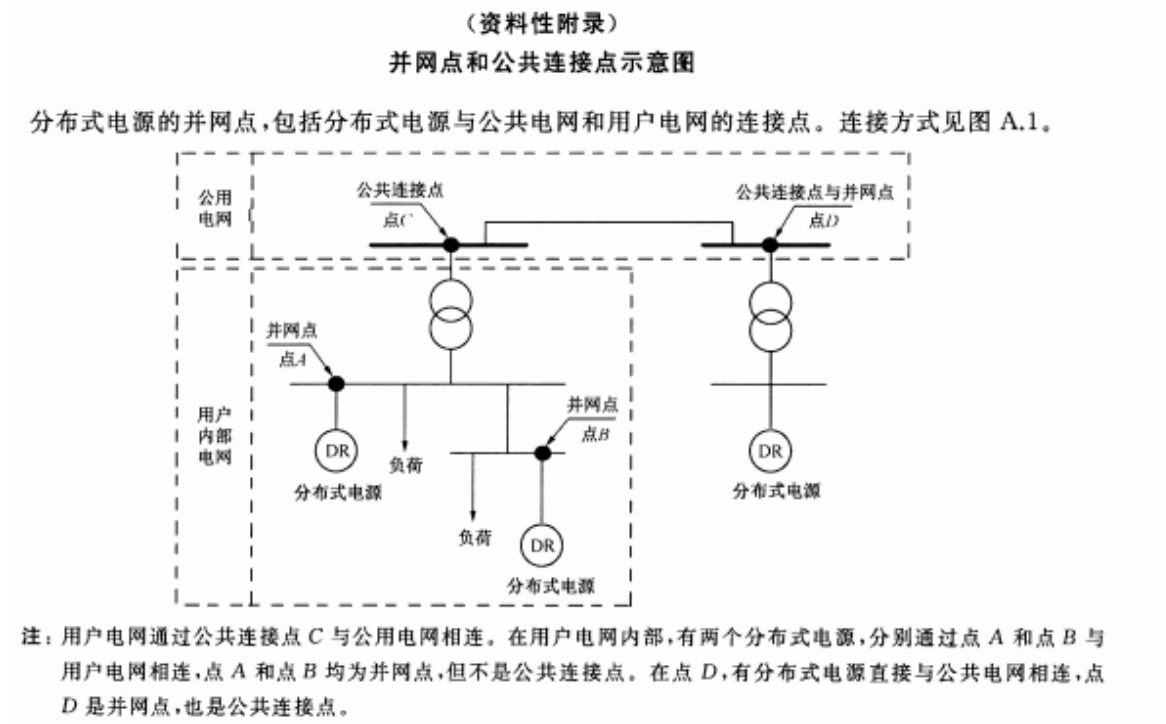
镇江	32.20	34.37
丹徒	32.20	34.37
扬中	32.24	34.33
丹阳	32.00	34.57
句容	31.95	34.62
扬州	32.39	34.18
江都	32.43	34.14
邗江	32.39	34.18
仪征	32.27	34.30
高邮	32.78	33.79
宝应	33.23	33.34
泰州	32.49	34.08
靖江	32.03	34.54
泰兴	32.16	34.41
姜堰	32.51	34.06
兴化	32.93	33.64

南通	32.01	34.56
通州	32.08	34.49
启东	31.80	34.77
海门	31.89	34.68
海安	32.57	34.00
如皋	32.39	34.18
如东	32.33	34.24
徐州	34.26	32.31
丰县	34.79	31.78
沛县	34.73	31.84
赣榆	34.83	31.74
东海	34.54	32.03
新沂	34.38	32.19
邳县	34.30	32.27
睢宁	33.89	32.68
铜山	34.26	32.31

淮安	33.62	32.95
楚州	33.50	33.07
洪泽	33.28	33.29
盱眙	33.00	33.57
涟水	33.77	32.8
金湖	33.01	33.56
盐城	33.38	33.19
滨海	34.01	32.56
阜宁	33.78	32.79
射阳	33.77	32.80
建湖	33.46	33.11
响水	34.2	32.37
大丰	33.19	33.38
东台	32.84	33.73
连云港	34.59	31.98
灌云	34.30	32.27

灌南	34.09	32.48
东海	34.54	32.03
宿迁	33.96	32.61
泗阳	33.73	32.84
泗洪	33.46	33.11
沐阳	34.12	32.45

附录 B 并网点与公共连接点示意图



并网点: 对于有升压站的分布式电源,并网点为分布式电源升压站高压侧母线或节点;对于无升压站的分布式电源,并网点为分布式电源的输出汇总点。

公共连接点: 指用户系统(发电或用电)接入公用电网的连接处。

附录 C 分布式光伏并网方案参考表

电压等级	运营模式	方案编码	并网点	接入容量范围
220V	全额上网	GF220-T-1	220V 公用电网线路或配电箱（单相）	8kW 及以下
	自发自用、余量上网	GF220-Z-1	220V 用户侧低压母线或线路（单相）	8kW 及以下
380V	全额上网	GF380-T-1	配变 380V 母线、分支箱或低压主干线	8kW~100kW
	全额上网	GF380-T-2	公用电网配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线	100kW~400kW
	自发自用、余量上网	GF380-Z-1	380V 用户侧低压母线或线路	8kW~400kW
10kV	全额上网	GF10-T-1	专线接入 10kV 公用电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线	400kW~6MW
	全额上网	GF10-T-2	T 接公用电网 10kV 线路	400kW~6MW
	自发自用、余量上网	GF10-Z-1	用户 10kV 母线	400kW~6MW
	全额上网	GF10-T-3	一回或多回专线接入 35kV 及以上变电站 10kV 母线	6MW~20MW
35kV	全额上网	GF35-T-1	公用电网变电站 35kV 母线	6MW~20MW
	全额上网	GF35-T-2	T 接公用电网 35kV 线路	6MW~20MW

分布式光伏并网电压等级应统筹考虑安全性、灵活性、经济性原则，根据装机容量、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、地区配电网情况等确定；并网点选择应根据并网电压等级及周边电网情况确定。

如上表所示，分布式光伏接入电压等级须遵循以下要求：8 千瓦及以下可接入 220 伏；8 千瓦~400 千瓦可接入 380 伏；400

千瓦~6000千瓦可接入10千伏;6000千瓦~20000千瓦可接入35千伏。

按照安全性、灵活性、经济性原则,依据接入电压等级、运营模式,可采取如下几种典型接入模式。

(1) 10千伏接网设计方案 GF10-T-1,如图 C.1 所示。主要适用于全额上网的分布式光伏,公共连接点为公用变电站10千伏母线,接入容量范围是400千瓦~6000千瓦。

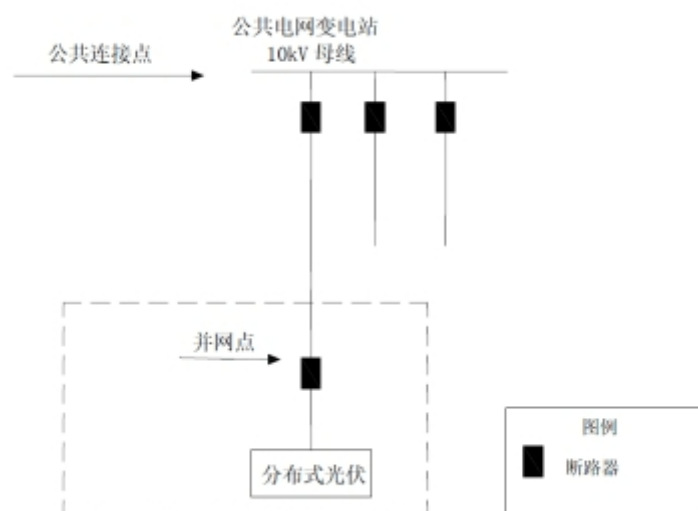


图 C.1 GF10-T-1 方案一次系统接线示意图

(2) 10千伏接网设计方案 GF10-T-2,如图 C.2 所示。主要适用于全额上网的分布式光伏,公共连接点为公共电网开关站、配电室或箱变10千伏母线,接入容量范围是400千瓦~6000千瓦。

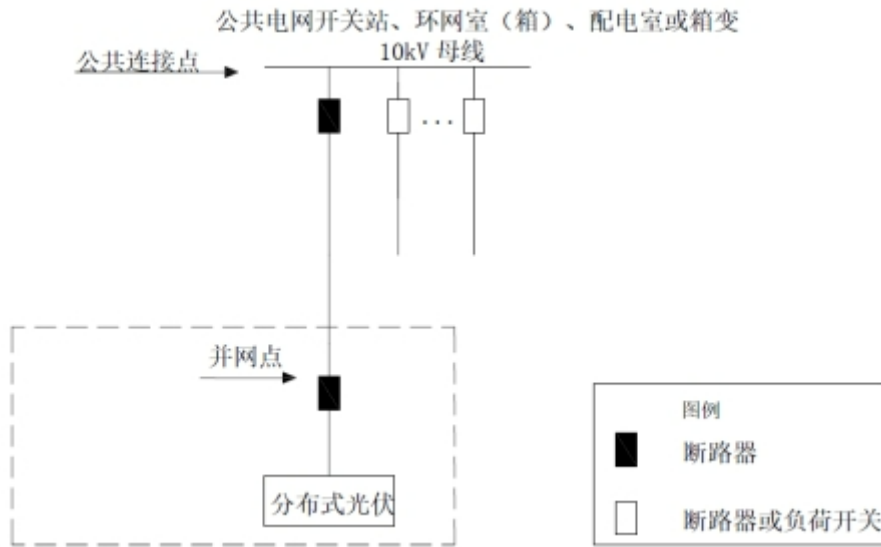


图 C.2 GF10-T-2 方案一次系统接线示意图

(3) 10 千伏接网设计方案 GF10-T-3，如图 C.3 所示。主要适用于全额上网的光伏电站，公共连接点为公共电网 10 千伏线路 T 接点，接入容量范围是 6000 千瓦 ~ 20000 千瓦。

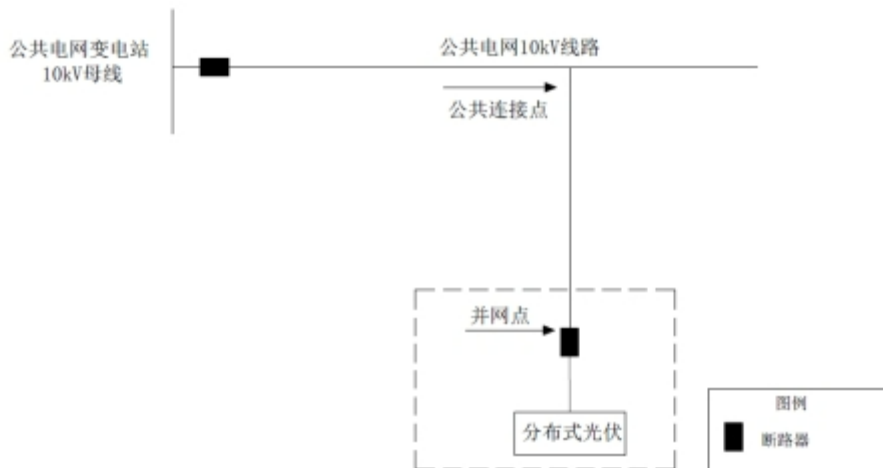


图 C.3 GF10-T-3 方案一次系统接线示意图

(4) 10 千伏接网设计方案 GF10-Z-1，如图 C.4 所示。主

要适用于自发自用、余电上网分布式光伏，接入容量 400 千瓦 ~ 6000 千瓦，接入用户配电室 10 千伏母线。

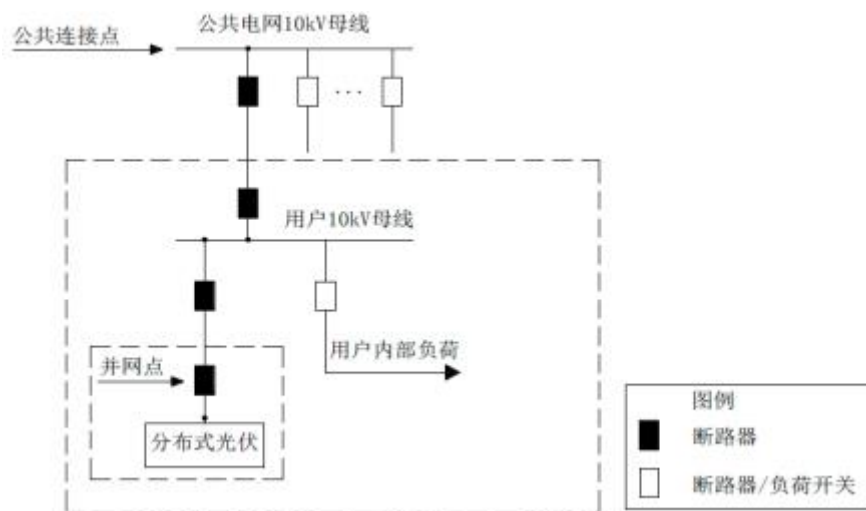


图 C.4 GF10-Z-1 方案一次系统接线示意图

(5) 380 伏接网设计方案 GF380-T-1，如图 C.5 所示。主要适用于全额上网的分布式光伏，公共连接点为公共电网配电箱或线路，接入容量为 8 千瓦 ~ 100 千瓦。

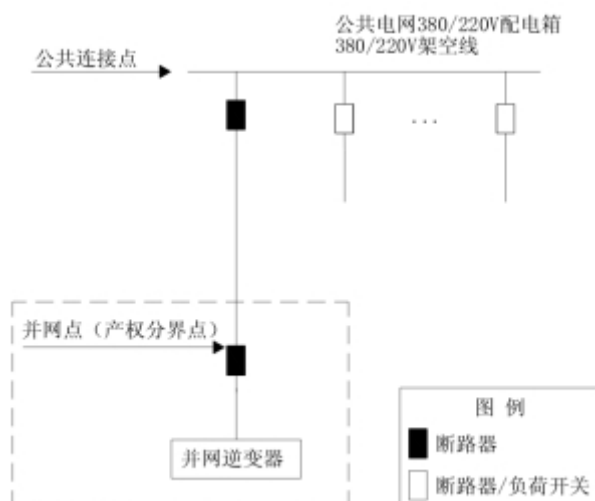


图 C.5 GF380-T-1 方案一次系统接线示意图

(6) 380 伏接网设计方案 GF380-T-2，如图 C.6 所示。主要适用于全额上网的分布式光伏，公共连接点为公共电网配电室或箱变低压母线，接入容量为 100 千瓦~400 千瓦。

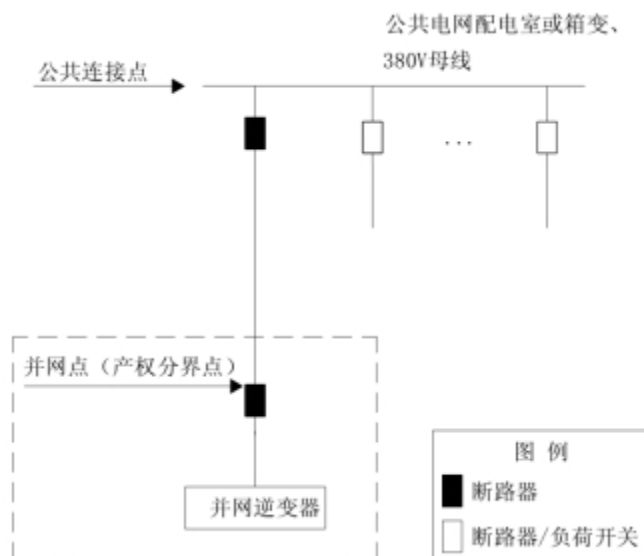


图 C.6 GF380-T-2 方案一次系统接线示意图

(7) 380 伏接网设计方案 GF380-Z-1，如图 C.7 所示。主要适用于自发自用、余电上网的分布式光伏，接入容量为 8 千瓦~400 千瓦。

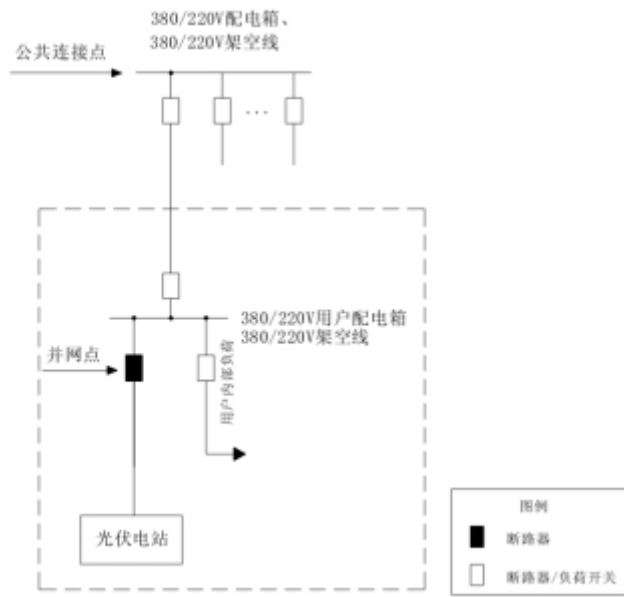


图 C.7 GF380-Z-1 方案一次系统接线示意图

后 记

为落实国家和江苏省委、省政府关于建筑领域碳达峰碳中和的工作部署，优化建筑用能结构，推动太阳能建筑一体化、高水平应用，省住房与城乡建设厅组织编制了《江苏省太阳能建筑一体化应用技术导则》(以下简称导则)。

导则编制过程中，开展了标准对标研究、关键技术研究和应用案例分析，广泛征求了各地建设主管部门和设计、施工、运行、产品生产等单位及行业专家的意见，形成了太阳能建筑一体化应用技术方案和导则。导则共分 7 章，主要内容包括：总则、名词解释、规划设计、太阳能热水系统与建筑一体化应用、太阳能光伏系统与建筑一体化应用、光储直柔系统设计、运行管理与维护。

本导则的主编单位：东南大学能源与环境学院。参编单位：江苏住房和城乡建设厅科技发展中心、河海大学、江苏丰彩节能科技有限公司、中通服咨询设计研究院有限公司、华设设计集团股份有限公司、江苏智慧用能低碳技术研究院有限公司。

本导则主要编写人员：陈振乾、王登云、施娟、李湘琳、余昆、王乐、甘磊、沈志明、吴大江、邓陈文怡、陈鹏、曹静、许波、赵帆、丁杰、吕钟灵、华昊辰、荆志军。

本导则主要审核人员：张建忠、张瀛洲、吕伟娅、魏霖、王幸强。