# 安徽省土木建筑学会标准

###

-------------------------------------------------------------------------------

# 薄膜光伏发电系统与建筑一体化

# 应用技术规程

# （征求意见稿）

### 20\*\*-xx发布 20\*\*-xx实施

-------------------------------------------------------------------------------

前言

本规程是根据~~~安徽省土木建筑学会《关于批准2021年第一批团体标准立项的通知》（皖建学字[2021] 10号）的要求，由中建材玻璃新材料研究院集团有限公司会同有关单位共同编制完成。

在编制过程中编制组进行了广泛的调查分析，召开了多次专题研讨会，总结了近年来我国薄膜光伏发电系统工程实施的实践经验，在此基础上以多种方式广泛征求了国内有关单位的意见并进行了专题研究，最后经审查定稿。

本标准符合国家“双碳”目标，为促进以铜铟镓硒、碲化镉等为代表的薄膜太阳能发电系统在建筑光伏一体化上的应用，规范薄膜太阳能发电系统工程的设计、施工及运维。

本规程包括10章，主要内容包括：1总则；2术语；3基本规定；4设备与材料；5应用设计；6发电系统设计；7环保、卫生、安全、消防；8安装与调试；9工程质量验收；10系统运行。

本规程由 负责管理和条文的解释。为提高规程质量，请各单位在执行本规程过程中，注意总结经验、积累数据和资料，如有意见或建议，请反馈至 ，以供修订时参考。

本规程主编单位： 中建材玻璃新材料研究院集团有限公司

安徽省建筑设计研究总院股份有限公司

凯盛科技集团有限公司

本标准参编单位： 凯盛光伏材料有限公司

成都中建材光电材料有限公司

邯郸中建材光电材料有限公司

安徽天柱绿色能源科技有限公司

中国建材检验认证集团股份有限公司

合肥工业大学

高格绿建太阳能科技（北京）有限公司

蚌埠市住房和城乡建设局

安徽省皖能股份有限公司

国网安徽省电力有限公司蚌埠供电公司

安徽莱特实业集团有限公司

所乐太阳能科技（上海）有限公司

阳光电源股份有限公司

本规程主要起草人：

本规程主要审查人：

目次

1 总则..................................................

2 术语..................................................

3 基本规定.............................................

4 设备与材料.............................................

 4.1 一般规定...................................................

4.2 薄膜发电部件..................................................

4.3 逆变器、功率优化器及储能设备.........................

4.4 电缆及组件连接器..............................

4.5 金属、玻璃和密封材料

5 应用设计..........................................

5.1 一般规定...................................................

5.2 规划设计

5.2 建筑设计................................

5.3 结构设计...................................................

5.4 构造要求...................................................

6 发电系统设计

6.1 一般规定...................................................

6.2 组件阵列设计...............................................

6.3 直流汇流设备、逆变器及储能系统.............................

6.4 配电系统...................................................

6.5 系统接入...................................................

6.6 过欠压保护与接地...........................................

6.7 发电量计算.................................................

6.8 监控计量及智能化系统.......................................

7 环保、卫生、安全、消防...............................

7.1 环保、卫生................................................

7.2 安全......................................................

7.3 消防......................................................

8 安装与调试...........................................

8.1 一般规定...................................................

8.2 施工工序...................................................

8.3 基座及龙骨...................................................

8.4 薄膜太阳能组件、构件安装...................................

8.5 电气安装...................................................

8.6 设备与系统调试............................................

8.7 安全文明施工和成品保护....................................

9 工程质量验收...............................

9.1 一般规定...................................................

9.2 分项工程验收..................................................

9.3 竣工验收...................................................

10 系统运行...............................

10.1 一般规定...................................................

10.2 运行维护..................................................

附录 A 工程验收表格................................

本规程用词说明

引用标准名录

1 总则

1.0.1为推动薄膜太阳能发电系统在建筑工程中应用，规范薄膜太阳能发电系统与建筑一体化的设计、安装、验收、运行与维护，做到技术先进、质量可靠、安全适用、绿色环保、经济合理、造型美观、维修方便，制定本规程。

条文说明1.0.1随着我国低能耗绿色建筑的深入建设，太阳能作为清洁优质的可再生能源日益受到重视，以铜铟镓硒、碲化镉为代表的薄膜太阳能发电材料具有功率衰减低、寿命周期长、温度系数低、弱光发电性能好以及外观一致性好等特点，而引起国际太阳能光伏界的广泛关注，被国际上称为“下一代非常有前途的新型薄膜太阳能电池”。

本规程着重解决薄膜太阳能发电系统与建筑结合，以指导、规范薄膜太阳能发电系统与建筑一体化工程的设计、安装、验收、运行与维护，促进薄膜太阳能发电系统在建筑领域的推广应用，规范和加快薄膜太阳能产业的发展。

1.0.2本规程适用于在既有、新建、改建和扩建的民用建筑、工业建筑上新建、改造薄膜太阳能发电系统的设计、安装、验收、运行与维护。

条文说明1.0.2本条明确了本规程的适用范围。考虑到大量的既有建筑有绿色、节能改造的需求，编制时对既有建筑采取集成或附加薄膜太阳能发电系统利用太阳能的适应性进行了调查和研究，本规程的技术内容同样适用。

1.0.3新建、改建和扩建的建筑安装薄膜太阳能发电系统应纳入建筑工程设计，统一规划、设计、施工与安装、验收。

1.0.4薄膜太阳能发电系统与建筑一体化的设计、安装、验收、运行与维护除应符合本规程外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

条文说明1.0.4薄膜太阳能发电系统的产品应符合其组成部分的相关国家标准，同时，应符合建筑行业的相关设计与验收规范。

2 术语

2.0.1薄膜太阳能发电系统与建筑一体化 Building Integrated Photovoltaic with Thin Film Solar Power System

安装在建筑物上，将薄膜太阳能发电系统与建筑良好结合，满足建筑物的安全、功能、美观等要求的应用形式。

2.0.2薄膜太阳能发电系统 Thin Film Solar Power System

利用薄膜太阳能电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的光伏发电系统。

2.0.3薄膜太阳能光伏组件 Thin Film Solar Photovoltaic Modules

经过模块化预制、内部联结及封装，由薄膜发电层、玻璃基板、胶膜、前/背盖板、引出线等组成，具备光伏发电功能，可单独提供直流电输出的最小不可分割的薄膜太阳能电池组合装置。

条文说明2.0.3目前已经产业化规模生产的薄膜太阳能发电系统的产品有铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能电池、碲化镉（CdTe）薄膜太阳能电池等薄膜太阳能电池，本标准特指在玻璃基板上沉积发电层的刚性薄膜太阳能电池，不包括柔性衬底薄膜太阳能电池。

2.0.4薄膜太阳能发电构件 Thin Film Solar Photovoltaic Components

经过模块化预制、封装及内部联结，具备薄膜太阳能发电功能的建筑材料或建筑构件。

条文说明2.0.4将薄膜太阳能光伏组件与建筑材料通过经过模块化预制、封装及内部联结，进行复合，具有相应的建筑材料和建筑构件功能，成为建筑物不可分割的一部分，如光伏瓦、光伏墙板、光伏砖、发电饰面一体板等建材型薄膜光伏构件。

2.0.5光伏逆变器 PV inverter

将来自太阳能电池阵列的直流电流变换为符合电网要求的交流电流的装置。

2.0.6微型逆变器 Micro Inverter

可进行组件级最大功率点跟踪的光伏逆变器。

2.0.7 光伏组件功率优化器 PV Module Power Optimizer

可对光伏组件执行最大功率点跟踪，对输出参数进行优化和调节的质量变换设备，称为光伏功率优化器，简称功率优化器。

2.0.8汇流设备 Confluence Equipment

在薄膜太阳能发电系统中将若干个发电组件串并联汇流后接入的装置。包括用于组串式逆变器前端的汇流盒和用于集中式逆变器前端的直流汇流箱。

2.0.9最大功率点跟踪Maximum Power Point Tracking(MPPT)

能够实时侦测太阳能板的发电电压，并追踪最高电压电流值(VI)，使系统以最大功率输出的功能。应用于太阳能发电系统中，协调太阳能电池板、蓄电池、负载的工作。

2.0.10温度系数 Temperature Coefficient

温度系数是光伏发电材料的物理属性随着温度变化而变化的速率，温度系数可以直观的比较光伏发电材料在高温环境下的表现优劣，越低的温度系数，意味着光伏发电材料的在高温环境下发电效率折损越少。

3 基本规定

3.0.1薄膜太阳能发电系统应结合太阳能资源、发电规模、建筑条件、负荷特点、基础供配电形式、电气接入方案及安装和维护条件等因素确定系统选型。

3.0.2薄膜太阳能发电系统与建筑一体化的应用应遵循安全可靠、环保美观、规则有序、便于安装和维护的原则，合理选用薄膜太阳能光伏构件和薄膜太阳能光伏组件，明确安装在建筑物上的设备类型、平面位置和外观要求，与建筑自身设计相协调，使薄膜太阳能发电系统成为建筑的有机组成部分。

条文说明3.0.2薄膜太阳能发电系统设计应与建筑设计同步进行，建筑设计需要根据选定的薄膜太阳能发电系统类型，确定安装位置、安装面积、尺寸大小、管线走向等技术要求。

3.0.3薄膜太阳能发电系统与建筑一体化应用可采用建筑集成光伏发电系统（BIPV）和建筑附加光伏发电系统(BAPV)。

3.0.4新建建筑设计应为薄膜太阳能发电系统的安装、使用和维护等提供必要的承载条件和空间。薄膜太阳能发电系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。

条文说明3.0.4一般情况下，建筑物的设计寿命是薄膜太阳能发电系统设计寿命的数倍，为此建筑设计不仅要考虑地震、风、雪、冰雹等自然影响因素，还应为薄膜太阳能发电系统的日常维护，尤其是其光伏组件、光伏构件的安装、维护、修理、局部更换提供必要的便利条件。

安装薄膜太阳能光伏系统的建筑应具备承受光伏组（构）件、汇流箱、控制器、电缆等各种设备、材料荷载，包括安装和检修荷载等。作用效应组合的计算方法应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009的规定。

主体结构为混凝土结构时，为保证薄膜太阳能光伏组（构）件等与主体结构的连接可靠，连接部位主体结构混凝土强度等级不应低于C20。

3.0.5薄膜太阳能发电系统与建筑一体化的防火设计，应符合现行国家标准 《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定。

3.0.6应用薄膜太阳能发电系统的建筑，在土建施工阶段，应按薄膜太阳能发电系统与建筑一体化设计施工图及土建施工图要求预留、预埋相关构件，系统管线布置应安全、隐蔽、集中，便于安装与维修，与建筑其他管线统筹设计、同步施工，不得影响建筑物的使用功能，且应满足建筑安全、电气安全和节能、防火、防腐、防水、排水、采光、通风、隔热、防雷、接地、抗风、抗震等要求。

3.0.7既有建筑上集成或附加薄膜太阳能发电系统时，应对既有建筑的结构安全性、耐久性和电气安全性进行复核，不得影响其原有建筑的使用功能、安全及消防。

条文说明3.0.7在既有建筑上增设或改造的薄膜太阳能发电系统，其荷载会增加，安装过程也会对建筑结构和建筑功能有影响，因此，需进行建筑结构安全、建筑电气安全等方面的复核和验算。在既有建筑上安装薄膜太阳能发电，应根据建筑物的建设年代、结构状况、使用状况，选择可靠的安装方法。

3.0.7薄膜太阳能发电系统安装前，建筑主体结构及相关工序应质量验收合格，安装时对已完成的土建工程相关部位应采取保护措施，避免对建筑防水、保温等造成损坏。

4 设备与材料

4.1一般规定

4.1.1建筑用薄膜太阳能发电系统的设备与材料应符合国家现行标准 《低压配电设计规范》GB 50054、《钢结构设计标准》GB 50017、 《铝合金结构设计规范》GB 50429和《建筑玻璃应用技术规程》 JGJ 113等有关标准的规定，并应满足设计要求。

条文说明4.1.1薄膜太阳能发电系统的设备与材料应符合相应的产品标准的规定，如玻璃面板应符合国家现行标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113、《建筑安全玻璃 第2部分：钢化玻璃》 GB 15763、《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551的规定。

建筑光伏系统的支承结构可选用钢结构、 铝合金结构等。因此，建筑薄膜太阳能发电系统支承结构的杆件及连接件设计应根据其采用的材料分别符合国家现行标准《钢结构设 计标准》GB 50017、《铝合金结构设计规范》GB 50429、《冷弯 薄壁型钢结构技术规范》GB 50018、《不锈钢结构技术规程》 CECS 410等的有关规定。

薄膜太阳能发电系统的设备与材料应确保其是符合标准的合格产品，并应具有出厂合格证书，本规程不再对其进行具体规定。

4.1.2建筑用薄膜太阳能发电系统的材料应符合下列规定：

1主要材料之间的物理、化学和力学性能应具有匹配性。

2作为受力构件时，应满足安装部位所需要的刚度、强度和耐候性要求。

4.1.3建筑用薄膜太阳能发电系统材料、构配件的燃烧性能和耐火极限应符合建筑耐火等级的要求。

条文说明4.1.3建筑用薄膜太阳能发电系统的支承结构件和连接件应采用不燃材料，防火封堵构造应采用防火密封材料等。

4.1.4材料及器件的物理和化学性能应满足建筑所在地的气候特征和环境要求。

4.1.5建筑用薄膜太阳能发电系统的汇流设备、逆变器、变压器和交流配电柜等电气设备性能应符合现行国家标准《低压成套开关设 备和控制设备 第1部分：总则》GB 7251. 1及《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019 的有关规定，其标记应符合现行国家标准《电气设备电源特性的标记安全要求》 GB 17285的有关规定，并应满足系统电压、电流和环境条件的要求。

4.2薄膜发电部件

4.2.1建筑用薄膜太阳能发电组件应符合下列规定：

1在正常条件下，薄膜太阳能发电组件的设计使用寿命不应低于25年。

2薄膜太阳能发电组件和配套设备的性能参数应与应用场景当地的气象、气候条件相适应。

3玻璃和胶膜厚度应满足结构受力要求。

4根据不同地区的特点，作为建筑构件的光伏组件应釆取 防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

条文说明 4.2.1：薄膜发电部件指标性能要求见下表：

**表4.2.1:薄膜发电部件指标性能要求一览表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 指标性能 | 执行标准 | 备注 |
| 1 | 抗风压性能 |  GB15227 |  | 工程  |
| 2 | 气密性能 |
| 3 | 水密性能 |
| 4 | 层间变形性能 |
| 5 | 传热系数 |   GB/T8484 | 工程  |
| 6 | 空气声隔声性能 |   GB/T8485 | 工程  |
| 7 | 可见光透射比 |   GB15763.3 | 工程  |
| 8 | 可见光反射比 |   GB15763.3 | 工程  |
| 9 | 落球冲击试验 |   GB/T29551 | 工程  |
| 10 | 霰弹冲击试验 |   GB/T29551 | 工程  |
| 11 | 露点 |   GB/T11944 | 工程  |
| 12 | 抗软重物体撞击性能 |   JG/T342 | 产品  |
| 13 | 抗硬重物体撞击性能 |   JG/T342 | 产品  |
| 14 | 耐热性 |   GB15763.3 | 产品  |
| 15 | 耐火性能 |   GB15763.1 | 产品  |
| 16 | 光热性能 |   GB/T18091 | 产品  |
| 17 | 可开启部分启闭力 |   GB/T9158 | 产品  |
| 18 | 耐紫外辐照性能 |   GB/T11944 | 产品  |
| 19 | 密封胶相容性 |  GB 16776 | 工程  |
| 20 | 结构胶剥离粘结性 |  GB 16776 | 工程  |

4.2.2建筑薄膜太阳能发电组件的尺寸、颜色、外框及结构等应满足建筑设计要求。

条文说明4.2.2设置在金属屋面上的薄膜太阳能发电系统设计应符合现行行 业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的有关要求；光伏幕墙设计应符合现行行业标准《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的有关要求；光伏遮阳设计应符合现行行业标准《建筑用铝合金遮阳板》JG/T 416和《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274的有关要求。

4.2.3 黑色不透光型薄膜太阳能发电组件核心层（即只包括基板及其附着的薄膜发电层、封装胶膜、前/背盖板，不含为了增加机械强度、调色等添加的前盖板）的初始光电转换效率不应低于12%，电组件衰减率首年不应高于5%,后续每年不应高于0.4%, 25年内不应高于15%。

条文说明4.2.3 考虑到技术的高速迭代演进，在对现阶段市场主流的两类薄膜太阳能发电组件的光电转换效率提出现行最低限度要求之外，列出目标值作为参考。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | 初始转化效率现行值 | 初始转化效率目标值 |
| 碲化镉 | 12.5% | 15% |
| 铜铟镓硒 | 12% | 15% |

此外，作为薄膜太阳能发电材料具备颜色可定制、透光率可调整的独特优势，能够更好满足建筑的美学及功能要求，在彩色及透光薄膜太阳能发电材料应用场景下，光电转换效率不再是组件性能的唯一诉求，不透光彩色薄膜太阳能发电组件的初始光电转换效率较黑色标准组件相比，下降不宜超过15%，透光型薄膜太阳能发电组件的光电转化效率根据实际诉求可酌情降低标准，保证系统实现造型美观、功能实用和经济收益的统一。

4.2.4建筑薄膜太阳能发电组件应包括下列基本性能指标：

1电气参数：峰值功率、峰值工作电压、峰值工作电流、 短路电流、开路电压、输出功率公差、温度系数。

2安装参数：尺寸、重量、结构、接线盒、工作温度、面板材料、背板材料、颜色、电缆直径、接线端子。

4.2.5建筑薄膜太阳能发电组件的防火性能应符合下列规定：

1建筑薄膜太阳能发电组件的燃烧性能应符合现行国家标准 《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624中不低于B1级的 要求。

2燃烧产烟毒性应符合现行国家标准《材料产烟毒性危险分级》GB/T 20285中不低于ZA2级的要求。

4.2.6建筑薄膜太阳能发电组件的安全性能应符合现行国家标准 《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分：结构要求》GB/T 20047. 1的有关规定。

4.2.7当薄膜太阳能发电组件采用边框时，边框不应侵占光伏玻璃 发电区域，且不应产生影响发电的阴影。

条文说明4.2.7 薄膜太阳能发电组件标准产品一般不带边框，若根据安装需要另行增加边框，此时应注意边框不应侵占薄膜太阳能发电组件发电区域，且不应产生影响发电的阴影。

4.2.8薄膜太阳能发电组件通过与中空玻璃、真空玻璃、防火玻璃、压型钢板以及陶瓷颗粒混凝土墙体材料等建筑材料通过合片，可成为集成发电功能与建材属性为一体的建材化构件产品，直接作为建筑物围护结构材料使用，相关性能参数不应由于集成了薄膜太阳能发电材料产生折减。

4.2.9薄膜太阳能发电组件与建筑玻璃结合后应符合《建筑用安全玻璃》GB15763.3中安全玻璃的相关规定。

4.2.10由LOW-E玻璃组成的中空或真空玻璃与薄膜太阳能发电材料集成的构件型发电幕墙材料，传热系数不大于1.0W/m2·K,其他中空或真空玻璃与薄膜太阳能发电材料集成的构件型发电幕墙材料，传热系数不大于2.0W/m2·K。

4.2.11中空或真空玻璃与薄膜太阳能发电材料集成的构件型发电幕墙材料，隔声性能Rw不小于35dB。

4.2.12 薄膜太阳能发电组件通过与玻璃、混凝土或钢材合片，得到的功能集成的构件型一体化发电建材，其发电使用寿命不应低于薄膜太阳能发电组件的寿命。在达到发电使用寿命后，其建筑力学性能的寿命要求不应低于相应的建筑构件的使用寿命要求，同时构件化产品应有便于操作的拆卸、更换方案。

条文说明4.6.5 本条款要求集成功能的建材化薄膜太阳能发电建材构件产品的使用寿命不得低于25年，在使用寿命周期内，构件的隔热、隔音、强度、耐火等性能指标必须满足建筑使用要求。

4.3逆变器、功率优化器及储能设备

4.3.1并网逆变器性能应符合现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004的有关规定，离网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的规定。

4.3.2 并网微型逆变器性能应符合现行行业标准《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142-2018的规定，功率优化器性能应满足应符合现行行业标准《光伏组件功率优化器技术规范》NB/T42143-2018的规定。

条文说明4.3.2在建筑美学造型有特殊要求的情况下，薄膜太阳能发电系统往往无法做到光伏组件的安装朝向、角度高度一致，采用组件级别的微型逆变器或功率优化器是较为理想的解决方案。

4.3.3建筑薄膜太阳能发电方阵采用负极接地时，应釆用带隔离变压器的隔离型逆变器。

条文说明4.3.3为防止PID效应，薄膜太阳能发电组件通常要求做负极功能接地。

PID 效应（Potential Induced Degradation）全称为电势诱导衰减。PID的直接危害就是大量电荷聚集在电池片表面，引起电池表面钝化，电池组件的功率急剧衰减。PID的真正原因到目前为止没有明确的定论，但各个光伏电池组件厂和研究机构的数据表明，PID与电池、玻璃、胶膜、温度、湿度和电压有关。

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岀额定功率。

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。

4.3.4逆变器最大功率点跟踪（MPPT）效率应考虑静态效率与动态效率，静态效率应不低于99.9%，动态效率应不低于99%。

4.3.5逆变器及功率优化器外壳防护等级在室内使用时不应低于IP20，在室外使用时不应低于IP65。

4.3.6当系统组串上任意一处直流母线电压超过80V时，逆变器应具备电弧检测和保护功能，系统可以检测电弧故障并在2.5s内切断故障回路，系统应具备电弧故障保护清除机制，清除模式可设为手动或者自动。

4.3.7薄膜太阳能发电系统逆变器的直流侧应具备快速关断功能，快速关断功能触发后，应实现以下功能：

1）光伏阵列内，任意两点的电压在30s内降到165V以下。

2）光伏阵列范围1米外，电压30s内降低到30V以下。

条文说明4.3.7 若光伏阵列没有裸露的金属导体并且距离裸露的金属接地装置在2.5m以上时，仅满足第2）点要求即可。快速关断设备宜采用电力载波通信方案， 确保通信系统可靠性。为触发快速关断保护功能，光伏系统应配置快速关断触发开关，推荐采用连接光伏系统的交流断路器作为快速关断的出发开关。

4.3.8 薄膜太阳能发电系统中直流侧快速关断装置应符合以下要求：

1)开始工作10s内，受控导线电压不应超过165V,且回路电流不应大于10mA；

2）同一建筑与薄膜太阳能光伏一体化系统中的快速关断装置宜通过同一装置同时启动；

3）人工启动快速关断装置后，光伏系统不应自动重启；

4）宜与火灾自动报警系统联通，火灾自动报警信号可作为自动关断触发。

4.3.9 薄膜太阳能发电系统应具备直流安全功能，以降低由直流高压导致的风险。在直流安全功能模式下，连接组件的快速关断设备(功率优化器或微型逆变器)需将其直流输出电压降至1V或停机。在以下情况时，光伏系统必须具备直流安全功能：

1）光伏系统安装过程中，直流电缆未连接逆变器或直流电缆已连接逆变器但逆变器停机时。

2）光伏系统运行时，逆变器的保护功能被触发并停机300s后。

3）光伏系统运维时，将逆变器的交流侧断开30s后。

4.3.10 薄膜太阳能发电系统可采用电化学储能方式，在符合建筑防火的相关规定前提下，应根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、充放电效率、自放电率、有效放电能力进行选择。

4.3.11 薄膜太阳能发电系统中采用的蓄电池（组）应符合国家现行相关标准的规定。

4.4电缆及组件连接器

4.4.1薄膜太阳能发电系统的电缆的选择应满足光伏系统的电压、持续工作电流、 允许电压降和敷设环境等条件要求，并应满足热稳定校验要求。电缆选型应应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019关于电缆材料性能的各项规定。

条文说明4.4.1 薄膜太阳能发电系统电缆导体、绝缘材料、耐火性能及光伏电缆的选型及安装应符合现行国家及行业标准要求，本规程不做重复描述。

4.4.2建筑薄膜太阳能发电组件连接电缆的组件连接器应符合下列规定：

1应采用符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》GB/T 20047. 1规定的组件连接器。

2用于室外的组件连接器防护等级不应低于IP55。

3应采用同类型的公母头相互连接。

4在超过35V的光伏装置中的组件连接器应不低于II类或 同等绝缘。

5不应釆用用于连接家用设备和交流低压电源的插头和插座。

4.4.3当电缆长期暴露在户外时，应根据项目地环境条件选择具备抗臭氧、抗紫外线、耐酸碱、耐高温、耐湿热、耐严寒、无凹痕、无卤、阻燃、经受机械冲击等适应当地环境要求的电缆， 并应符合现行国家标准《建筑物电气装置 第7-712部分：特殊 装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源供电系统》 GB/T 16895. 32的有关规定。

4.5金属、玻璃和密封材料

4.5.1钢材应符合下列规定：

1钢材的种类、牌号、质量等级应符合现行国家标准《碳 素结构钢》GB/T 700、《耐候结构钢》GB/T 4171和《结构用无缝钢管》GB/T 8162的有关规定。

2钢构件表面除锈处理应符合现行国家标准《钢结构工程 施工质量验收规范》GB 50205和《涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定》GB/T 8923的有关规定。

3钢材应进行表面热浸镀锌处理、无机富锌涂料或采取其 他有效的防腐措施。当釆用热浸镀锌防腐处理时，镀锌厚度应符 合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制品热浸镀锌层技术要求 及实验方法》GB/T 13912的有关规定。

4钢材焊接时，釆用的焊条应符合现行国家标准《非合金 钢及细晶粒钢焊条》GB/T 5117,《热强钢焊条》GB/T 5118和 《钢结构焊接规范》GB 50661的有关规定。

5钢铸件采用的铸钢材质应符合现行国家标准《一般工程 用铸造碳钢件》GB/T 11352的有关规定。

4.5.2铝合金材料应符合下列规定：

1铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材第 1部分：基材》GB/T 5237. 1的有关规定。

2铝合金材料的化学成分应符合现行国家标准《变形铝及 铝合金化学成分》GB/T 3190的有关规定。铝合金型材截面尺 寸的精度要求应达到高精级或超高精级。

3隔热铝合金型材应符合现行国家标准《铝合金建筑型材 第6部分：隔热型材》GB/T 5237. 6的有关规定。采用穿条 工艺生产的隔热铝型材，其隔热材料应符合现行国家标准《铝合 金建筑型材用隔热材料 第1部分：聚酰胺型材》GB/T 23615. 1的有关规定。釆用浇注工艺生产的隔热铝型材，其隔热 材料应符合现行国家标准《铝合金建筑型材用隔热材料 第2部 分：聚氨酯隔热胶》GB/T 23615. 2的有关规定。

4铝合金材料表面处理和涂层厚度应根据工程需要确定。 釆用阳极氧化、电泳涂漆、粉末喷涂、氟碳漆喷涂进行表面处理 时，应分别符合现行国家标准《铝合金建筑型材 第2部分：阳 极氧化型材》GB/T 5237.2、《铝合金建筑型材 第3部分：电 泳涂漆型材》GB/T 5237.3,《铝合金建筑型材 第4部分：喷 粉型材》GB/T 5237. 4和《铝合金建筑型材 第5部分：喷漆 型材》GB/T 5237. 5规定的质量要求。

4.5.3可根据功能要求选用平板玻璃、超白浮法玻璃、 中空玻璃、真空玻璃、钢化玻璃、半钢化玻璃、夹层玻璃、光伏玻璃、着色玻璃、镀膜玻璃、压花玻璃、U型玻璃等，玻璃应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》 JGJ 113的有关规定。釆用光伏夹层玻璃时，应符合现行国家标 准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551的有关规定；釆用光伏中空玻璃时，应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759的有关规定；采用真空玻璃时，应符合现行国家标准《真空玻璃》GB/T 38586-2020的有关规定。

4.5.4硅酮胶及密封材料应符合下列规定：

1硅酮结构密封胶用于玻璃与玻璃，玻璃与型材间的结构性粘结，应符合国标《建筑用硅酮结构密封胶》GB16776-2005和《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》JG/T 475-2015的规定。

2建筑构件采用硅酮耐候密封胶用于填缝、防水、密封、绝缘等，应采用国标GB/T14683-2017硅酮和改性硅酮建筑密封胶。介电强度大于18KV/mm。

3防火隔断采用建筑用阻燃密封胶应符合GB/T24267-2009，同时用于防火封堵时应符合GB/T23864-2009。

4电线缆穿孔应采用建筑用阻燃密封胶，应符GB/T23864-2009。

5密封胶条，应符合JG/T488-2015 建筑用高温硫化硅橡胶密封件，或GB/T 24498-2009 建筑门窗、幕墙用密封胶条中热老化后回弹大等于5级。介电强度大于18KV/mm。

6光电建筑玻璃构件采用明框幕墙安装方式时，应采用太阳能光伏组件用硅橡胶垫块，应符合JG/T488-2015 建筑用高温硫化硅橡胶密封件。介电强度大于18KV/mm。

4.5.5封边保护剂应符合现行行业标准《建筑光伏夹层玻璃用 封边保护剂》JG/T 465的有关规定。

4.5.6其他材料应符合下列规定：

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

2橡胶制品宜采用三元乙丙橡胶、氯丁橡胶及硅橡胶，并 应符合现行国家标准《建筑门窗、幕墙用密封胶条》GB/T 24498的有关规定。

3密封胶垫应符合现行国家标准《工业用橡胶板》GB/T 5574的有关规定。

4连接件、紧固件、组合配件宜选用不锈钢、钢材或铝合 金材质。

5紧固件螺栓、螺钉、螺柱等的机械性能、化学成分应符 合现行国家标准《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098. 1和《紧固件机械性能 螺母》GB/T 3098. 2等的有关规定。

4.5.7包括金属、玻璃和密封材料在内的，与薄膜太阳能发电系统成为不可拆分整体的配套材料使用寿命不应小于发电系统使用寿命。

条文说明4.5.7 薄膜太阳能发电系统使用寿命应大于25年，系统内组成部分寿命不应低于此项要求。当部分材料无法满足25年使用寿命要求时，应在设计和制造阶段，合理设置拆卸、更换装置，便于日常维护。

5 应用设计

5.1一般规定

5.1.1薄膜太阳能发电系统与建筑一体化设计，应贯穿从方案设计到施工图设计的全过程设计。

5.1.1条文说明：薄膜太阳能发电系统设计时，需广泛搜集建筑物所在地的地理、气候、太阳能资源、相邻地块规划等资料，进行环境分析、日照分析，由建筑、结构、电气和相关专业公司共同在前期方案阶段统筹布局，合理规划薄膜太阳能发电系统在建筑上的布置方案，使其在具备良好光伏发电的同时，实现建筑围护、建筑节能、太阳能利用和建筑装饰的协调统一。

5.1.2采用薄膜太阳能发电系统的工业与民用建筑，应根据建设地点的地理、气候及太阳能资源条件等因素，统筹规划建筑布局、朝向、间距、群体组合和空间环境，满足薄膜太阳能发电系统设计和安装的技术要求。

5.1.3应结合建筑的功能、外观、安装场地以及周围环境条件，合理选择薄膜太阳能发电系统光伏组件的类型、颜色及安装位置，不得影响安装部位的建筑功能，外观应与建筑风格相协调，使之成为建筑的有机组成部分。

条文说明5.1.3 为保证建筑的使用功能，建筑围护结构应具有保温、隔热、 隔声、防水、防潮、防火、抗震等性能，并且无论是民用建筑 （包括公共建筑或居住建筑），还是工业建筑，国家和地方都有相 关的设计标准需遵循，如现行国家标准《建筑设计防火规范》 GB 50016、《民用建筑隔声设计规范》GB 50118、《建筑抗震设 计规范》GB 50011,以及现行行业标准《严寒和寒冷地区居住 建筑节能设计标准》JGJ 26、《夏热冬冷地区居住建筑节能设计 标准》JGJ 134、《夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准》JGJ 75 等等。

薄膜太阳能发电系统安装在建筑围护结构上，不仅要满足光伏系 统的发电功能和电气安全性能要求，还应确保该建筑部位的各项 性能指标要求，且不能影响该建筑部位的各项性能要求，如保 温、隔热、防水性能及雨水排放等。

5.1.4采用薄膜太阳能发电系统的建筑设计应符合建筑构件的各项物理性能要求，根据当地的特点，作为建筑构件的薄膜太阳能发电系统光伏组件应采取相应的技术措施。

5.1.5对薄膜太阳能发电系统可能引起的二次辐射和光污染应进行分析并采取相应的措施。

5.1.6具有遮阳功能的构件型薄膜太阳能发电系统组件应进行遮阳性能计算，并满足建筑物室内采光要求。

5.1.7薄膜太阳能发电系统的使用期限应符合国家及行业的有关标准的规定。

5.2规划设计

5.2.1建筑薄膜太阳能发电系统的规划设计应综合考虑建设地的太阳能资源、地理和气候特征、建筑条件、电网条件等因素。

5.2.2建筑薄膜太阳能发电建筑的规划设计应符合下列规定：

1建筑的朝向宜为南向或接近南向。

2建筑体形应规整，减少凹凸变化，避免自身遮挡。

3建筑的体形和空间组合，应为薄膜太阳能发电构件能够接收 到较多的太阳辐照量创造条件。

4建筑薄膜太阳能发电构件宜满足其在冬至日全天有3h以上日照时数的要求。

5应避免周边建筑物、环境景观、绿化种植等对建筑薄膜太阳能发电组件上阳光的遮挡。

条文说明5.2.2 本条对建筑薄膜太阳能发电系统规划设计提出要求。

1建筑单体或建筑群体朝南可为建筑薄膜太阳能发电构件接收 充足的阳光，获得较大的发电量。

2建筑体形规整，避免了自身遮挡，全年可提高发电量。

3当投射到建筑光伏构件上的阳光受到遮挡时，会降低组 件的输出功率，减少发电量。光伏系统应避免系统的光伏组件在 冬至日正午时被挡住阳光，因为被挡住阳光的光伏组件降低了其 他组件的输出功率。

4冬至日是全年日照时间最短的时候，也是建筑GIGS光伏构件获得日照时间最短的一天。光伏系统应能避免系统的光伏 组件在冬至正午时被挡住阳光，因为被挡住阳光的光伏组件降低 了其他组件的输岀功率。当建筑间距受限不能满足时，冬至日则会获得较少的发电量。

5为保证建筑光伏构件的正常工作，避免建构筑物或其他 障碍物、环境景观和树木等对光伏构件的遮挡是非常必要的。也 不宜在光伏构件周围设置对其产生阴影遮挡的建筑构件，即便短 时间放置也宜避免。

5.3建筑设计

5.3.1建筑设计应为薄膜太阳能发电系统的安装、使用和维护提供必要的承载条件和空间位置，并应满足其所在部位的建筑防水、排水和系统的检修、更新与维护的要求。

条文说明5.3.1 建筑薄膜太阳能发电组件是建筑光伏系统的发电部件，需最大限度地接受阳光。建筑墙面、屋面、阳台等建筑部位都是适宜 安装建筑光伏组件的部位。

建筑设计应为其安装提供必要的条件和逆变器等设备布置的空间。

建筑设计需为输配电室、控制机房和监控系统的显示器等提 供必要的空间，并应考虑桥架、集线箱、逆变器等电器设备的安 装位置。

输配电室和控制机房，应满足面积和通风要求。输配电室和 控制机房的形式宜根据光伏系统规模、布置形式、建筑物（群） 分布、周围环境条件和用电负荷的密度等因素确定。逆变器室宜 布置在输配电间内。配电装置和控制柜的布置应便于操作、安 装、检修。输配电室和控制机房的建筑设计应符合现行行业标准 《民用建筑电气设计规范》GB 51348的有关规定。

建筑设计要为系统的安装、维修、日常保养、更换提供必要 的安全条件。如平屋面设置屋面出口或人孔，便于安装、检修人 员出入；坡屋面屋脊的适当位置可预留金属钢架或挂钩，方便固 定安装检修人员系在身上的安全带，确保人员安全。

5.3.2 建筑体形及空间组合应为薄膜太阳能发电系统接收充足的日照创造条件。

5.3.3 薄膜太阳能发电系统与建筑一体化设计应根据建筑效果、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，并应满足建筑物的美观要求。

5.3.4当建筑上的薄膜太阳能发电构件背面为可视面时，宜采取措施对接线盒及线缆进行遮蔽。

5.3.5 建筑设计应为薄膜太阳能发电系统的安装提供条件，并应在安装薄膜太阳能发电系统的部位采取安全防护措施。

5.3.6 薄膜太阳能发电系统不宜设置于易触摸到的地方，不可避免时，应采取防护措施，并应在显著位置设置高温和触电的标识。

5.3.7 薄膜太阳能发电系统应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

5.3.8 薄膜太阳能发电系统直接作为屋顶围护结构使用时，其材料和构造应符合屋面防水等级要求。

5.3.9 薄膜太阳能发电系统中的某一组光伏方阵布置不应跨越建筑变形缝和建筑防火分区。

条文说明5.3.9建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、抗震缝等变形缝两侧， 会发生较大的相对位移，薄膜太阳能发电组件跨越变形缝时，容易遭 受破坏，造成漏电、脱落等危险。不可避免时，应采用与主体结构变形相适用的构造措施，避免组件受损。

5.3.10 薄膜太阳能发电系统应避开厨房排油烟烟口、屋面排风、排烟道、通气管、空调系统等构件布置。

5.3.11 建筑模数、轴网系统和门窗洞口尺寸，应综合组件尺寸或若干组件连接形成的组串尺寸确定。建筑设计宜选用标准薄膜太阳能发电组件。

条文说明5.3.11 在进行建筑设计时，光伏组件尺寸应作为建筑基本模数予以考虑。组串为若干组件串联后，形成的具有一定直流电输出的电路单元。薄膜太阳能发电系统设计要求组串输出电压一致，即组串中组件数量应一致，故组串中组件数量也应视为建筑基本模数予以考虑。

5.3.12建筑薄膜太阳能发电组件颜色的选择应符合下列规定：

1光伏组件的色彩应满足建筑设计要求，并宜与建筑整体 色彩相协调，且色彩宜均匀。

2光伏构件边框的色彩宜与薄膜太阳能发电组件的色彩相协调。

条文说明5.3.12薄膜太阳能发电组件有多种颜色可选择，不同的颜色发电效率有不同程度折减。应根据建筑的整体效果，选用适当的色彩，同时考虑相应的功率损失。

5.2.13薄膜太阳能发电系统在屋面的布局不应影响建筑消防设施的安全运行，且应满足屋面消防安全疏散的要求。

5.2.14 薄膜太阳能光伏发电系统与建筑屋顶的一体化设计，宜符合下列要求：

1) 平屋顶和坡屋顶建筑上，可采用薄膜光伏发电板或一体化光伏瓦等种类，并将其作为建筑造型的一部分，产品选型、布置方式、设备安装等宜与建筑的功能、造型、色彩、风格、质感等相协调，形成建筑的整体视觉效果；

2) 平屋顶和坡屋顶建筑上，可将薄膜光伏发电系统作为建筑的功能部件来设计，宜做成光伏屋面、光伏雨篷等形式，与建筑有机结合；

3) 平屋顶建筑上设计薄膜太阳能光伏系统，可通过直接布置在屋面上或架空设置的布置方式，并应留出足够的疏散屋面和活动空间。

5.2.15 薄膜太阳能光伏发电系统与建筑立面的一体化设计，宜符合下列要求：

1) 建筑物立面采用薄膜太阳能发电系统时，宜在建筑物南立面及东西立面以幕墙形式实现。薄膜太阳能发电组件色彩、质感应与建筑物整体协调统一；

2）光伏幕墙应满足幕墙的整体物理性能要求，并应满足建筑节能要求；开窗部位不宜设置光伏组件；

3）透光薄膜太阳能发电材料的运用，应兼顾采光要求与室内视觉舒适性；

5.4结构设计

5.4.1建筑物上设置薄膜太阳能发电系统时，结构应按自重荷载、雪荷载、风荷载和地震作用的最不利效应组合进行设计。荷载效应组合应符合国家现行标准《建筑结构荷载规范》GB 50009、《建筑抗震设计规范》GB 50011及相关标准的规定。

5.4.2验算支撑薄膜太阳能发电系统的建筑主体结构构件、发电系统自身结构构件、建筑主体结构与发电系统结构的连接构件时，风荷载的体型系数Us应按国家现行标准《建筑结构荷载规范》GB 50009中局部风压体型系数取值；外表面负压区取值不宜小于2.0。

5.4.3安装薄膜太阳能发电瓦屋面系统的建筑物应按现行国家标准《建筑结构载荷规范》GB 50009的有关规定进行风载荷计算

5.4.4设置薄膜太阳能发电系统的混凝土屋面，荷载应根据光伏组件、支架、基础等自重按等效均布活荷载取值，包括运行、检修的荷载标准值不小于2.5kN/㎡；设置薄膜太阳能发电系统的轻钢结构屋面，荷载应根据光伏组件、连接件等自重，按等效均布活荷载取值，檩条尚应在最不利位置，按标准值不小于1.0kN施工或检修、维护集中荷载进行验算。薄膜太阳能发电系统的储能蓄电池、逆变器则应根据具体荷载确定所在部位的活荷载取值。

5.4.5安装薄膜太阳能光伏组件的光伏幕墙应符合《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定，竖向荷载取值不小于同厚度、同规格的双玻幕墙荷载。

5.4.6薄膜太阳能光伏幕墙的结构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的规定。

5.4.7薄膜太阳能发电系统的支撑结构的杆件及连接件设计应根据其采用的材料分别符合现行国家标准《钢结构设计标准》GB50017、《铝合金结构设计规范》GB50429、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018和[《木结构设计规范》](http://www.baidu.com/link?url=UAX9WZMRbpdRXjuRTg23kE0ctlWKl0SaJl1rKvAxSqsY02UmhB7VnjcuaexMZNemzcikCbvwqackynmbf4pQfXUadDEEzOB1xCfLYYUeSUm)GB50005等的相关规定。

5.4.8薄膜太阳能发电系统安装在建筑上，其支撑系统应符合下列规定：

1薄膜光伏幕墙的支撑系统应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102的相关按规定。

2构件型幕墙、发电装饰一体板的支撑系统应符合现行行业标准《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ102和《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ336的相关规定；

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

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

5.4.9作为建筑构件的薄膜太阳能发电组件的结构设计应包括光伏发电组件（面板材料）强度及刚度校核、支承构件（龙骨）的强度及刚度校核、光伏发电组件与支承构件的连接计算、支承构件与主体结构的连接计算。

5.4.10玻璃、钢材、铝合金等材料的强度设计值及其它物理力学性能应按现行国家、行业标准的规定采用。

5.4.11在既有建筑上安装光伏系统，应对既有建筑的结构、构件进行可靠性鉴定；需要加固时应符合《混凝土结构加固设计规范》GB 50367 的要求。

5.4.12薄膜太阳能发电系统与建筑一体化应用的工程抗震设计应计算系统自重荷载、风荷载、雪荷载和地震作用效应。

5.4.13应用薄膜太阳能发电系统的建筑主体结构及结构构件设计时，应为薄膜太阳能光伏组件、构件安装埋设预埋件或其他连接件。连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

5.4.14安装薄膜太阳能发电系统用的预埋件设计使用年限应与主体结构相同。

5.4.15薄膜太阳能发电系统与建筑主体结构应通过埋设预埋件连接，预埋件应在主体结构施工时同步埋入，位置应准确；没有条件采用预埋件连接时，应采用其他可靠的连接措施，并通过实验确定其承载力。

5.4.16薄膜太阳能发电系统与主体结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：

1锚栓产品应有出厂合格证；

2应采用不锈钢锚栓，或经过热镀锌防腐处理的碳素钢锚栓；

3应进行承载力现场试验，必要时应进行极限拉拔试验；

4每个连接节点不应少于2个锚栓；

5锚栓直径应通过承载力计算确定，且不应小于φ10mm；

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极限承载力的50%，其计算应力不宜大于50MPa；

8在地震设防区必须使用抗震适用型锚栓；

9应满足国家现行标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145的规定。

5.4.17薄膜太阳能发电系统的支架及其它的安装材料，应根据薄膜光伏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。

5.5构造要求

5.5.1薄膜太阳能发电系统的安装不应影响所在部位的雨水排放。

5.5.2 薄膜太阳能发电系统的光伏组件宜采用易于维修、更换的安装方式。

5.5.3薄膜太阳能发电系统的设计安装应满足光伏构件的散热要求，通过插件、支撑件的合理布置形成通风散热通道。

5.5.4建筑屋面安装薄膜太阳能发电系统不应影响屋面防水的更新和维护。

5.5.5 平屋面上安装薄膜太阳能发电系统应符合下列规定：

1薄膜太阳能发电系统应考虑设置方便人工清洗、维护的设施与通道；

2在平屋面防水层上安装薄膜太阳能发电系统时，其支架基座不应对原有防水层造成损害；

3薄膜太阳能发电系统的光伏组件支座与结构层直接相连时，防水层应包到支座的上部，金属埋件与螺栓宜采用混凝土防护，防护层厚度不应小于50mm；

4应选择不影响屋面排水功能的支座形式和安装方式；

5新建建筑屋面采用薄膜太阳能发电系统时，整个屋面宜设置50mm厚C30混凝土内配φ4@100双向钢筋网片保护层；既有建筑屋面改造增设薄膜太阳能发电系统，原屋面没有保护层时，其检修通道、屋面出入口等部位的防水层上部宜铺设屋面保护层；

6薄膜太阳能发电系统的管线不宜穿过屋面，当必须穿过时，应预埋防水套管，并应做防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

5.5.6 坡屋面上安装薄膜太阳能发电系统应符合下列规定：

1薄膜太阳能发电系统光伏组件的倾角宜满足建筑光伏一体化设计要求；

2薄膜太阳能发电系统光伏组件宜采用顺坡镶嵌或顺坡架空的安装方式；

3薄膜太阳能发电系统光伏构件与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求；

4顺坡架空安装的薄膜太阳能发电系统光伏组件与屋面之间的距离应满足安装和通风散热间隙的要求；

5发电瓦宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水功能；

6发电瓦屋面系统的防水、保温等构造的设计应符合《坡屋面工程技术规范》GB 50693和现行国家标准的规定。

7屋面坡度大于30%、大风地区、抗震设防烈度为7度及以上的地区，应采取加强固定等措施以防止发电瓦下滑。

5.5.7 阳台或平台上安装薄膜太阳能发电系统应符合下列规定：

1安装在阳台或平台栏板上的薄膜太阳能发电系统光伏组件支架应与栏板主体结构上的预埋件牢固连接；

2构成阳台或平台栏板的薄膜太阳能发电系统光伏组件，应符合刚度、强度、防护等功能要求，其高度应符合护栏高度的要求；

3安装在阳台或平台栏板上的薄膜太阳能发电系统光伏组件应考虑防高温烫伤及防触电等安全要求。

5.5.8 墙面上安装薄膜太阳能发电系统应符合下列规定：

1）考虑建筑立面效果的完整性，墙面上的薄膜太阳能发电系统光伏组件可不受太阳光照射倾角限制；

2）通过支架连接方式安装在外墙上的薄膜太阳能发电系统，在结构设计时应作为墙体的附加永久荷载。对安装薄膜太阳能发电系统而可能产生的墙体局部变形、裂缝等，应通过构造措施予以防止；

3）薄膜太阳能发电系统与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；

4）对设置在墙面的薄膜太阳能发电系统的引线穿过墙面处，应预埋防水套管；穿墙管线不宜设在结构柱处；

5）薄膜太阳能发电系统安装在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处理；

6）当薄膜太阳能发电系统安装在窗面上时，应符合窗面采光等使用功能要求。

5.5.9 建筑幕墙上安装薄膜太阳能光伏组件应符合下列规定：

1幕墙设计应考虑薄膜太阳能发电系统光伏组件的规格尺寸；

2 薄膜太阳能发电系统光伏幕墙的性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102的有关规定；

3 由薄膜太阳能发电系统光伏幕墙组成的雨蓬、檐口和采光顶，应符合建筑相应部位的刚度、强度、排水功能及防止空中坠物的安全性能规定；

4 光伏窗应符合采光、通风、观景等使用功能的要求。

5.5.10 光伏组件不宜设置为可开启窗扇。

6 发电系统设计

6.1一般规定

6.1.1薄膜太阳能发电系统组件或方阵的选型和设计应与建筑结合，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，合理采用BIPV或BAPV形式实现太阳能发电与建筑功能的结合，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

条文说明6.1.1本条文主要是强调薄膜太阳能发电系统的设计目的是型式美观、结构安全、清洁、维护方便，同时尽可能多产生电量，是薄膜太阳能发电系统的技术和现代建筑技术互相融合贯通的产物。系统设计不仅需要了解建筑物的基本情况，还需要了解到薄膜太阳能电池技术的多样性、以及不同形式的薄膜太阳能电池适合在哪些不同的环境中使用，控制器、逆变器的主要技术特性，太阳辐射情况以及太阳能电池组件的最大功率跟踪等方面的技术。

6.1.2应用薄膜太阳能发电组件的光伏发电系统中，同一个MPPT回路接入的光伏组串的类型、电压、朝向、安装倾角宜一致。

6.1.3建筑薄膜太阳能发电系统直流侧的设计电压应高于光伏组串 在当地极端最低温度下的最大开路电压，系统中所釆用的设备和 材料的最高额定电压应不低于该设计电压。

6.1.4薄膜太阳能发电系统输配电和控制用缆线应与其他管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置，满足安装维护的要求。

条文说明6.1.4对于在既有建筑上安装薄膜太阳能发电系统，在没有可能利用既有建筑上的输电槽架和管道的情况下，通常需要另行设计，集中布置的光伏系统输配电和控制用缆线应安全可靠、尽可能隐蔽；如果在新建建筑上安装薄膜太阳能发电系统，应作为建筑电气工程设计的一部分进行统筹设计。

6.1.5在人员有可能接触或接近薄膜太阳能发电系统的位置，应设置防触电警示标识。

条文说明6.1.5人员有可能接触或接近的、高于直流50V或240W以上的系统属于应用等级A，适用于应用等级A的设备被认为是满足安全等级II要求的设备，即II类设备。当光伏系统从交流侧断开后，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。

6.1.6并网型薄膜太阳能发电系统应具有相应的并网保护功能。

条文说明4.1.8对于并网光伏系统，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，确保上述一方如发生异常情况不至于影响另一方的正常运行。同时并网保护也是电力检修人员人身安全的基本要求。

6.1.7薄膜太阳能发电系统应满足《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。

条文说明4.1.9光伏系统所产电能应满足国家电能质量的指标要求，主要包括：

10KV及以下并网光伏系统正常运行时，与公共电网接口处电压允许偏差如下：三相为额定电压的±7%，单相为额定电压的+7%、﹣10%；

并网光伏系统应与公共电网同步运行，频率允许偏差为±0.5Hz；

并网光伏系统的输出应有较低的电压谐波畸变率和谐波电流含有率。总谐波电流含量应小于功率调节器输出电流的5%；

光伏系统并网运行时，逆变器向公共电网馈送的直流分量不应超过其交流额定值的1%。

6.1.8离网独立的薄膜太阳能发电系统应满足《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。

**6.1.9薄膜太阳能发电系统不应作为消防用电电源。**

6.2组件阵列设计

6.2.1薄膜太阳能发电组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和可安

装场地面积应根据建筑设计和采光条件确定。

6.2.2根据建筑设计及其电力负荷确定光伏组件的类型、规格、安装位置和可安装区域面积，安装薄膜太阳能发电组件的建筑部位不宜长时间受遮挡。

6.2.3根据集中式或组串式逆变器的额定直流电压、MPPT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（或称光伏组件串或组串），光伏组件串联个数可按下列公式计算：

 (4.3.4-1)

(4.3.4-2)

公式中：Kv——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——光伏组件的串联数（N取整）；

T——光伏组件工作条件下的极限低温（°C）;

T’——光伏组件工作条件下的极限高温（°C）;

Vdcmax——逆变器允许的最大直流输入电压（V）;

Vmpptmax——逆变器MPPT电压最大值（V）;

Vmpptmin——逆变器MPPT电压最小值（V）;

Voc——光伏组件的开路电压（V）；

Vpm——光伏组件的工作电压（V）。

条文说明6.2.3当薄膜太阳能发电系统采用组件级别的微型逆变器或功率优化器实施电能直流/交流转换时，本公式不适用。

6.2.4应用集中式或组串式逆变器时，接入同一MPPT回路的薄膜太阳能发电系统电池组串中，组件电性能参数宜保持一致，薄膜太阳能电池组件串工作电源变化范围应在逆变器MPPT跟踪电压范围内,组件串联数量应符合《光伏发电站设计规范》GB 50797相关规定。

条文说明6.2.4接入同一MPPT回路的电池组串内组件功率、电流若不一致，电流偏小的组件会影响到其他组件，造成整个组件串电流减小，影响发电效率。其最大输出功率Pm、最大工作电流Im的离散性宜小于±3%。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，可按下式计：

(4.3.4-3)

公式中：N——光伏组件并联个数；

 Po——系统输出总功率（Wp）；

 Pm——组件最大输出总功率（Wp）；

 Ns——组件串联个数。

当薄膜太阳能发电系统采用组件级别的微型逆变器或功率优化器时，组件输出无需以串并联方式形成组串接入逆变器，可以采取更为灵活的系统拓扑结构。

6.3直流汇流设备、逆变器及储能设备

6.3.1离网薄膜太阳能发电系统逆变器的总额定容量应根据用电负荷最大功率及负荷性质选择。

6.3.2并网薄膜太阳能发电系统逆变器的总额定容量应根据光伏系统装机容量确定，逆变器的数量应根据系统装机容量及单台逆变器额定容量确定，逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的组件阵列的实际最大直流输出功率。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、最大功率跟踪控制功能和防止孤岛效应功能；

2应用于要求负极接地的薄膜组件光伏系统的并网逆变器交流侧与电网间宜设置工频隔离变压器或带高频变压器；

3具有无功和有功调节功能；

4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范围内；

5逆变器应按照型式、容量、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪、保护和监测功能、通讯接口、防护等级等技术条件进行选择；

6 具有并网保护装置，与电力系统具备相同的电压、相数、相位、谐波、频率及接线方式；

7 应满足高效、节能、环保的要求。

条文说明6.3.2 2在薄膜电池组件需要对地电位为非负极性的情况下，带工频或高频隔离变压器的逆变器能够保证系统负极直接接地，减少薄膜电池因漏电流产生的腐蚀。

4 光伏组串的工作电压在逆变器的额定工作电压左右，效率最高。建筑薄膜太阳能发电组件组串时，需要根据建筑提供的安装位置和安装形式来设计组串中组件的数量，需要考虑组串的组件数量一致，连线尽量简化，减少发电设备综合造价；需要考虑光伏组件的工作温度和工作电压，光伏组串工作电压的变化范围需在逆变器的最大功率跟踪范围之内。

6.3.3逆变器进线端子数量不能满足薄膜太阳能光伏组串数量时，应配置直流汇流设备，包括直流汇流箱、直流接线盒。

条文说明4.4.3薄膜太阳能发电电池相较传统晶硅光伏电池，存在工作电压高、工作电流小的特性。多路薄膜组串并联、提高回路电流后接入光伏逆变器同一输入回路，是较为经济合理的系统形式。

6.3.4光伏直流汇流设备应依据型式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择。

条文说明：用于组串式逆变器前端的直流电流汇集装置，可采用直流接线盒。用于集中式逆变器前端的电流较大的直流电流汇集装置，应采用设置直流断路器的汇流箱。

6.3.5光伏组串直流汇流盒设置应遵循以下原则：

1汇流盒应汇集所有的光伏组件串输出线；

2汇流盒内应设置汇流铜母排或端子；

3汇流盒内宜安装过流保护装置，可以每一支路都装有过流保护装置，也可以多个支路共用一个过流保护装置，过流保护装置应安装于汇流箱（盒）输入端，若未安装过流保护装置，则应在产品说明中予以注明；

4汇流盒内宜设置防反二极管（或称阻塞二极管），阻止部分光伏组件产生的反向电流。防反二极管应安装在非接地极上。但不得用防反二极管代替过流保护装置。

5接线盒的外壳防护等级，户内型不低于IP20，户外型不低于IP65，应采用具备防腐蚀、耐紫外线辐照和阻燃性能的材料制作。

条文说明6.3.5防反二极管应符合下列规定：

1额定电压应高于2倍光伏组串、子方阵或方阵开路最大 电压。

2额定电流应大于1.4倍所保护光伏组串、子方阵或方阵 标准测试条件下的短路电流。

3应选择压降低、热阻小、热循环能力强的二极管。

6.3.6光伏阵列直流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；

2每一个光伏组件串应分别由线缆引至汇流母排，在母排前分别设置直流分开关，每一支路均有过流保护功能，并设置直流主开关；

3汇流箱内应设置防雷保护装置；

4汇流箱的设置位置应便于操作和检修，宜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，其防护等级应不低于IP65。

6.3.7直流侧部分的选择应遵循以下原则：

1 耐压等级应不小于光伏阵列额定输出电压的1.25倍；

2 额定载流量应不小于短路保护电器整定值，短路保护电器整定值应不小于光伏组件或光伏阵列标准测试条件下的短路电流的1.25倍；

3 线路损耗应小于2%。

6.3.8 储能系统的设计应符合下列规定：

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

2）储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求；

3）储能控制器和储能蓄电池可采用集中式或分布式的安装方式，并优先采用分布式。储能系统中电芯应优先选择安全、经济、能量密度高、容量大的电池模组；

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

6.4配电系统

6.4.1并网薄膜太阳能发电系统变配电间设计除应符合本规程外，尚应符合《20kV及以下变电所设计规范》GB50053、《35～110kV及以下变电所设计规范》GB 50059的相关要求。

条文说明4.5.1根据工程规模，需要单独设置变配电间的大型、特大型薄膜太阳能发电系统，应根据现行国家标准规范进行设计。配变电间、控制机房宜与建筑物中既有或新建的配变电间合并设计。小型逆变器布置宜靠近光伏方阵，大型逆变器宜集中布置在配变电间内。 配电装置和控制柜的布置，应便于设备的操作、搬运、检修和实验。

6.4.2薄膜太阳能发电系统的变压器宜选用干式变压器。

条文说明4.5.2目前民用建筑中的干式变压器应用较广泛，干式变对房间的要求较低，清洁、环保，符合太阳能发电系统本身的特点。

6.4.3线缆选择与敷设应符合下列规定：

1薄膜太阳能发电系统电缆的选择与敷设，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217的有关规定。当敷设环境温度超过电缆运行环境温度，应采取隔热措施。

2光伏组件之间、组件与汇流箱之间、汇流箱与逆变器之间的直流电缆应符合《并网光伏发电系统工程验收基本要求》CNCA/CTS 0004的有关规定，采用耐气候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的光伏专用电缆；

3光伏组件之间、组件与汇流设备之间、汇流设备与逆变器之间的电缆应有固定措施和保护措施。所有直流侧线缆应标识正负极性；

4电缆敷设宜采用电缆沟、桥架、保护套管、线槽等方式，宜利用薄膜太阳能发电组件支架系统敷设电缆，并应尽可能使电缆路径最短。动力电缆和控制电缆宜分开排列；

5集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用C类及以上阻燃电缆；

6光伏电缆不得受到任何外力作用，安装后，电缆不得受到机械应力或张力，铠装电缆最小弯曲半径应不小于20倍电缆外径，电力电缆最小弯曲半径应不小于15倍电缆外径，控制电缆最小弯曲半径应不小于10倍电缆外径；

7电缆沟不得作为排水通路。

6.4.4薄膜太阳能发电系统线缆布线时，线缆、组件本体接头和接线盒要保持干燥。在有腐蚀或特别潮湿场所采用电缆桥架布线时，应采取相应防护措施。

6.4.5薄膜太阳能发电系统在屋顶安装时，屋面布线应采用保护套管或桥架敷设电缆，接线盒不应直接接触屋面，避免磨损和长时间接触水。电缆和接线盒的敷设安装不得影响消防疏散。

6.4.6光伏直流电缆的截面积不宜小于2.5mm2，并可根据并联串的数量和电缆长度采用4mm2或更大的电缆；组串电缆须与组件自带的光伏连接器兼容。

6.4.7 直流电缆在布线时，应符合下列规定：

1直流电缆不应在光伏组件间的胶缝内布线；

2直流电缆宜通过幕墙横梁、立柱或副框的开口型腔布线，型腔应通过扣盖扣接密封；

3直流电缆可通过固定在幕墙支承结构上的金属槽盒、金属导管布线；

4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%；

5金属槽盒和金属导管的连接处，不得设在穿楼板或墙壁等孔处；

6幕墙横梁、立柱和金属槽盒的电缆引出孔应采用机械加工开孔方法并进行去毛刺处理，管孔端口应采取防止电缆损伤的措施；

7光伏组件接线盒的位置宜由光伏组件的安装方式确定，点支式、隐框式幕墙宜采用背面接线盒，明框式、半隐框式幕墙宜采用侧边接线盒；

8直流电缆正负极采用单独导体时，宜靠近敷设。

6.4.8 光伏汇流设备布线应符合下列规定：

1直流电缆未经导管进出光伏汇流设备时，应采用防水端子等方式连接以防止电缆在内部断开并保持设备的外壳防护等级；

2光伏汇流设备内正极和负极导体应隔离;进人光伏汇流设备的导体应按极性分组或按回路编号配对。

6.4.9光伏方阵内电缆桥架的铺设不应对光伏组件造成遮挡。

6.5系统接入

6.5.1薄膜太阳能发电系统与公共电网并网应满足电网企业的相关规定和要求，根据薄膜太阳能发电系统规模、在配电系统中的作用、 接入条件等因素，确定接入电压等级，并应远近期结合，提岀接入方案。

条文说明6.5.1应用于民用建筑的采用低压接入方式的薄膜太阳能发电系统，宜通过小区或用户自管变低压母线接入电网。

6.5.2薄膜太阳能发电系统与公用电网并网时，应符合现行国家标准《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866、《光伏发电系统接入配电网技本规定》GB/T 29319、《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964、《光伏系统并网技术要求》GB/T19939的相关规定。

6.5.3薄膜太阳能发电系统与公共电网之间应设隔离装置，并应符合下列规定：

1薄膜太阳能发电方阵与逆变器之间、逆变器与公共电网之间应设置隔离装置；

2薄膜太阳能发电系统在并网处应设置并网专用低压开关箱（柜），并应设置专用标识和“警告”、“双电源”等提示性文字和符号。

条文说明6.5光伏系统并网后，一旦公共电网或光伏系统本身出现异常或检修后，两系统之间必须有可靠的脱离，以免相互影响，带来对电力系统或人身安全的影响或危害。隔离装置应具有明显断开点指示及切断中性极功能（断零功能仅对0.4KV及以下低压系统适用）。在公共电网与光伏系统之间应有专用的联结装置，在异常情况下就可通过此醒目的联结装置及时人工切断两者之间的联系，以免危害的发生。

6.5.4大型、特大型薄膜太阳能发电系统宜按照电网企业要求设置独立控制机房，机房内应设置配电柜、仪表柜、并网逆变器、监视器及蓄电池（组）（仅限于带有储能装置的系统）等。

6.5.5薄膜太阳能发电系统以中压或高压方式（10kV及以上）与公共电网并网时，电能质量等相关部分应参照《光伏系统并网技术要求》 GB/T19939，并满足薄膜太阳能发电系统并网点的运行电压为额定电压的90％～110％时，薄膜太阳能发电系统应能正常运行的要求。

6.5.6光伏系统专用标识的形状、颜色、尺寸和安装高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894的相关规定。

6.5.7并网薄膜太阳能发电系统应具有自动检测功能及并网切断保护功能，并应符合下列规定：

1薄膜太阳能发电系统应安装电网保护装置，并符合现行国家标准《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T 20046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；

2严禁将保护接地中性导体（PEN)接入开关电器；

3薄膜太阳能发电系统应具备电网异常时响应能力。当公用电网电能质量超限时，薄膜太阳能发电系统应自动与公用电网解列，在公用电网恢复正常后5min内，薄膜太阳能发电系统不得向电网供电。

条文说明6.56.7采用TN-C-S接地系统时，系统中性线与保护接地线合用（PEN），严禁将PEN线接入开关电器装置，导致PE线断开。

6.5.8薄膜太阳能发电系统的防孤岛保护动作时间应不大于2s，防孤岛保护还应与电网侧线路保护相配合。

6.5.9薄膜太阳能发电系统并入上级电网宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置，且发电系统功率因数应满足以下要求：

1通过380V电压等级接入电网，以及通过10kV及以上电压等级接入用户侧的薄膜太阳能发电系统功率因数应能在超前0.95~滞后0. 95范围内连续可调；

2通过10kV及35kV电压等级并网薄膜太阳能发电系统功率因数应能在超前0.98~滞后0.98范围内连续可调。

6.5.10并网电能质量应符合下列要求：

1薄膜太阳能发电系统接入电网后引起电网公共连接点的谐波电压畸变率以及向电网公共连接点注入的谐波电流应符合现行国家标准《电能质量公共电网谐波》GB/T 14549的规定；

2薄膜太阳能发电系统接入电网后，公共连接点的电压应符合现行国家标准《电能质量供电电压偏差》GB/T 12325的规定；

3薄膜太阳能发电系统引起公共连接点处的电压波动和闪变应符合现行国家标准《电能质量电压波动和闪变》GB/T12326的规定；

4薄膜太阳能发电系统并网运行时，公共连接点三相不平衡度应符合现行国家标准《电能质量三相电压不平衡》GB/T 15543的规定；

5薄膜太阳能发电系统并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的0.5%。

6.6过欠压保护与接地

6.6.1薄膜太阳能发电系统防雷和接地保护应符合以下要求：

1薄膜太阳能发电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的相关规定；

2薄膜太阳能发电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。

3薄膜太阳能发电系统的防雷及接地保护宜与建筑物防雷及接地系统合用，安装薄膜太阳能发电系统后不应降低建筑物的防雷保护等级。

4 新建建筑的光伏系统采用安装型光伏组件时，其防雷和接地应与建筑的防雷和接地系统统一设计。既有建筑设计光伏系统时，应对建筑物原有防雷和接地设计进行验算，必要时进行改造。

条文说明6.6.1薄膜太阳能发电组件一般不带有金属边框，应尽量利用屋面永久性避雷针（带）作为接闪器，当无法利用时应增设防雷设施装置。

6.6.2采用10kV及以上电压等级并网薄膜太阳能发电站的升压站区和就地逆变升压室的过电压保沪和接地应符合现行行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620和《交流电气装置的接地》DL/T 621的有关规定。

6.6.3薄膜太阳能发电系统光伏阵列应充分利用支撑结构的金属构件作为接地材料，与建筑物原有接地网形成连续可靠的联结，单个光伏方阵支架与建筑接地系统应采取至少两点连接，接地电阻不大于4Ω。

6.6.4薄膜太阳能发电系统宜采用负极接地方式，负极功能接地应单点连接到接地母排。薄膜太阳能发电系统，接地连接点应位于光伏方阵的隔离开关和逆变器之间，且应靠近逆变器或位于逆变器内。

条文说明6.6.4由于包括铜铟镓硒、碲化镉等在内的薄膜太阳能电池的制作工艺特点，并非所有薄膜电池都能够保证电池表面与外界之间的电气绝缘，并且组件衬底常用的钠钙玻璃，在相对潮湿环境下，会使电池用于收集电池电流的TCO（透明导电氧化物）导电玻璃产生腐蚀。在薄膜太阳能电池没有其他减少负偏压导致组件腐蚀的措施和做法时下，建议薄膜太阳能发电系统采取负极接地方式控制负偏压，减少腐蚀。

相比较在电池组串负极接地、直流汇流箱负极接地和逆变器负极接地三种方式，逆变器负极接地可以避免雷电波侵入电池和直流汇流箱的风险，推荐在带工频或高频隔离变压器的逆变器负极接地，实现控制负偏压，减少腐蚀的功能。

6.7发电量计算

6.7.1薄膜太阳能发电系统发电量预测应根椐项目建设地的太阳能资源情况，综合考虑发电系统设计、光伏阵列和环境条件等各因素后计算确定。宜使用专门的光伏模拟计算软件对光伏发电量进行较为准确的计算。

6.7.2薄膜太阳能发电系统在地的某一方位角某一倾角的年平均光照时长可由meteonorm或RETScreen软件计算得出。其中，光电建筑的地理位置、光电建筑构件的安装角度、安装方位，需要人工输入确定。

Ep=LP

 式中：Ep——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的理论年发电量（kWh）；

 L——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的年平均光照时长（h）；

 P——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的安装容量（kW）。

6.7.3 薄膜太阳能发电系统在地的某一方位角某一倾角的实际年发电量可按下列公式计算：

Es= Epη

式中：Es——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的实际年发电量（kWh）；

η——光伏系统效率

η＝（1-η1）×（1-η2）×（1-η3）×（1-η4）×（1-η5）×（1-η6）×（1-η7）×（1-η8）

其中：

η1—不可利用的太阳辐射损耗4%；

η2—随着光伏组件温度的升高，组件输出的功率就会下降2%；

η3—灰尘、雪等遮挡损耗5%；

η4—光伏组件不匹配造成的损耗2.4%；

η5—逆变器转换效率目前已可达到97.5%以上，逆变损失影响2.5%；

η6—光伏电站线损，电路交直流部分损耗系数4%；

η7—系统故障及维护损耗2%

η8—不同发电材料差异发电系数（碲化镉、铜铟镓硒取1.1）

6.7.4薄膜太阳能发电系统整体实际年发电量应按下列公式计算：

 E =∑Es

式中：E——光电建筑光伏发电系统整体实际年发电量（kWh）；

∑Es——所有光电建筑所在地的某一方位角某一倾角实际年发电量之和（kWh）

6.7.5光电建筑光伏发电系统整体实际第N年发电量应按下列公式计算：

 En =EN（1- a）

式中：En——光电建筑光伏发电系统整体实际第N年发电量（kWh）；

N——某一年，N =1,2,3┄┄

a——薄膜太阳能发电材料的年衰减率（根据实际材料确定，建议碲化镉、铜铟镓硒取0.56%）

6.8监控计量及智能化系统

6.8.1薄膜太阳能发电系统自动控制、通信和电能计量装置应根据当地公共电网条件和供电机构的要求配置，并应与薄膜太阳能发电系统工程同时设计、同时建设、同时验收、同时投入使用。

6.8.2并网薄膜太阳能发电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，采集薄膜太阳能发电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在并网薄膜太阳能发电系统电网接口、公共联络点应配置电能质量实时在线监测装置，并将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；

6.8.3薄膜太阳能发电系统应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安装电能计量装置，电能计量装置配置应满足《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的相关规定及《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 第八章相关要求。

条文说明4.10.3薄膜太阳能发电系统电能计量点应设置在太阳能发电系统与电网的产权分界处，用户侧并网系统还应在并网点光伏电源侧装设电能计量装置。产权分界点处不适宜安装电能计量装置的，关口计量点由太阳能发电系统业主与电网企业协商确定。

6.8.4 薄膜太阳能发电系统应具备实时监测系统各部分工况及效率的功能。

6.8.5薄膜太阳能发电系统与建筑物智能化系统间宜预留智能化接口，从而具备负载监控和智能调控功能。

6.8.6薄膜太阳能发电系统配置储能装置时，宜选用高可用度的储能方案，具备并不限于削峰平谷、平衡负荷波动、电力需求响应、紧急功率支持等功能。

7 环保、卫生、安全、消防

7.1环保、卫生

7.1.1薄膜太阳能发电系统的设备选型及工程安装应符合环保、卫生的要求，施工过程中产生的固体废弃物、粉尘、噪声等各项污染需采取控制措施。

7.1.2薄膜太阳能发电系统不应使用对环境产生危害的光伏组件和部件，光伏系统组件及构件产生的光辐射应符合《建筑幕墙》GB/T21086对光辐射的有关规定。

7.1.3薄膜太阳能发电系统的噪声防治应符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB12348和《民用建筑隔声设计规范》GB50118的有关规定。

7.1.4在居住、商业和轻工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过《电磁兼容通用标准居住、商业和轻工业环境中的发射》GB17799.3规定的发射限值；连接到工业电网和在工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过《电磁兼容通用标准工业环境中的发射》GB17799.4规定的发射限值；并应符合《民用建筑电气设计规范》JGJ16、《住宅建筑电气设计规范》JGJ242等现行标准的有关规定。

7.1.5建筑用薄膜太阳能发电组件的回收再利用应符合国家标准《建筑用薄膜太阳能电池组件回收再利用通用技术要求》GB/T 38785-2020的规定，优先事项废弃组件中的零部件在符合相关标准要求下的再使用。

7.2安全

7.2.1建筑物上安装薄膜太阳能发电系统的，应结合施工现场情况制定安全防范措施方案，施工单位应征对现场可能发生的危害及事故制定针对性处置预案，施工前应对现场作业人员进行安全培训。

条文说明7.2.1薄膜太阳能发电系统施工前应结合工程实际情况，对可能发生的危险、有害因素及其危险、危害程度进行定性、定量分析，在安全防范措施方案中有针对性提出消除、预防或减弱的处置对策和措施。

7.2.2对于人员密集的公共场所、使用中容易受到撞击的光伏幕墙应采用安全玻璃；对使用中容易受到撞击的部位应设置明显的警示标志。

7.2.3对于人员密集的公共场所，安装在建筑物上或直接构成建筑物围护结构的光伏系统部件，位于下部的公共出入口上方，应采取防止物体坠落伤人的安全措施。

7.2.4屋面安装薄膜太阳能发电系统的区域应有防止锚固点失效后光伏构件坠落的措施。

7.2.5上人屋面、露台等区域安装薄膜太阳能发电系统应悬挂带电警告标识牌。

7.2.6安防监控设备的安装应符合《安全防范工程技术标准》GB50348的有关规定。

7.2.7薄膜太阳能发电系统的电击防护应符合《民用建筑电气设计标准》GB51348的有关规定。

7.3消防

7.3.1薄膜太阳能发电系统的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级确定，其安装应避开爆炸危险场所。原有建筑物的耐火等级不应采用薄膜太阳能发电系统降低。

7.3.2薄膜太阳能发电系统外露于空气的材料均应采用难燃或不燃材料，所有隐藏的材料燃烧后不得释放有毒有害气体。

7.3.3设置于屋面的薄膜太阳能发电系统不得影响建筑自身的消防疏散。

7.3.4薄膜太阳能发电系统的防火应满足《建筑设计防火规范》GB50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB50222等国家相关标准的有关规定。

7.3.5 薄膜太阳能发电系统应与建筑火灾自动报警系统联动，并应符合国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116的有关规定。

8 安装与调试

8.1一般规定

8.1.1 薄膜太阳能发电系统工程在施工之前，建设单位应取得相关的施工许可文件，在施工过程中不得随意更改设计方案或降低设计标准。

8.1.2 薄膜太阳能发电系统工程应由专业的施工队伍负责施工。施工现场应建立完善的质量管理体系、施工质量控制和检验验收制度。

8.1.3 施工单位应在施工前编制专项施工设计方案，并经监理(建设) 单位审查批准。

8.1.4 进入施工现场的薄膜太阳能发电系统组件及辅材应包装完好，包装表面应有生产企业名称或商标、产品名称、型号与数量、标准编号、生产日期、地址等信息标识。

8.1.6 薄膜太阳能发电系统所采用的材料品种、规格、性能等应符合设计和产品标准的要求。材料进场时应进行验收，严禁使用验收不合格的材料。

8.1.7 薄膜太阳能发电系统施工中应进行过程控制，应按规定进行工序交接和隐蔽工程验收，并保存必要的资料。

8.1.8 施工过程中电缆线不应长期裸露，对已安装完成的薄膜太阳能发电系统部分应及时进行成品保护。

8.1.9 薄膜太阳能发电系统安装工程禁止在6级及以上的大风、大雨等恶劣天气下进行施工。

8.1.10 材料在运输、贮存过程中应防潮、防雨，包装袋不得破损；并应存储在干燥、通风的场所。

8.1.11 薄膜太阳能发电系统安装时严禁接线错误。

8.1.12 薄膜太阳能发电系统电缆防水套管与建筑主体之间的缝隙必须做好防水密封，同时应做好建筑内外饰面的修复。

8.1.13 薄膜太阳能发电系统幕墙系统的安装，应符合《建筑幕墙》 GB/T 21086、《玻璃幕墙工程技术规范 》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139和《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300 的有关规定。薄膜太阳能发电饰面一体板系统的安装可参考《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 102和《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336、《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300的相关规定。

8.1.14 薄膜太阳能发电系统安装与土建工程之间的中间交接验收应符合下列要求：

1 中间交接验收项目应通过质量验收，主要包括屋面、安装光伏幕墙的结构主体、升压站基础、高低压柜盘基础、逆变器基础、配电间、基座、电缆沟道、设备基础二次灌浆等；

2 土建交付安装项目时，由土建专业填写“中间交接验收签证单”并提供相关技术资料交由安装专业查验。

8.1.15薄膜太阳能发电系统运行中带电部位严禁触摸。

8.2施工工序

8.2.1新建建筑屋面安装薄膜太阳能发电系统的施工工序主要包括下述施工作业：基座施工（后置钢埋件）、龙骨安装及调整、桥架安装、建筑用光伏组件及构件安装、电气系统施工等。

8.2.2既有混凝土屋面安装薄膜太阳能发电系统的施工工序主要包括下述施工作业：设置基座并调整基座高度、龙骨安装及调整、建筑用光伏组件及构件安装、电气系统施工等。

8.2.3 既有钢结构屋面安装薄膜太阳能发电系统的施工工序主要包括下述施工作业：夹具及龙骨安装、建筑用光伏组件及构件安装、电气系统施工等。

8.2.4建筑斜屋面安装薄膜太阳能发电瓦的施工分为干法施工和湿法施工，其施工工序主要包括下述施工作业：

1干法施工的发电瓦屋面：发电瓦、配套瓦、挂瓦条（或固定挂钩）、顺水条、持钉层（屋面铺装基层）。

2湿法施工的发电瓦屋面：发电瓦、配套瓦、固定挂钩、埋件（水泥砂浆固定）、屋面铺装基层。

8.2.5建筑外墙系统安装薄膜太阳能发电系统的施工工序主要包括下述施工作业：基层处理、连接件安装、龙骨安装、建筑用光伏组件及构件安装、电气系统施工、硅酮建筑密封胶施工、内外饰板安装等。

8.3基座及龙骨

8.3.1新建建筑屋面上的光伏支架基座，应按设计要求与土建工程同步施工，对基座及预埋件的水平偏差和定位轴线偏差进行查验，并做好中间交接验收记录，通过后交付安装单位。既有混凝土屋面上或者层间梁现浇基座，应按照设计要求施工，并应符合《屋面工程质量验收规范》GB50207的有关规定。

8.3.2系统的预制基座应按设计规定位置摆放平稳、整齐，且不得破坏屋面防水层或主体结构。

8.3.3薄膜太阳能发电系统安装前，外露的金属预埋件应按设计的防腐（火）级别涂防腐（火）涂料，并做好相关保护。

8.3.5 屋面上连接件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。

8.3.6龙骨安装准备工作应符合下列要求：

1采用现浇混凝土基座时应对基座做好养护，应在混凝土强度达到设计强度70%后进行龙骨安装；

2龙骨安装前其外观和防锈层应完好无损；

3龙骨及其连接件应符合设计要求，附件、备件应齐全；

4钢结构的焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》 GB50205的规定。

8.3.7龙骨应按设计要求安装在主体结构或基座上，位置准确，与主体结构或基座固定牢靠。

8.3.8紧固件的安装位置和紧固度应能符合设计图纸的要求及《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205 的有关规定。

8.3.9龙骨安装过程中不应强行敲打，不应气割扩孔；热镀锌龙骨不宜现场打孔；运输、堆放和吊装等造成的龙骨变形及涂层脱落，应进行矫正和修补。

8.3.10薄膜太阳能发电系统的金属件焊接完成后应进行防腐处理。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212和《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》GB 50224的有关规定。

8.3.11龙骨应与建筑物接地系统可靠连接。

8.3.12光伏幕墙的龙骨安装应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102的有关规定。

8.3.13龙骨倾斜角度偏差度不应大于±1°，龙骨安装允许偏差应符合表6.3.13的规定。

表8.3.13 龙骨安装允许偏差

|  |  |
| --- | --- |
| 项目名称 | 允许偏差（mm） |
| 中心线偏差 | ≤2 |
| 横梁高度差（同组） | ≤3 |
| 立柱面偏差（同组） | ≤3 |

8.3.14螺栓的连接和紧固应按照厂家说明和设计图纸上要求的数目和顺序穿放。

8.3.15螺栓应做防松处理。

8.4薄膜太阳能组件、构件安装

8.4.1光伏组件的安装应符合下列规定：

1支架的安装应验收合格；

2宜按照光伏组件的电压、电流参数进行分类和组串；

3光伏组件的外观及各部件应完好无损；

3光伏组件应按照设计图纸的型号、规格进行安装；

5光伏组件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定；

6光伏组件安装允许偏差应符合表8.4.1规定。

表8.4.1 光伏组件安装允许偏差

|  |  |
| --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 |
| 倾斜角度偏差（°） | ±1 |
| 光伏组件边缘高度（mm） | 相邻光伏组件间 | ≤2 |
| 同组光伏组件间 | ≤5 |

8.4.2 薄膜光伏幕墙的安装，需符合现行行业标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139和现行国家标准《建筑装饰工程施工验收规范》GB 50300的有关规定。

8.4.3光伏组件及构件之间的接线应符合下列要求：

1光伏组件连接数量和路径应符合设计要求；

2光伏组件间接插件应连接牢固；

3外接电缆同插接件连接处应搪锡；

4光伏组件进行组串连接后应对光伏组件串的开路电压和短路电流进行测试；

5光伏组件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐、美观；

6组件接线前，应用万用表检查接线极性，同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接。

条文说明8.4.3本条对光伏组件的安装做出了规定：

1本款对光伏组件安装前提出了要求。支架的安装质量决定了光伏组件的安装质量，其工作顺序也是互相依托的。在光伏组件安装前支架应该通过监理的验收，方可进行光伏组件的安装。

2本款对光伏组件的安装做出了规定。不同规格的光伏组件，其电性能不同。若偏差值较大，则不允许在一个组串内安装。安装前应按照设计图纸仔细核对光伏组件规格和型号。不同的生产厂家生产的光伏组件各有不同。施工过程中，应严格遵守设计文件或生产厂家的要求。

8.4.4 薄膜光伏建筑构件背面的通风层不得被杂物填塞，应保证通风良好。

8.4.5 坡屋面上安装薄膜光伏组件，其周边的防水连接构造必须严格施工，不得渗漏，外表应整齐美观。

8.5电气安装

8.5.1电气系统安装包括汇流设备安装、逆变器安装、电气设备安装、电缆敷设、防雷与接地、设备和系统调试。

8.5.2 汇流设备安装应符合下列要求：

1汇流设备进线端和出线端与汇流设备接地端应进行绝缘测试并符合相关技术要求；

2汇流设备内元器件应完好，连接线应无松动。

8.5.3逆变器安装前应做下列准备：

1安装场所应具备安装条件；

2检查安装逆变器的型号、规格应正确无误，逆变器外观应完好无损；

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，做好施工记录；

4逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流设备侧有明显断开；

5逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开；

6逆变器应确保可靠接地。

8.5.4电气设备安装应符合下列要求：

1检查安装设备的型号、规格应正确无误，外观应完好无损；

2并网配电箱不应直接安装在燃烧性能低于A级的装修材料上；

3低压电器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB 50254的相关规定；

4电力变压器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148的相关规定。

5高压电器设备的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》GB 50147 的相关规定；

6母线装置的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB 50194 的相关规定；

7二次设备、盘柜的安装及接线应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171的相关规定和设计要求。

8输配电系统的通信、远动、综合自动化、计量等装置以及光伏发电系统的环境检测仪、光伏实时监控与显示和数据远传系统等特殊设备的安装应符合设计要求与产品说明书的要求；

9直流系统的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172的有关规定；

10电气设备安装时，应根据设计文件对设备进行编号。

8.5.5电缆敷设应符合下列要求：

1电缆线路的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168的相关规定；

2电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留孔洞、电缆管口及桥架防火分区处应进行防火封堵。

8.5.6通讯电缆布线应符合下列要求：

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

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

3监控控制模拟信号回路控制电缆屏蔽层，宜用集中式一点接地；

4通讯电缆与其它低压电缆合用桥架时，应各置一侧，中间宜采用隔板分隔。

8.5.7薄膜太阳能发电系统的防雷、接地施工除应符合设计文件和现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169的相关规定外，还应符合下列规定：

1薄膜太阳能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带边框的薄膜组件应将边框可靠接地，不带边框的薄膜组件，固定结构其接地做法应符合设计要求；

3盘柜、桥架、汇流设备、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；

4薄膜太阳能发电系统的接地电阻值应符合国家现行标准《光伏发电站防雷技术要防雷求》GB/T32512和《光伏发电站防雷技术规程》DL/T 1364的有关规定以及设计要求。

8.6设备与系统调试

8.6.1薄膜太阳能发电系统的设备与系统调试应包括光伏组件串、汇流设备、逆变器、电气设备、储能系统设备调试及整体薄膜太阳能发电系统的联合调试。

8.6.2薄膜太阳能发电系统的设备和系统调试时前应做下列准备：

1设备和系统调试前，应完成安装工作并验收合格；装有空调或通风装置等特殊设施的，应安装完毕并投入运行；受电后无法进行或影响运行安全的工作应施工完毕；

2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，满足接地要求；确认设备及线路标识清晰、准确；

3装饰工作应完毕并清扫干净；

4电气系统安装、调试人员应具备相应电工资格或上岗证并配备相应劳动保护用品。

8.6.3薄膜组件串及阵列调试除应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GBT 51368的要求外，还应符合以下规定：

1薄膜组件串的防反二极管极性应正确，且选型和组件串最大反向电流匹配；

2阵列内电缆温度应无超常温等异常情况，确保电缆无短路和破损；

3应依次分级测量各薄膜组件串、阵列、直流母线，在确定前级工作正常后，再测量后级；

4汇流设备内各回路电缆接引完毕，且标示清晰、准确；

5确保各回路熔断器在断开位置；

6薄膜组件串测试完成后，应填写调试单。

8.6.4汇流设备和逆变器调试应符合以下规定：

1汇流设备的总开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入薄膜组件串开关或熔断器，后投入汇流设备开关；先退出汇流设备开关，后退出薄膜组件串开关或熔断器。

2汇流设备总输出采用熔断器，其投、退应按下列步骤执行：先投入汇流设备输出熔断器，后投入薄膜组件串开关；先退出箱内所有薄膜组件串开关，后退出汇流设备输出熔断器。

3逆变器调试应按照设备厂家的使用说明书进行，且应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794的相关规定。

8.6.5其他电气设备调试应符合以下规定：

1配电柜的调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB50150和《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T10233的有关规定；

2监控系统调试应提前开通监控账户，且遥信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠。

3继电保护系统调试应符合《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995相关规定执行，且调试记录齐全、准确。

4其它电气设备调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150的相关规定。

8.6.6储能系统调试：电化学储能系统的调试除应符合现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724、《电池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的相关规定外，还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。

8.6.7系统联合调试：薄膜太阳能发电系统在完成分步调试，具备电网接入条件后应进行试运行联合调试，试运行联合调试应符合下列要求：

1合上逆变器电网侧交流空开，测量电网侧电压和频率是否满足逆变器并网要求；

2在电网电压、频率均满足并网要求的情况下，任意合上一至两路汇流设备输出直流空开，并合上相应直流配电柜空开及逆变器侧直流空开，直流电压值应符合逆变器输入条件；

3交流、直流均满足并网运行条件，且逆变器无任何异常，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设备运行应正常；

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，可在此功率状态下验证功率限制、启停机、紧急停机等功能；

6逐步增加直流输入功率试运行逆变器，并应检验各功率点运行时的电能质量；

7试运行时间应不低于连续72小时，并保留运行过程的全部试运行记录；

8薄膜太阳能发电系统并网投运应符合《并网光伏电站启动验收技术规范》GB/T 37658的相关规定；

9离网薄膜太阳能发电发电系统调试时应首先确认无接线错误、极性反接及松动等异常情况，直流控制器合上直流侧断路器后显示正常，启动逆变器后电源及电压表显示正确，方可合上交流断路器。

9 工程质量验收

9.1一般规定

9.1.1薄膜太阳能发电系统工程的质量验收除应执行本规程外，尚应遵守《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168、《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169、《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303、《建筑节能工程施工质量验收规范》GB 50411、《民用太阳能光伏发电系统应用技术规范》JGJ 203等现行国家、地方有关标准的规定。

9.1.2薄膜太阳能发电系统工程验收包括隐蔽工程验收、分项工程验收和竣工验收。

9.1.3薄膜太阳能发电系统工程验收应规范化，分项工程验收应由专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）组织施工单位专业质量（技术）负责人、施工员等进行验收；其分项工程验收合格应符合下列规定：

1 应按主控项目和一般项目验收；

2 主控项目应全部合格；

3 一般项目应合格；当采用计数检验时，至少应有80%以上的检查点合格，且其余检查点不得有严重缺陷，偏差值不应超过其允许偏差值的1.5倍；

4 应具有完整的施工操作依据和质量验收记录。

9.1.4 竣工验收前施工单位应向建设单位提交验收报告申请，建设单位收到工程竣工验收报告申请后，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，所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。工程施工验收后，施工单位应向建设单位提交竣工图和验收资料。

9.1.5薄膜太阳能发电系统工程的质量验收应符合本规程及现行国家、地方相关标准规定。

9.1.6建筑用光伏构件系统工程及其组成材料、构配件和设备进场时应验收，其质量性能应符合设计文件和国家、地方现行工程建设标准、产品标准的要求。材料、构配件和设备验收应遵守下列规定：

1 对材料、构配件和设备的品种、规格、型号、外观和包装等进行检查验收，并经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，形成相应的验收记录；

2 对材料、构配件和设备的质量证明文件进行核查，并经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，纳入工程技术档案。质量证明文件主要包括：产品出厂合格证、产品说明书及相关性能检测报告，定型产品应有型式检验报告；进口材料、构配件和设备应提供出入境商品检验证明；

3 必要时，对材料、构配件和设备在施工现场抽样复验。复验应为见证取样送检。

9.1.7当薄膜太阳能发电系统工程施工受多种条件的制约时，分项工程验收可根据工程施工特点分期进行。

9.1.8薄膜太阳能发电系统工程移交建设单位前应进行竣工验收。

9.1.9薄膜太阳能发电系统工程应按《建筑节能工程施工质量验收标准》GB50411进行隐蔽工程验收，隐蔽工程验收不仅应有详细的文字记录，还应有必要的图像等资料，其分辨率以能够表达清楚受检部位的情况为准，图像等资料应作为隐蔽工程验收资料与文字资料一同归档保存。主要隐蔽项目有：

1 预埋件或后置螺栓（或锚栓）连接件；

2 基座、龙骨、光伏组件四周与主体结构的连接节点；

3 基座、龙骨、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑构造做法；

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。

9.1.10发电饰面一体板质量验收应符合现行标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T29551，《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 102和《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336 的相关规定。

9.1.11薄膜太阳能发电系统工程的材料、构配件和设备进场验收、隐蔽工程验收、分项工程验收和竣工验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

9.2 分项工程验收

9.2.1薄膜太阳能发电系统工程的分项工程划分，应符合下列规定：

1 薄膜太阳能发电系统工程的分项工程质量验收记录包含基座验收、支架验收、龙骨验收、桥架验收、薄膜发电组件验收、电气安装验收及项目整体验收等内容；

2 薄膜太阳能发电系统工程应按照分项工程进行验收，当分项工程较大时，可以将分项工程分为若干个检验批进行验收；

3 当薄膜太阳能发电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、验收标准和验收记录均应遵守本规程的规定。

9.3 竣工验收

9.3.1 薄膜太阳能发电系统工程竣工验收应具备以下条件：

1 设计文件和合同约定的各项施工内容已经施工完毕；

2 各分项工程验收合格；

3 工程竣工资料完整且符合验收规定；

4 建筑用光伏构件系统工程使用的主要材料、构配件和设备的出厂合格证、产品使用说明书、性能检测报告及工程相关试验、检测报告齐全。

9.3.2薄膜太阳能发电系统竣工验收应在分项工程验收合格后进行。其竣工验收程序：

1薄膜太阳能发电系统工程完工后，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。

9.3.3 薄膜太阳能发电系统工程竣工验收应提供下列资料：

1 设计文件、图纸会审记录、设计变更；

2 主要材料、构配件和设备的产品出厂合格证、性能检验报告；

3 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；

4 工程施工安装记录、工程质量验收记录；

5 防水检漏记录、后置螺栓（或锚栓）锚固力现场拉拔试验报告及防雷、接地电阻测试记录；

6 电气系统调试和运行记录；

7 电气系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；

8工程使用、运行管理及维护说明书等；

9其他对工程质量有影响的重要技术资料。

9.3.4薄膜太阳能发电系统竣工验收合格，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。

10 系统运行

10.1一般规定

10.1.1 系统在使用前应绘制光伏系统原理图或者电气主接线图，建立系统运行与维护管理制度及操作规程，并明确维护主体。

10.1.2 配备安全工器具和备品备件，运行和维护人员应具备相应的专业技能 ,并应经运行和维护操作技能的专业培训后方能上岗。

10.1.3 新建、改(扩)建的系统应经调试合格,并应通过验收后方可投入运行。投入运行的系统应有设备试验报告、调试报告或调试记录表、交接验收报告及竣工图等。

10.1.4 系统运行和维护的全部过程应进行记录并存档，当系统出现异常或故障时，应及时进行处理。

10.1.5应建立运行分析制度,依据建筑光伏系统运行的档案资料,定期组织技术人员对建筑光伏系统运行状况进行分析,并对运行中存在的问题,提出切实可行的解决方案。

10.1.6 应至少每年进行一次对光伏系统、锚固结构等全项目的检查。当遭遇地震、火灾和极端气象等灾害后，必须由专业技术人员进行全面的检查，并根据损坏程度制定处理方案，及时处理。

10.1.7 维护期间，系统必须停止运行。

10.2运行维护

10.2.1 薄膜太阳能发电组件的运行与维护应符合下列规定：

1薄膜太阳能发电组件表面应保持清洁，宜定期对组件表面的灰尘、污垢等不洁物进行清洗；

2清洗薄膜组件时，宜在阴天或无风、雪、雨的早晚进行，，禁止使用腐蚀性溶剂或硬物擦拭组件；

3清洗时，应防止水流入防火封堵材料、组件和阵列的电气接口，以免引起短路及电击伤亡事故；

4当薄膜组件出现异常状态时，应及时进行维修、更换。

条文说明：10.2.1 薄膜太阳能发电组件异常主要有 2 种情况：封装材料与封装结构异常、接线盒与线缆异常。主要表现为封装材料及边框破损、腐蚀、焦灼，内部结露、气泡、进水，接线盒变形、开裂、烧毁，电缆破损、接线端子接线不良。

10.2.2 薄膜太阳能发电组件阵列的运行与维护应符合下列规定:

1组件阵列应与建筑主体结构连接牢固，在台风、暴雨等恶劣天气过后,应普查组件阵列的方位角及倾角,使其符合设计要求；

2组件阵列的主要受力构件、连接构件和连接螺栓不应损坏、松动,焊缝不应开焊,金属材料的防锈涂膜应完整,不应有剥落、锈蚀现象；

3采取预制基座安装的组件阵列,预制基座应保持平稳、整齐,不得移动；

4出现腐蚀、损坏时，应及时维修、更换。

10.2.3 直流汇流设备的运行与维护应符合下列规定:

1 直流汇流设备不得存在影响使用的变形、锈蚀、漏水、积灰现象，箱体外表面的安全警示标识应完整无破损；

2 直流汇流设备的各个接线端子不应松动、锈蚀；

3 直流汇流箱和直流配电柜如设置浪涌保护器，应处于有效状态；

4 直流汇流箱内直流熔丝的规格应符合设计要求。

条文说明：10.2.3 直流汇流箱和直流配电柜按设计要求选用，如果需要设置浪涌保护器（SPD）时，应选用专门用于光伏发电装置的SPD,所需 SPD的相关信息，由其生产商提供。

10.2.4 逆变器的运行与维护应符合下列规定:

1 逆变器不应存在锈蚀、积灰等现象,散热环境应良好；

2 逆变器上的警示标识应完整无破损；

3 逆变器中模块、电抗器、变压器的散热风扇应能根据温度变化自动启动和停止；运行时不应有较大振动及异常噪声,出现异常时应断电检查；

4 逆变器中直流母排电容温度过高或超过使用年限时,应及时更换；

5 逆变器的输出电能质量应符合电网并网及系统设计的要求。

10.2.5 数据传输系统的运行与维护应符合下列规定：

1 监控及数据传输系统的设备应保持外观完好,螺栓和密封件应齐全,操作键应接触良好,显示数字应清晰；

2对于无人值守的数据传输系统,系统的终端显示器,每天应至少检查1次,当有故障报警时,应及时维修；

3 超过使用年限的数据传输系统中的主要部件,应及时更换。

10.2.6 电缆的运行与维护应符合下列规定：

1 户外电缆的连接情况出现损坏时，应及时维护；

2 电缆宜处于松弛状态，不得对电缆、连接器施加任何应力，不得敲打接线盒或拉扯电缆；

3 电缆不应在过负荷的状态下运行,电缆的保护层不应出现膨胀、龟裂现象；

4 电缆在穿越防火分区、防火隔墙、进出设备处应防火封堵；

5 电缆保护套管口不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平；金属电缆套管不应有严重锈蚀。

条文说明：10.2.6 薄膜太阳能光伏组件暴露在阳光下时，将会产生电压和电流，对光伏电缆、接线盒施加压力、敲打接线盒或拉扯电缆等，容易断开光伏组件，产生电弧导致严重的人身伤亡。

电缆保护钢管口有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平时，容易损伤电缆外护层（绝缘层），以免造成线路对地短路，所以提出此项要求。

10.2.7 防雷与接地的运行与维护应符合下列规定：

1 光伏接地系统与建筑接地系统的连接应可靠；

2 应定期对设备接地装置进行检查测试，满足接地电阻值要求；

3 接地引下线应无锈蚀、无脱焊；

4 浪涌保护器连接应良好,接头应牢固可靠。

10.2.8 薄膜太阳能光伏组件、支撑结构、电缆金属铠装与接地装置的连接应可靠。

10.2.9 薄膜太阳能光伏组件阵列的监视、控制系统、功率调节设备接地线与防雷系统之间的过电压保护装置功能应有效,其接地电阻满足设计要求。

10.2.10 薄膜太阳能光伏组件阵列防雷装置应有效,并应在雷雨季节到来之前、雷雨过后及时检查。

条文说明：10.2.10 薄膜太阳能发电系统与建筑一体化时，薄膜组件阵列的防雷接地与建筑物的防雷接地一起设置，通常薄膜阵列的支撑件、龙骨需要与建筑物防雷网保持可靠连接。

10.2.11升压变压器的运行管理与维护，应执行《配电变压器运行规程》DL/T1102。

10.2.12继电保护及二次回路应定期检查，出现问题立即处理，检查内容包括以下项目：

1继电保护装置外观清洁无损，二次回路相关编号清晰、接线端子无松动；

2继电保护装置的实际设定值与经过审批的继电保护定值单给定的定值相同；

3并网柜、升压变压器、电缆线路、逆变器、直流配电柜保护装置运行是否正常。

10.2.13巡检、维护应由有资质的工作人员完成，并如实填写巡检、维护记录表。

附录A 工程验收表格

A.0.1 薄膜太阳能发电系统工程基座分项工程质量验收记录表见下列表格：

|  |
| --- |
| 表 A.0.1基座分项工程质量验收记录表 |
| 工程名称 |  | 分项工程名称 |  | 安装部位 |  |
| 施工单位 |  | 项目经理 |  | 编号 |  |
| 分包单位 |  |
| 执行标准 |  |
| 验收规范规定 | 施工单位评定 | 监理单位验收 |
| 主控项目 | 1 | 基座制作应符合要求：* 检查数量：抽查基座总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查、尺量，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 2 | 基座与建筑主体结构直接的连接方式应符合设计要求，其连接应牢固、可靠。当基座采用后置螺栓（或锚栓）固定时，螺栓（或锚栓）数量、位置、锚固深度和抗拉拔力应符合设计要求。后置螺栓（或锚栓）应进行锚固力现场拉拔试验。* 检查数量：抽查基座总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。后置螺栓（或锚栓）的锚固力现场拉拔试验应按后置螺栓（或锚栓）总数的1‰随机抽取，且不少于3个。
* 检查方法：观察、手扳检查，对照设计文件进行检查，核查隐蔽工程验收记录、锚固力现场拉拔试验报告。
 |  |  |
| 3 | 基座有防水要求的，其防水处理应符合设计要求和现行国家、地方相关标准规定，且不得有渗漏现象。* 检查数量：抽查基座总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查和淋水检验，淋水检验的时间2h不渗不漏为合格。对照设计文件进行检查，核查隐蔽工程验收记录、检漏试验记录。
 |  |  |
| 一般项目 | 1 | 钢基座及混凝土基座顶面外露的预埋钢板或预埋螺栓，防腐处理应符合设计要求和《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212 的规定。* 检查数量：抽查基座总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查、漆膜测厚仪量测，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 2 | 基座的轴线、标高、截面尺寸、垂直度及预埋螺栓（预埋件）的尺寸偏差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。* 检查数量：抽查基座总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：经纬仪或拉线、水准仪和尺量检查。
 |  |  |
| 分包单位检查评定结果 | 质量检查员：  年 月 日 |
| 施工单位检查评定结果 | 项目专业质量检查员：（项目技术负责人）年 月 日 |
| 建设、监理单位评定结果 | 监理工程师：（建设单位项目专业技术负责人） 年 月 日 |

A.0.2 薄膜太阳能发电系统支架分项工程质量验收记录表见下列表格：

|  |
| --- |
| 表 A.0.2支架分项工程质量验收记录表 |
| 工程名称 |  | 分项工程名称 |  | 安装部位 |  |
| 施工单位 |  | 项目经理 |  | 编号 |  |
| 分包单位 |  |
| 执行标准 |  |
| 验收规范规定 | 施工单位评定 | 监理单位验收 |
| 主控项目 | 1 | 支架制作应符合设计要求。* 检查数量：抽查支架总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查、尺量，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 2 | 支架的安装应符合设计要求和《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205等现行国家相关标准的规定。* 检查数量：抽查支架总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察、手扳、测量检查，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 3 | 支架的固定方式应符合设计要求，其连接应牢固、可靠。采用紧固件的支架，紧固件的抗拉拔力应符合设计要求。紧固件应进行现场拉拔试验。* 检查数量：抽查支架总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。紧固件的现场拉拔试验应按紧固件总数的1‰随机抽取，且不少于3个。
* 检查方法：观察、手扳、测量检查，核查现场拉拔试验报告。
 |  |  |
| 4 | 金属结构支架接地系统、接地电阻应符合设计要求，其防雷接地装置《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 等现行国家相关标准的规定。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：观察检查，对照设计文件进行检查，核查防雷接地电阻测试记录、隐蔽工程验收记录。
 |  |  |
| 5 | 钢结构支架的焊接应符合设计要求和《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 等现行国家相关标准的规定。* 检查数量：抽查支架总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查或使用放大镜、焊缝量规和钢尺检查，按设计图纸核对。
 |  |  |
| 一般项目 | 1 | 金属结构支架额防腐处理应符合设计要求和《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212等现行国家相关标准的规定。* 检查数量：抽查支架总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查、核查检测报告。
 |  |  |
| 2 | 支架安装所采用的连接螺栓应加防松垫片并拧紧。* 检查数量：抽查支架总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查。
 |  |  |
| 3 | 支架安装的垂直度、水平度和角度偏差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。* 检查数量：抽查支架总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察和靠尺、水平尺、经纬仪测量检查。
 |  |  |
| 4 | 支架安装不应影响屋面正常排水。 |  |  |
| 5 | 对于可调式支架，高度角调节动作应符合设计要求。 |  |  |
| 6 | 对于跟踪式支架，手动模式动作、自动模式动作、过风速保护、跟踪精度、跟踪控制系统及通、断电测试应符合设计要求。 |  |  |
| 分包单位检查评定结果 | 质量检查员：  年 月 日 |
| 施工单位检查评定结果 | 项目专业质量检查员：（项目技术负责人）年 月 日 |
| 建设、监理单位评定结果 | 监理工程师：（建设单位项目专业技术负责人） 年 月 日 |

A.0.3 薄膜太阳能发电系统龙骨分项工程质量验收记录表见下列表格：

|  |
| --- |
| 表 A.0.3龙骨分项工程质量验收记录表 |
| 工程名称 |  | 分项工程名称 |  | 安装部位 |  |
| 施工单位 |  | 项目经理 |  | 编号 |  |
| 分包单位 |  |
| 执行标准 |  |
| 验收规范规定 | 施工单位评定 | 监理单位验收 |
| 主控项目 | 1 | 龙骨的材质、规格应符合设计要求。* 检查数量：抽查龙骨总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查、尺量，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 2 | 龙骨安装应按设计要求安装在主体结构或基座上，位置准确，连接应牢固、可靠。* 检查数量：抽查龙骨总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察、手扳、测量检查，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 3 | 后置螺栓的抗拉拔力应符合设计要求。* 检查数量：抽查龙骨总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。紧固件的现场拉拔试验应按紧固件总数的1‰随机抽取，且不少于3个。
* 检查方法：观察、手扳、测量检查，核查现场拉拔试验报告。
 |  |  |
| 4 | 龙骨的接地电阻应符合设计要求，其防雷接地装置符合 GB 50169 等现行国家相关标准的规定。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：观察检查，对照设计文件进行检查，核查防雷接地电阻测试记录、隐蔽工程验收记录。
 |  |  |
| 5 | 钢龙骨的焊接应符合设计要求和 GB 50205 等现行国家相关标准的规定。* 检查数量：抽查龙骨总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查或使用放大镜、焊缝量规和钢尺检查，按设计图纸核对。
 |  |  |
| 一般项目 | 1 | 钢龙骨的防腐处理应符合设计要求和 GB 50212 等现行国家相关标准的规定。* 检查数量：抽查龙骨总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查、核查检测报告。
 |  |  |
| 2 | 龙骨安装所采用的连接螺栓应加防松垫片并拧紧。* 检查数量：抽查龙骨总数的10%，且不少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查。
 |  |  |
| 分包单位检查评定结果 | 质量检查员：  年 月 日 |
| 施工单位检查评定结果 | 项目专业质量检查员：（项目技术负责人）年 月 日 |
| 建设、监理单位评定结果 | 监理工程师：（建设单位项目专业技术负责人） 年 月 日 |

A.0.4 薄膜太阳能发电系统桥架分项工程质量验收记录表见下列表格：

|  |
| --- |
| 表 A.0.4桥架分项工程质量验收记录表 |
| 工程名称 |  | 分项工程名称 |  | 安装部位 |  |
| 施工单位 |  | 项目经理 |  | 编号 |  |
| 分包单位 |  |
| 执行标准 |  |
| 验收规范规定 | 施工单位评定 | 监理单位验收 |
| 主控项目 | 1 | 桥架固定可靠、牢固，材料类型和厚度应符合设计要求 |  |  |
| 2 |  |  |  |
| 3 |  |  |  |
| 4 |  |  |  |
| 5 |  |  |  |
| 一般项目 | 1 | 桥架安装应平整，表面不应有施工残留物和污物。桥架与龙骨的中心线偏差不超过 5mm |  |  |
| 2 |  |  |  |
| 3 |  |  |  |
| 4 |  |  |  |
| 5 |  |  |  |
| 6 |  |  |  |
| 分包单位检查评定结果 | 质量检查员：  年 月 日 |
| 施工单位检查评定结果 | 项目专业质量检查员：（项目技术负责人）年 月 日 |
| 建设、监理单位评定结果 | 监理工程师：（建设单位项目专业技术负责人） 年 月 日 |

A.0.5 薄膜太阳能发电系统薄膜发电组件、构件分项工程质量验收记录表见下列表格：

|  |
| --- |
| 表 A.0.5薄膜发电组件、构件分项工程质量验收记录表 |
| 工程名称 |  | 分项工程名称 |  | 安装部位 |  |
| 施工单位 |  | 项目经理 |  | 编号 |  |
| 分包单位 |  |
| 执行标准 |  |
| 验收规范规定 | 施工单位评定 | 监理单位验收 |
| 主控项目 | 1 | 薄膜组件的品种、规格、技术性能指标应符合设计要求和现行国家有关产品标准规定（薄膜组件需具备出厂合格证、TUV产品认证证书及 CQC产品认证证书）。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：检查光伏组件的产品出厂检测报告、产品合格证及相关性能检测报告等。
 |  |  |
| 2 | 建筑用光伏构件按照设计图纸的型号、规格、连接方式、布置方向进行安装。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：观察检查，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 3 | 薄膜阵列与支架或连接件的连接、薄膜阵列间的连接及支架与接地系统的连接应符合设计要求，且可靠、牢固。* 检查数量：抽查各个连接总数的10％，且不应少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 4 | 立面安装的薄膜组件，其周边的防水连接构造及排水措施应符合设计要求。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：观察检查和雨后或淋水检验，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 5 | 薄膜组件串、阵列电性能参数应符合设计要求，其允许偏差不得大于±3%。* 检查数量：抽查薄膜组件串、阵列总数的10％，且不应少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：测试检查。
 |  |  |
| 6 | 连接在同一台逆变器的薄膜组件串，其电压、电流应一致并符合设计要求，其极差不得大于5%。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：测试检查。
 |  |  |
| 7 | 薄膜组件串的排列应符合设计要求，每个组件光照条件宜相同。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：测试检查。
 |  |  |
| 8 | 薄膜组件串的最高电压不得超过光伏组件的最高允许电压。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：测试检查。
 |  |  |
| 9 | 设置薄膜太阳能发电系统的幕墙的物理性能应符合设计要求及现行国家有关标准规定。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：核查光伏幕墙的物理性能检测报告。
 |  |  |
| 10 | 发电饰面一体板的物理性能应符合现行标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB/T29551有关规定。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：核查发电饰面一体板的物理性能检测报告。
 |  |  |
| 一般项目 | 1 | 薄膜阵列上应标有带电警告标识。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：观察检查。
 |  |  |
| 2 | 薄膜阵列与建筑面层之间的安装空间和散热空间应符合设计要求，其允许偏差不得大于±5%。* 检查数量：抽查薄膜阵列总数的10％，且不应少于3个；少于3个的，全数检查。
* 检查方法：观察检查。
 |  |  |
| 3 | 薄膜组件安装位置的允许偏差不大于 2mm。* 检查数量：每100m2抽查一处，每处不得小于10m2。
* 检查方法：经纬仪、水平仪、钢尺量测，对照设计文件进行检查。
 |  |  |
| 分包单位检查评定结果 | 质量检查员：  年 月 日 |
| 施工单位检查评定结果 | 项目专业质量检查员：（项目技术负责人）年 月 日 |
| 建设、监理单位评定结果 | 监理工程师：（建设单位项目专业技术负责人） 年 月 日 |

A.0.6 薄膜太阳能发电系统电气分项工程质量验收记录表见下列表格：

|  |
| --- |
| 表A.0.6电气分项工程质量验收记录表 |
| 工程名称 |  | 分项工程名称 |  | 安装部位 |  |
| 施工单位 |  | 项目经理 |  | 编号 |  |
| 分包单位 |  |
| 执行标准 |  |
| 验收规范规定 | 施工单位评定 | 监理单位验收 |
| 主控项目 | 1 | 系统使用电缆及其附件、汇流设备、光伏控制器、储能蓄电池、逆变器、配电柜的品种、规格、型号、技术性能指标应符合设计要求和现行国家产品标准规定。* 检查数量：全数检查。
* 检查方法：检查产品出厂检测报告、产品合格证、产品说明书及相关性能检测报告。
 |  |  |
| 2 | 汇流设备的安装质量应符合要求 |  |  |
| 3 | 逆变器的安装质量应符合要求 |  |  |
| 4 | 光伏控制器、配电柜的安装质量应符合要求 |  |  |
| 5 | 储能蓄电池的安装质量应符合要求 |  |  |
| 6 | 电缆线路安装应符合设计要求和《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168等现行国家、地方相关标准的有关规定 |  |  |
| 7 | 监控系统的安装质量应符合要求 |  |  |
| 一般项目 | 1 | 系统使用电缆及其附件、汇流设备、光伏控制器、储能蓄电池、逆变器、配电柜的外观不应有损坏，标识、标牌齐全 |  |  |
| 2 | 电气装置安装应符合设计要求和《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 等现行国家、地方相关标准的有关规定 |  |  |
| 3 | 电气系统接地装置施工应符合设计要求和《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 等现行国家、地方相关标准的有关规定 |  |  |
| 4 | 线缆穿过楼面、屋面和外墙时，其防水套管和防水密封处理应符合设计要求 |  |  |
| 5 | 薄膜太阳能发电系统并网设施应符合设计要求和《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW 1617等现行国家、地方相关标准的规定 |  |  |
| 分包单位检查评定结果 | 质量检查员：  年 月 日 |
| 施工单位检查评定结果 | 项目专业质量检查员：（项目技术负责人）年 月 日 |
| 建设、监理单位评定结果 | 监理工程师：（建设单位项目专业技术负责人） 年 月 日 |

A.0.7 薄膜太阳能发电系统工程竣工验收记录见下列表格：

|  |
| --- |
| 表 A.0.7薄膜太阳能发电系统质量验收记录表 |
| 工程名称 |  |
| 施工单位 |  |
| 验收项目 | 施工单位评定 | 监理单位评定 | 建设单位评定 |
| 1 | 基座验收是否合格 |  |  |  |
| 2 | 支架验收是否合格 |  |  |  |
| 3 | 龙骨验收是否合格 |  |  |  |
| 4 | 桥架验收是否合格 |  |  |  |
| 5 | 薄膜发电组件验收是否合格 |  |  |  |
| 6 | 电气安装验收是否合格 |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |
| 8 |  |  |  |  |
| 9 |  |  |  |  |
| 施工单位检查评定结果 | 项目经理：（项目技术负责人） 年 月 日 |
| 监理单位评定结果 | 总监理工程师： 年 月 日 |
| 设计单位评定结果 | 设计单位项目负责人： 年 月 日 |
| 建设单位评定结果 | 建设单位项目负责人： 年 月 日 |

[本规程用词说明](#_Toc417658710)

[1.为便于在执行本规程条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：](#_Toc417658710)

[1）表示很严格，非这样做不可的：](#_Toc417658710)

[正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”。](#_Toc417658710)

[2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：](#_Toc417658710)

[正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”。](#_Toc417658710)

[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”。](#_Toc417658710)

[4）表示允许有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。](#_Toc417658710)

[2.条文中指明应按其他有关标准的规定执行时，写法为“应符合……规定”或“应符合……要求”。](#_Toc417658710)

[引用标准名录](#_Toc417658710)

1 《建筑结构荷载规范》GB50009

2 《建筑物防雷设计规范》GB50057

3 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116

4 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB50147

5 《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》GB50148

6 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB50149

7 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB50169

8 《电力工程电缆设计标准》GB50217

9 《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB50254

10 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303

11 《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368

12 《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB8624

13 《中空玻璃》GB/T 11944

14 《建筑用安全玻璃 第3部分∶夹层玻璃》GB15763.3

15 《玻璃幕墙光热性能》GB/T18091

16 《阻燃和耐火电线电缆或光缆通则》GB/T19666

17 《电能质量监测设备通用要求》GB/T19862

18 《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分∶结构要求》GB/T 20047.1

19 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB29551

20 《分布式电源并网技术要求》GB/T33593

21 《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T34120

22 《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T37408

23 《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448

24 《电能量计量系统设计技术规程》DL/T5202

25 《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255

26 《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492

27 《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004

28 《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142

29 《光伏组件功率优化器技术规范》NB/T 42143