



T/CECSxxx-202x

中国工程建设标准化协会标准

建筑碲化镉薄膜光伏系统技术规程

Technical specification of CdTe thin-film
photovoltaic system in buildings

（征求意见稿）

（提交反馈意见时，请将有关专利连同支持性文件一并附上）

XXX 出版社

中国工程建设标准化协会标准

建筑碲化镉薄膜光伏系统技术规程

Technical specification of CdTe thin-film
photovoltaic system in buildings

T/CECS xxx—202x

主编单位：中国建筑标准设计研究院有限公司

中国建筑标准设计研究院有限公司

批准单位：中国工程建设标准化协会

施行日期：202X 年 XX 月 XX 日

中国 XX 出版社

202X 年 北 京

前 言

根据中国工程建设标准化协会《关于印发〈2021 年第二批协会标准制订、修订计划〉的通知》（建标协字〔2021〕20 号）的要求，编制组经深入调查研究，认真总结实践经验，参考国内外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，制定本规程。

本规程共分 9 章和 5 个附录，主要内容包括总则、术语与符号、基本规定、设备与材料、设计、建筑碲化镉光伏系统设计、施工与验收、运行与维护、节能与低碳评价等。

本规程的某些内容可能直接或间接涉及专利。本规程的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本规程由中国工程建设标准化协会建筑与市政工程产品应用分会归口管理，由中国建筑标准设计研究院有限公司负责具体技术内容的解释。在执行过程中如有意见或建议，请寄送中国建筑标准设计研究院有限公司（地址：北京市海淀区首体南路 9 号主语国际 2 号楼，邮政编码：100048）。

主 编 单 位： 中国建筑标准设计研究院有限公司
中国建筑标准设计研究院有限公司

参 编 单 位： 龙焱能源科技（杭州）有限公司
成都中建材光电材料有限公司
蚌埠市建筑设计研究院集团有限公司
明阳薄膜科技有限公司
南京长江都市建筑设计股份有限公司
北京建筑大学
江苏国强兴晟科技有限公司
山东意匠建筑设计有限公司
广州澳通电线电缆有限公司

主要起草人： ××× ××× ××× ××× ××× ××× ×××
××× ××× ××× ××× ××× ××× ×××

主要审查人： ××× ××× ××× ××× ××× ××× ×××

目次

1	总则	1
2	术语与符号	1
2.1	术语.....	1
2.2	符号.....	1
3	基本规定	3
4	设备与材料	4
4.1	一般规定.....	4
4.2	光伏组件.....	4
4.3	直流汇流箱.....	5
4.4	逆变器.....	5
4.5	蓄电池与控制器.....	6
4.6	线缆.....	7
4.7	材料.....	7
5	设计	10
5.1	一般规定.....	10
5.2	建筑设计.....	10
5.3	结构设计.....	12
6	建筑碲化镉光伏系统设计.....	14
6.1	一般规定.....	14
6.2	光伏方阵.....	14
6.3	直流系统.....	15
6.4	交流系统.....	15
6.5	系统接入.....	16
6.6	监测系统.....	17
6.7	布线系统.....	18
6.8	防雷与接地.....	18
6.9	安全防护.....	19
7	施工与验收	22
7.1	一般规定.....	22
7.2	土建工程.....	22
7.3	机电工程.....	23
7.4	设备调试.....	24
7.5	工程验收.....	24
8	运行与维护	25
8.1	一般规定.....	25
8.2	系统设备.....	25
8.3	防雷与接地.....	26
8.4	线缆.....	27
8.5	数据通信系统.....	27

9 节能与低碳评价.....	28
9.1 一般规定.....	28
9.2 评价指标.....	28
9.3 评价方法.....	29
附录 A 标准 CdTe 光伏组件及基板的性能	31
附录 B CdTe 光伏方阵过电流保护设计要求	34
附录 C CdTe 光伏系统直流线路的最小电流值	35
附录 D 发电量计算.....	37
附录 E 基于全生命周期的 CdTe 光伏系统节能与低碳综合效益评价流程.....	39
用词说明	41
引用标准名录	42
附：条文说明	46

Contents

1	General provisions	1
2	Terms and symbols	1
2.1	Terms.....	1
2.2	symbols.....	1
3	Basic requirement.....	3
4	Equipments and material	4
4.1	General requirements	4
4.2	Photovoltaic module.....	4
4.3	DC combiner box	4
4.4	Inverter	5
4.5	Battery and Controller	6
4.6	Cables	6
4.7	Materials.....	7
5	Design.....	10
5.1	General requirements	10
5.2	Architecture design.....	10
5.3	Structure design.....	12
6	Design of CdTe photovoltaic system in building	14
6.1	General requirements	14
6.2	Photovoltaic array.....	14
6.3	DC system	14
6.4	AC system	15
6.5	Interconnected system	16
6.6	Monitoring system.....	17
6.7	Wiring system	18
6.8	Lightning protection and grounding.....	18
6.9	protection against electric shock	19
7	Construction and acceptance	22
7.1	General requirements	22
7.2	civil engineering.....	22
7.3	mechanical and electrical engineering.....	23
7.4	The debugging and testing of equipment	24
7.5	Acceptance for engineering.....	24
8	Construction and acceptance	25
8.1	General requirements	25
8.2	Equipment	25

8.3	Lightning portection and grounding.....	26
8.4	Cables.....	26
8.5	Data Transmission System.....	27
9	Evaluation for energy conservation and low carbon.....	28
9.1	General requirements	28
9.2	Evaluation Indexes	28
9.3	Evaluation Method	29
Appendix A	Performance for standard CdTe thin –film photovoltaic (PV) module and glass substrate	31
Appendix B	design requirements for protection against overcurrent of CdTe thin –film photovoltaic (PV) array.....	34
Appendix C	Minimum current for DC cables of CdTe thin –film photovoltaic (PV) system	35
Appendix D	Calcuation for Power generation.....	37
Appendix E	Benefits Process flow for energy conservation and low carbon of CdTe thin –film photovoltaic (PV) system life cycle	39
	Explanation of wording.....	41
	List of quoted standards.....	42
	Addition: Explanation of provisions	48

1 总 则

1.0.1 为规范建筑碲化镉薄膜光伏系统设计、施工与验收、运行与维护，做到安全可靠、经济合理、绿色环保、维护方便、确保质量，并与建筑设计协调统一，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于新建、改建和扩建的建筑碲化镉薄膜光伏系统工程设计、施工与验收和运行与维护。

1.0.3 建筑碲化镉薄膜光伏系统设计、施工与验收以及运行与维护，除应符合本规程外，尚应符合国家现行有关标准。

2 术语与符号

2.1 术语

2.1.1 碲化镉（CdTe）薄膜光伏系统 CdTe thin-film photovoltaic (PV) system

利用碲化镉薄膜电池的光伏效应将太阳辐射能转换成电能的系统装置。系统主要由碲化镉光伏组件、汇流箱、逆变器等设备及电缆等构成。简称 CdTe 光伏系统。

2.1.2 建筑碲化镉（CdTe）薄膜光伏系统 CdTe thin-film photovoltaic (PV) system in buildings

安装在建筑物上的碲化镉薄膜光伏系统，简称建筑 CdTe 光伏系统。

2.1.3 碲化镉（CdTe）薄膜光伏组件 CdTe thin-film photovoltaic (PV) module

由碲化镉薄膜电池、玻璃面板、胶膜、背板、接线盒、引出线组成，并具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的最小不可分割的发电产品。简称 CdTe 光伏组件。

2.1.4 碲化镉（CdTe）薄膜光伏电池 CdTe thin-film photovoltaic (PV) cell

将太阳辐射能直接转换成电能的碲化镉薄膜器件。简称 CdTe 光伏电池。

2.1.5 碲化镉薄膜光伏组串 CdTe thin-film photovoltaic (PV) string

一个或多个碲化镉（CdTe）薄膜光伏组串联的电路。简称 CdTe 光伏组串。

2.1.6 碲化镉（CdTe）薄膜光伏构件 CdTe thin-film photovoltaic (PV) components

具有建筑构件功能的碲化镉薄膜光伏发电产品，简称 CdTe 光伏构件。

2.1.7 建材型光伏构件 PV modules as building components

光伏电池与建筑材料复合在一起，成为不可分割的建筑材料或建筑构件。

2.1.8 安装型光伏组件 conventional PV modules

不具有建筑材料或建筑构件功能，单独安装的光伏组件。

2.1.9 碲化镉（CdTe）薄膜光伏方阵 CdTe thin-film photovoltaic (PV) array

由若干个碲化镉（CdTe）薄膜光伏组件或光伏构件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并有固定的支承结构构成的直流发电单元。简称 CdTe 光伏方阵。

2.1.10 建筑集成碲化镉（CdTe）薄膜光伏系统 building integrated CdTe thin-film photovoltaic (PV) system

碲化镉薄膜光伏组件作为建筑材料或构件，与建筑一体化应用的形式。

2.1.11 建筑附加碲化镉（CdTe）薄膜光伏系统 building attached CdTe thin-film photovoltaic (PV) system

碲化镉薄膜光伏组件不作为建筑材料或构件，在建筑上安装的形式。

2.2 符号

2.2.1 能量、功率

SPD ——电涌保护器，用于限制瞬态过电压和分泄电涌电流的器件。至少含有一个非线性元件；

R ——电阻；

U_{maxpv} ——碲化镉光伏系统最大直流电压；

S ——视在功率；

Q_{arc} ——电弧能量；
 U_{arc} ——电弧间电压；
 I_{arc} ——电弧电流；
 η_d ——碲化镉薄膜光伏系统的光电转换效率；
 E_{pv} ——碲化镉薄膜光伏系统的年发电量；
 I ——碲化镉薄膜光伏系统光伏电池表面的年太阳辐射照度；
 A_p ——碲化镉薄膜光伏系统光伏面板净面积 (m^2)；
 E_n ——碲化镉薄膜光伏系统年发电量 ($\text{kw} \cdot \text{h}$)；
 E_{di} ——长期测试期间第 i 日的发电量 ($\text{kw} \cdot \text{h}$)；
 N ——长期测试持续的天数；
 n ——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能方阵电池个数；
 H_{ai} ——第 i 个朝向和倾角采光平面上全年单位面积的总太阳能辐照量；
 A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角采光平面上的太阳能电池面积。

2.2.2 无量纲系数

γ_0 ——结构重要性系数
 γ_G ——永久荷载分项系数；
 γ_w 、 γ_s 、 γ_E 、 γ_t ——风荷载、雪荷载、地震作用、温度作用的分项系数；
 ψ_w 、 ψ_s 、 ψ_E 、 ψ_t ——风荷载、雪荷载、地震作用、温度作用的组合系数；
 K_E ——碲化镉薄膜光伏系统光伏电池的转换效率 (%)；
 K_s ——碲化镉薄膜光伏系统光伏系统的损失效率 (%)。

2.2.3 建筑结构

S_d ——荷载组合的效应设计值；
 R_d ——结构或结构构件的抗力设计值；
 C ——设计对变形、裂缝等规定的相应限值；
 S_{Gk} ——永久荷载效应标准值；
 S_{wk} ——风荷载效应标准值；
 S_{sk} ——雪荷载效应标准值；
 S_{Ek} ——地震作用效应标准值；
 S_{Tk} ——温度作用效应标准值；
 S_E ——地震作用效应标准值和其他荷载按基本组合的效应设计值。

3 基本规定

3.0.1 建筑 CdTe 光伏系统的规模和形式应结合建筑条件、建筑日照条件、安装和运输条件、负荷特点等因素确定，并应满足安全可靠、经济适用、环保美观，便于安装和维护的要求。

3.0.2 建筑 CdTe 光伏系统设计应对建筑表面的日照及遮阳情况分析，减少建筑本身及周围环境对太阳辐射和系统运行的不利影响。

3.0.3 新建建筑集成碲化镉薄膜光伏系统应与建筑同步设计、同步施工与验收。

3.0.4 建筑改建和扩建增设 CdTe 光伏系统时，应对既有建筑的结构安全性和耐久性及电气安全性进行复核。

3.0.5 CdTe 光伏系统应用应在策划阶段、方案阶段及施工图阶段分别进行应用部位、安装构造、装机容量、增量投资、年发电减排量等的论证，并编制相应设计说明文件。

3.0.6 建筑 CdTe 光伏系统的施工安装应符合设计要求，编制施工专篇并符合本标准及相关标准要求。

3.0.7 建筑 CdTe 光伏系统可作为分部分项工程单独验收，也可作为子分部分项工程与其他子分部分项工程合并验收。建筑光伏一体化系统的验收除应符合本标准要求外，尚应符合国家相关标准要求。

3.0.8 建筑 CdTe 光伏系统运行阶段应定期检查、检修，做好记录并妥善保管。建筑光伏一体化发电数据应纳入建筑能源监测及管理系统，定期监测并进行分析。

4 设备与材料

4.1 一般规定

4.1.1 建筑 CdTe 光伏系统的设备与材料应符合国家现行标准《钢结构设计标准》GB 50017、《铝合金结构设计规范》GB 50429、《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 和《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 等有关标准的规定，并应满足设计要求。

4.1.2 材料及元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。

4.1.3 建筑 CdTe 光伏系统的设备和构件应符合在运输、安装和使用过程中的强度、刚度以及稳定性规定。

4.1.4 建筑 CdTe 光伏系统的汇流箱、逆变器、变压器和交流配电柜等电气设备的电气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 的有关规定。

4.1.5 建筑 CdTe 光伏系统的设备和材料宜与建筑物外观和使用功能相协调。在满足基本功能和设计要求的前提下，设备和材料宜采用新材料，新设备，新工艺，新技术。

4.2 光伏组件

4.2.1 建筑 CdTe 光伏组件应符合下列规定：

1 CdTe 光伏组件的设计使用寿命不低于安装部位设计要求，发电运行寿命不应低于 25 年。

2 建筑用玻璃基 CdTe 光伏组件有效发电区域的芯片转换效率不应低于 15%。

3 建筑 CdTe 光伏组件的首年衰减率应低于 5%，之后每年衰减率应低于 0.5%

4 CdTe 光伏组件的除膜率应在 20%~60%范围内。

5 当透光型 CdTe 光伏组件设计为中空 Low-E 结构时，Low-E 膜的设置位置及朝向应符合设计要求。Low-E 膜宜设置在 CdTe 光伏组件的内侧，当设置在 CdTe 光伏组件的外侧时，应采用高透 Low-E 玻璃。

6 当采用彩釉的碲化镉组件用于建筑上时，碲化镉光伏组件表面用的彩釉玻璃或镀膜玻璃的镀膜层或涂层的质量应符合《彩晶装饰玻璃》GB/T 29757 和《釉面钢化及釉面半钢化玻璃》JC / T 1006-2018 的有关规定。

7 当 CdTe 光伏组件的单个有效电池存在固定材料或附件等遮挡，应合理设计电路或选用不发电的仿真 CdTe 光伏组件。

4.2.2 CdTe 光伏组件作为建筑构件时，应满足建筑设计的防水、抗风压、气密性、防冲击和采光隔热等要求。CdTe 光伏组件作为幕墙使用时，其气密性、采光性能和抗风压性能应符合国家现行标准《建筑幕墙、门窗通用技术条件》GB/T 31433、《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的有关规定。CdTe 光伏组件作为屋面光伏瓦时，其防水性能，承载力，抗风压性能应符合现行国家标准《屋面瓦试验方法》GB/T 36584-2018 的有关规定。

4.2.3 CdTe 光伏组件的防火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 和《材料产烟毒性危险分级》GB/T 20285 的有关规定。光伏组件的燃烧性能不应低于所在建筑部位耐火等级的要求。

4.2.4 建筑碲化镉薄膜光伏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。

4.3 直流汇流箱

4.3.1 直流汇流设备包括光伏组串汇流箱和光伏方阵汇流箱，其基本性能指标应符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的有关规定。

4.3.2 直流汇流箱的基本功能应符合下列规定：

- 1 直流汇流箱的输入回路应具隔离保护功能，直流汇流箱的输出回路应具隔离保护功能。
- 2 直流汇流箱宜具备智能监测功能，可采集光伏组串的电流和电压。
- 3 直流汇流箱宜具有通信和显示功能，可显示通道电流、母线电压、电涌保护器的当前工作状态。
- 4 直流汇流箱宜具有发现防雷保护异常时发出告警信号的功能。

4.3.3 直流汇流箱的防护等级应符合下列规定：

- 1 户内型汇流箱不低于 IP20，户外型汇流箱不低于 IP54。
- 2 在风沙、腐蚀等特殊环境下，户外型汇流箱不低于 IP65。

4.3.4 直流汇流箱的使用应符合下列规定：

- 1 工作的额定环境温度为-25℃~+50℃。
- 2 工作的空气相对湿度为 5%~95%，箱体内部不应凝露和结冰。
- 3 海拔高度应≤2000m，当>2000 m 时应按 GB/T16935.1 的规定校验。

4.4 逆变器

4.4.1 并网逆变器的基本性能应符合国家现行标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 和《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》GB/T 20321 的有关规定。

4.4.2 并网逆变器的基本功能应符合下列规定：

1 逆变器应具备过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛效应保护功能、输出短路保护、低电压穿越、暂态电压保护、防反放电保护、极性反接保护、直流过/欠压保护、直流过载保护、电弧检测等功能。应符合现行国家标准《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》GB/T 30427 的有关规定。

2 逆变器应具备组串性能监测功能、显示和通信功能。

3 逆变器具备并/离网模式。

4 逆变器应具有根据日出和日落的日照条件，自动开机和关机的功能。

4.4.3 离网型逆变器的功能应符合下列规定：

1 逆变器应具备输入反接保护、输入过/欠压保护、过流保护、输出短路保护等功能。

2 当具备充放电控制功能时，储能变流器的功能应符合《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120 的有关规定。

3 当逆变器允许市电输入，当光伏发电系统与市电互补供电时，切换过程不应影响交流电气负载的使用。

4.4.4 逆变器应具备电势诱导衰减（PID）修复功能，防止电势诱导衰减（PID）造成的发电量损失。

4.4.5 逆变器的防护等级应符合下列规定：

- 1 户内型逆变器不低于 IP20，户外型逆变器不低于 IP54。
- 2 户外型逆变器外壳的聚合物材料应抗紫外（UV）辐射引起的材料老化。

4.4.6 并网逆变器的使用应符合下列规定：

- 1 户内带空气调节型逆变器工作的额定环境温度为 0℃~+40℃，户内不带空气调节型逆

变器工作的额定环境温度为-20℃~+40℃。户外型逆变器工作的额定环境温度为-25℃~+60℃。

2 户内带空气调节型逆变器工作的相对湿度为≤85%无凝露，户内不带空气调节型逆变器工作的相对湿度为≤95%无凝露。户外型逆变器≤100%无凝露。

3 海拔高度应≤2000m，当>2000 m 时需考虑电气绝缘强度的下降。

4.4.7 离网逆变器的使用应符合下列规定：

1 工作的额定环境温度为-10℃~+40℃。

2 工作的空气相对湿度应<85%（在空气温度为 20℃±5℃ 时），无凝露。

3 海拔高度应≤1000m。

4.5 蓄电池与控制器

4.5.1 建筑碲化镉光伏系统用储能系统宜采用电化学储能方式。储能电池分为铅酸蓄电池、锂离子电池、液流电池等，其性能应符合现行国家标准《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558、《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1、《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276 和《全钒液流电池通用技术条件》GB/T 32509 等的有关规定。

4.5.2 储能系统的电池管理系统（BMS）的功能应符合下列要求：

1 电池管理系统应具有数据采集、通信、报警和保护、控制、状态估算、参数设置、数据存储等功能。

2 铅酸和锂离子蓄电池管理系统应具有均衡和绝缘电阻检测功能。

3 两簇及以上电池直流端并联的铅酸和锂离子电池管理系统应具备电池簇间环流越限报警功能。

4 电池储能系统应有完善的热管理系统，应及时对故障部件进行隔离，故障模组应具有自动旁路功能。

5 当外接电源的正负极性与电池管理系统（BMS）的正负极性接反时，电池管理系统（BMS）应不损坏且应报警并进入切断保护状态。

6 电池组输出端正负极发生直接短路，应瞬间切断电路并报警，电池管理系统（BMS）和电芯应不损坏。

7 储能电池柜/电池包内应能够实现自动灭火功能，应能够满足全天电池组火灾防护功能。

4.5.3 当工作的额定环境温度≤-10℃ 时，储能电池应配置电加热装置。电池组应有专门的散热设计，并保证加热均匀。

4.5.4 专用蓄电池室的设计应符合下列要求：

1 位置应选择在无高温、无潮湿、无震动、少灰尘、避免阳光直射的场所，宜靠近直流配电间布置。

2 门应采用不燃材质，并向外开启。

3 室内应设置良好的通风设施，通风电动机应为防爆式。

4 室内应采用防爆型照明灯具，且不应装设开关和插座。

5 不应有与其无关的设备和管道。

4.6 线缆

4.6.1 光伏电缆分为光伏组串电缆、光伏子方阵电缆、光伏方阵电缆和低压交流电缆。电缆型式与截面选择应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217的有关规定。

4.6.2 低压交流线缆的燃烧性能等级、产烟毒性等级、燃烧滴落物的等级应根据建筑物的类别、人员密集程度进行选择，并符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348的有关规定。室内敷设直流线缆的燃烧性能等级应根据建筑的类别、人员密集程度人流密度进行选择。

4.6.3 建筑 CdTe 光伏系统连接电缆应选用光伏电缆，并应符合下列规定：

1 交/直流电缆的材质应选择镀锡铜导体，绝缘和护套应选择低烟无卤交联聚烯烃材料。

2 交流电缆额定电压为 0.6/1kV，交流系统中电缆的额定电压应大于等于电缆的系统标称电压。

3 直流电缆的额定电压为 1.5kV，最大允许电压为 1.8kV。

4 电缆外径不大于 12mm 时，弯曲半径不小于电缆外径的 3 倍；电缆外径大于 12mm 时，弯曲半径不小于电缆外径的 4 倍。

5 适用环境最低温度-40℃，正常条件下导体连续工作温度 90℃，导体最高工作温度 120℃。

4.6.4 光伏系统线缆应具有耐环境温度、湿度、紫外线、臭氧、酸碱、抗盐雾度等环境气候的性能。

4.6.5 建筑碲化镉光伏组件连接电缆组件连接器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 的相关固定，并应符合下列规定：

1 连接器的最大耐压 DC1000V，使用环境温度-40℃~85℃，相对湿度 10%~97%。

2 安全等级不低于安全防护等级 II 的要求，用于室外环境的连接器防护等级不低于 IP65。

3 采用标准连接器的公母头进行连接，接触电阻不大于 0.35mΩ。

4 光伏直流电缆与连接器的选择因满足系统电压电流的设计要求，电缆的铺设位置应与电流的使用环境要求相适应。

5 线缆上的连接器进行相互连接时，同一插接端口的两个连接器应使用同一品牌的连接器，不同厂家连接器不得相互连接。

4.6.6 光伏组件之间及组件与直流汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施。

4.7 材料

4.7.1 铝合金材料应符合下列规定：

1 铝合金型材的质量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 铝合金材料的牌号所对应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，

3 铝合金型材采用阳极氧化、电泳涂漆、粉末喷涂、氟碳喷涂进行表面处理时，应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB/T 5237 的第 2 至 5 部分标准的有关规定，型材表面处理层的厚度应符合表 4.7.1 的规定。

表 4.7.1 铝合金型材表面处理层的厚度

序号	表面处理方法		膜厚度 涂层级别	厚度 t (μm)	
				平均厚度	局部厚度
1	阳极氧化		不低于 AA15	t≥15	t≥12
2	电泳涂漆	阳极氧化膜	B	t≥10	t≥9
		漆膜	B	—	t≥7
		复合膜	B	—	t≥16
3	粉末喷涂		—	60≤t≤120	40≤t
4	氟碳喷涂		三涂层	t≥40	t≥34

注：AA15-阳极氧化型材的膜厚级别。

B-电泳涂漆型材的膜厚级别。

序号 3-喷粉型材的膜厚指装饰面上的膜层厚度。

序号 4-喷漆型材的膜厚指装饰面上的膜层厚度。

4.7.2 钢材应符合下列规定：

1 碳素结构钢的种类、牌号和等级应符合现行国家标准《优质碳素结构钢》GB/T 699、《碳素结构钢》GB/T 700、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧钢板和钢带》GB/T 3274 的有关规定。

2 不锈钢材应符合现行国家标准《不锈钢棒》GB/T 1220、《不锈钢冷加工钢棒》GB/T 4226、《不锈钢冷轧钢板和钢带》GB/T 3280、《不锈钢热轧钢板和钢带》GB/T 4237 等的有关规定。

3 耐候钢的种类、牌号和等级应符合现行国家标准《耐候结构钢》GB/T 4171 的有关规定。

4 钢材采用热浸镀锌防腐处理时，镀膜厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912 的有关规定。

5 钢材采用氟碳漆喷涂或聚氨酯漆喷涂时，涂膜厚度不宜小于 35μm；在空气污染严重及海滨地区，涂膜厚度不宜小于 45μm。

4.7.3 建筑 CdTe 光伏系统用硅酮密封胶应符合下列规定：

1 硅酮结构密封胶的性能应符合《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776 和《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》JG/T 475 的有关规定。

2 防火密封胶的性能应符合现行国家标准《建筑用阻燃密封胶》GB/T 24267 的有关规定。

3 建筑洞口、收边、搭接等暴露处应采用耐候型的硅酮建筑密封胶或聚氨酯建筑密封胶，其性能应符合国家现行标准《硅酮建筑密封胶》GB/T 14683 和《聚氨酯建筑密封胶》JC/T 482 的有关规定。

4 接缝用防水密封胶应与 CdTe 光伏组件的密封胶材料应进行相容性测试。

5 建筑密封胶和硅酮结构密封胶，应具有国家认可的检测机构进行相容性试验及与被粘结材料的剥离粘结性试验报告。

4.7.4 建筑 CdTe 光伏系统用减震材料应符合下列规定：

1 减震材料宜采用天然橡胶、三元乙丙橡胶、氯丁橡胶、丁腈橡胶、硅橡胶、丁基橡胶等材料，其性能应符合国家现行 GB/T 5574《工业用橡胶板》和 HG/T 3099《建筑橡胶密封垫预成型实心硫化的结构密封垫用材料规范》的有关规定。

2 密封胶条的性能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 隔离垫片性能应符合现行行业标准《建筑用高温硫化硅橡胶密封件》JG/T 488、《氯丁二烯橡胶 CR121、CR122》GB/T 14647 的有关规定。

4.7.5 建筑 CdTe 光伏系统用涂料应符合下列规定：

1 富锌防腐油漆的锌含量应符合现行国家行业标准《富锌底漆》HG/T 3668 的有关规定。

2 钢结构防火涂料的种类和性能应符合现行国家标准《钢结构防火涂料》GB 14907 的有关规定。

4.7.6 建筑 CdTe 光伏系统用绝热材料应符合下列规定：

1 绝热材料宜采用燃烧性能等级为 A 级的玻璃棉制品、岩棉制品、泡沫玻璃等。

2 绝热材料宜采用憎水性或不易受潮、吸湿材料，受潮或进水后的绝热材料不应产生其他物质对建筑 CdTe 光伏组件和构件产生腐蚀。

3 玻璃棉制品的技术要求应符合现行国家标准《建筑绝热用玻璃棉制品》GB/T 17795 的有关规定，钢结构用玻璃棉的表观密度不应小于 12 kg/m³。

4 泡沫玻璃的密度和性能应符合现行国家行业标准《泡沫玻璃绝热制品》JC/T 647 的有关规定。

5 岩棉制品的性能应符合现行国家标准《建筑用岩棉绝热制品》GB/T 19686 的有关规定，表观密度不宜小于 100kg/m³。

4.7.7 紧固件螺栓及配套用附件的机械性能、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、《紧固件机械性能 螺母》GB/T 3098.2、《紧固件机械性能 自攻螺钉》GB/T 3098.5、《紧固件机械性能 不锈钢螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.6 的有关规定。

5 设计

5.1 一般规定

5.1.1 应统筹考虑场地内建筑物、构筑物可利用表面,综合考虑场地太阳能资源、地理和气候特征等规划条件、项目定位、工程投资,合理确定建筑 CdTe 光伏系统应用方案。

5.1.2 CdTe 光伏建筑的规划设计应符合下列规定:

1 建筑的朝向宜朝南或接近南向,光伏方阵的方位角和倾角应结合建筑规划设计,获取较多的太阳辐照量。

2 避免建筑自身、周围设施和绿化种植对 CdTe 光伏构件的遮挡。

3 安装 CdTe 光伏组件的建筑部位宜满足冬至日全天有 3h 以上日照不受遮挡的要求。

5.1.3 CdTe 光伏构件的类型、安装位置、安装方式和颜色应结合建筑功能、建筑效果以及周围环境条件进行选择,并与建筑外观相协调。

5.1.4 CdTe 光伏组件不得影响安装部位的建筑功能,且不得影响建筑室内的正常通风、采光、保温、隔热等性能。

5.1.5 安装 CdTe 光伏组件的建筑部位,应采取必要的安全防脱落措施。

5.1.6 建筑设计中应为 CdTe 光伏组件的安装、使用、维护提供必要的空间与条件。

5.1.8 受盐雾影响的安装区域和场所,应选择符合使用环境的材料及部件作为支撑结构,并采取相应的防护措施。

5.1.9 应采取防止 CdTe 光伏组件可能产生二次辐射和光污染的措施。

5.2 建筑设计

5.2.1 建筑设计宜选用标准尺寸的 CdTe 光伏组件。

5.2.2 CdTe 光伏组件的布置安装应符合国家现行标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB 51368 的有关规定。

5.2.3 CdTe 光伏组件不应跨越建筑变形缝。

5.2.4 建筑平屋面上安装 CdTe 光伏组件应符合下列规定:

1 建材型光伏构件应保证其作为建筑材料或建筑构件的各种物理性能,其材料和构造做法应满足屋面防水、保温、隔热要求,且应保障屋面排水通畅。

2 安装型光伏组件应采用符合安全要求的安装支架。

3 光伏组件的基座与结构层相连的部位应增设附加防水层。

4 光伏组件宜根据地域位置和实际需要,经技术经济比较后按最佳倾角布置,并应设置宽度不小于 600mm 维修通道。

5 光伏组件检修通道、屋面出入口和光伏方阵之间的人行通道上部应设置刚性保护层。

6 光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管,并作防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

5.2.5 建筑坡屋面上安装 CdTe 光伏组件应符合下列规定:

- 1 建筑屋面坡度宜根据地域纬度，采用该地区年发电量最多的倾角。
 - 2 建材型光伏构件与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面的防水保温、隔热、等围护结构功能要求。
 - 3 安装型光伏组件宜平行于屋面，采用顺坡架空的安装方式，光伏组件与屋面间应留有一定的架空高度，支架应与埋设在屋面板上的预埋件牢固连接，并应采取相应防水构造措施；
 - 4 坡屋面上架空安装光伏组件时，应在檐口附近设置防止组件和支架坠落的防护构件或防护网。
 - 5 光伏瓦宜与屋顶普通瓦的模数相匹配，不得影响屋面正常的排水功能。
- 5.2.6 CdTe 光伏构件作为采光顶应符合下列规定：**
- 1 采光顶的构造型式和应用材料应满足《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231 的要求。
 - 2 在满足建筑采光要求的前提下，合理确定光伏组件的透光率。
- 5.2.7 阳台或平台上安装 CdTe 光伏组件应符合下列规定：**
- 1 构成阳台栏板的光伏组件，应符合建筑阳台栏板强度和高度要求。
 - 2 光伏组件附加在阳台栏板上，应最大程度地满足光伏发电系统的设计要求；
 - 3 构成阳台栏板式的光伏组件和安装在阳台栏板的光伏组件支架应与栏板结构主体上的预埋件牢固连接，并有防坠落措施。
- 5.2.8 墙面上安装 CdTe 光伏组件应符合下列规定：**
- 1 CdTe 光伏构件应满足墙体保温节能要求，并应具有一定刚度。
 - 2 CdTe 光伏构件的支架应与墙面结构主体上的预埋件牢固连接，并不应影响墙体的保温构造和节能效果；轻质填充墙不应作为光伏组件的支撑结构。
 - 3 设置在墙面的光伏组件的引线应暗敷，其穿过墙面处应预埋防水套管。
 - 4 光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、分格等协调。
 - 5 光伏组件设置在窗面上时，应满足窗面采光、通风、节能等围护结构功能要求。
- 5.2.9 幕墙上安装 CdTe 光伏组件，应符合下列规定：**
- 1 幕墙的构造型式和应用材料应满足国家现行标准《建筑幕墙》GB/T21086、《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T29759、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《建筑玻璃应用技术规程》JGJ113 的有关规定，并应满足建筑采光、通风、节能等围护结构的功能要求。
 - 2 光伏幕墙单元组件尺寸应符合幕墙设计模数，光伏组件表面颜色、透光率、材质应与幕墙协调统一。
 - 3 合理确定光伏组件的组合方式、透光率和光伏幕墙的朝向，满足建筑空间的采光、通风和节能要求。

5.3 结构设计

5.3.1 建筑 CdTe 光伏系统结构设计应具有承载能力、刚度、稳定性和相对于主体结构的位移能力。

5.3.2 建筑 CdTe 光伏系统结构设计应符合下列规定：

- 1 建筑附加碲化镉 (CdTe) 薄膜光伏系统的结构设计使用年限不应小于 25 年。
- 2 建筑集成碲化镉 (CdTe) 薄膜光伏系统支撑结构的设计使用年限不应小于其替代的建筑构件 (或主体结构) 的设计使用年限。
- 3 建筑集成碲化镉 (CdTe) 薄膜光伏系统支撑结构的抗震设防类别应与建筑主体结构一致。

5.3.3 光伏采光顶结构构件的结构计算应符合现行国家行业标准《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国家行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。

5.3.4 安装于混凝土屋面、彩钢瓦屋顶等 CdTe 光伏组件支架结构, 应按照《钢结构设计标准》GB50017、《光伏电站设计规范》GB 50797 等标准的有关规定计算。

5.3.5 建筑 CdTe 光伏系统荷载及作用应符合现行国家标准《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068、《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定。

5.3.6 建筑 CdTe 光伏系统的结构设计, 应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度; 按正常使用极限状态计算结构和结构构件的变形。

5.3.7 建筑 CdTe 光伏系统结构设计应计算下列作用效应:

- 1 非抗震设计时, 应计算重力荷载、风荷载、雪荷载和温度作用效应;
- 2 抗震设计时, 应计算重力荷载、风荷载、雪荷载、温度作用和地震作用效应。

5.3.8 结构或结构构件按承载力极限状态设计时, 应采用荷载的基本组合或偶然组合计算荷载组合的效应设计值, 并按下式进行设计。

$$\gamma_0 S_d \leq R_d \quad (5.3.8-1)$$

式中: γ_0 ——结构重要性系数, 可取 1.0;

S_d ——荷载组合的效应设计值;

R_d ——结构或结构构件的抗力设计值; 在抗震设计时应除以承载力抗震调整系数 γ_{RE} , γ_{RE} 应按现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的规定取值。

5.3.9 结构或结构构件按正常使用极限状态设计时, 应采用荷载效应的标准组合。应符合下式要求:

$$S_d \leq C \quad (5.3.9-1)$$

式中:

C ——设计对变形、裂缝等规定的相应限值, 应符合现行国家标准结构设计的相关规定。

5.3.10 当荷载及作用可按线性关系考虑时, 建筑 CdTe 光伏系统构件承载力极限状态设计的荷载及作用效应组合应符合下列规定:

- 1 无地震作用效应组合时, 荷载组合的效应设计值应按下列公式计算:

$$S_d = \gamma_G S_{GK} + \gamma_w \psi_w S_{WK} + \gamma_s \psi_s S_{SK} + \gamma_t \psi_t S_{TK} \quad (5.3.10-1)$$

2 有地震作用效应组合时，荷载组合的效应设计值应按下列公式计算：

$$S_E = \gamma_G S_{GK} + \gamma_E \psi_E S_{EK} + \gamma_w \psi_w S_{WK} + \gamma_t \psi_t S_{TK} \quad (5.3.10-2)$$

式中：

S_{GK} ——永久荷载效应标准值；光伏组件玻璃荷载技术参数可按照本标准附录 B 的规定选择。

S_{WK} ——风荷载效应标准值；

S_{SK} ——雪荷载效应标准值；

S_{EK} ——地震作用效应标准值；

S_{TK} ——温度作用效应标准值，对变形不受约束的支承结构及构件，可取 0；

S_E ——地震作用效应标准值和其他荷载按基本组合的效应设计值；

γ_G ——永久荷载分项系数；

γ_w 、 γ_s 、 γ_E 、 γ_t ——风荷载、雪荷载、地震作用、温度作用的分项系数；

ψ_w 、 ψ_s 、 ψ_E 、 ψ_t ——风荷载、雪荷载、地震作用、温度作用的组合系数；

3 结构或结构构件按正常使用极限状态设计时，荷载效应采用标准组合，可按本规程式 (5.3.10-1) 计算，各荷载分项系数宜取 1.0；

5.3.11 建筑 CdTe 光伏系统结构设计，宜对施工阶段进行验算，并应符合下列规定：

1 施工检修荷载不宜小于 1.0kN，当有可靠依据时，也可按实际荷载取值并作用于最不利位置。

2 进行构件施工检修荷载承载力验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载进行组合；永久荷载分项系数可取 1.3，施工检修荷载的分项系数可取 1.5。

3 变形验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载进行组合，永久荷载分项系数取 1.0。

5.3.12 光伏幕墙与主体结构的连接件的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

5.3.13 CdTe 光伏构件所选用的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。

5.3.14 CdTe 光伏构件用于点支承玻璃幕墙结构时，采用浮头式连接件的幕墙发电玻璃厚度不应小于 6mm；采用沉头式连接件的幕墙发电玻璃厚度不应小于 8mm。

5.3.14 光伏幕墙设计应采取构造措施防止幕墙、采光顶变形对型材内线缆产生挤压。

6 建筑碲化镉光伏系统设计

6.1 一般规定

6.1.1 CdTe 光伏系统应结合建筑条件，综合发电量、系统效率、电网条件、用电负荷、安全和运行维护等要求进行设计，并应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的规定。

6.1.2 CdTe 光伏系统类型应根据建筑物使用功能、电网条件、负荷性质、系统规模及运行方式等因素确定。

6.1.3 CdTe 光伏系统发电量预测应根据项目建设地的太阳能资源情况，并考虑发电系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定，光伏系统发电量可参考附录 D 计算。

6.1.4 CdTe 光伏系统的安装容量与逆变器的容量配比应综合考虑当地太阳能资源、组件的安装形式、建筑表面环境条件、直流侧各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。

6.1.5 CdTe 光伏系统直流侧电压等级不应大于 1000V。在人员可接触或接近光伏系统的位置设置警示标识。

6.1.6 CdTe 光伏系统不应作为应急电源。

6.2 光伏方阵

6.2.1 CdTe 光伏系统的光伏方阵宜采用固定式安装，最佳倾角和安装间距应结合当地气候条件及建筑朝向、建筑结构等因素进行设计，并应符合下列规定：

- 1 并网光伏发电系统，宜使光伏方阵的倾斜面上受到的全年最大辐照量。
- 2 独立光伏发电系统，宜使最低辐照度月份光伏方阵倾斜面上受到较大辐照量。

6.2.2 CdTe 光伏系统同一光伏组串内，各光伏组件的电性能参数宜一致。

6.2.3 CdTe 光伏系统的方阵组串设计应符合下列规定：

1 光伏组串的工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内，组串最大开路电压不应大于逆变器和光伏组件允许的最大系统电压的较小值。组串联数量计算应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的有关规定。

2 光伏组串的并联数可根据系统安装容量及光伏组串的容量确定。

6.2.4 CdTe 光伏方阵需功能接地时，应负极接地，并应符合下列规定：

- 1 应通过电阻接地，总接地电阻值应满足 $R > U_{\max pv} / 0.03$;

式中：R ——包括接地电阻在内的直流侧总绝缘电阻（ Ω ）；

$U_{\max pv}$ ——碲化镉光伏系统最大直流电压（V）。

2 应采用单点接地，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。

6.3 直流系统

6.3.1 CdTe 光伏系统直流侧设计电压应高于光伏组串在当地昼间最低气温下的最大开路电压。

6.3.2 CdTe 光伏系统直流电气元器件和设备应符合下列规定：

1 额定电压不应低于直流侧设计电压。

2 额定电流不应低于直流电路的最小电流额定值，且应满足最高预期电流的要求，用于直流设备和线路的最小电流额定值应按附录 C 选择。

3 温度等级应适用所在位置的环境要求。

6.3.3 光伏组串的输出宜就近汇流，光伏组串回路数较多时可采用两级或多级汇流，再经方阵汇流箱接入逆变器。

6.3.4 直流汇流箱的设计应符合下列规定：

1 输出应设置具有隔离功能的保护电器，方阵汇流箱每个配电单元的输入应经隔离电器接至汇流母排。

2 输入回路应具有过电流保护，直流侧过电流保护设计应符合附录 B 的规定；

3 组串汇流箱输入回路可安装防反二极管，防反二极管不应代替过电流保护电器；

4 应设置电涌保护器，电涌保护设计应符合本规程第 6.8 节的规定。

6.3.5 CdTe 光伏系统的逆变器额定功率和台数应根据光伏方阵分布情况和安装容量确定，逆变器的配置应符合下列规定：

1 宜选择具有多路最大功率跟踪（MPPT）功能的组串式逆变器，不同规格、朝向和安装倾角的光伏方阵或光伏组串应接入不同逆变器或逆变器的不同 MPPT 输入回路。

2 当组件不满足串联要求时，可选用微型逆变器或增设功率优化器。

3 直流侧功能接地的光伏系统，应经隔离型逆变器或隔离变压器接入电网。

4 离网逆变器的总额定功率还应根据交流侧负荷最大功率及负荷性质确定，并应满足用电设备的启动要求。

6.3.6 直流汇流箱、组串式逆变器宜靠近光伏方阵布置，室内布置时应设置通风散热设施。

6.3.7 独立 CdTe 光伏系统应配置储能装置，可向负载持续、稳定供电。并网 CdTe 光伏系统可根据实际需求合理配置储能系统。储能系统设计应符合下列规定：

1 电化学储能系统设计应满足现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的有关规定。

2 储能系统的额定容量应根据光伏方阵安装容量、负荷用电量及预期的供电时间、储能电池类型及其技术特性等因素确定。

3 储能系统应配置电池管理系统，电池管理系统应和储能电池性能相匹配。

6.4 交流系统

6.4.1 CdTe 光伏系统的主接线方式应按额定容量、光伏方阵布置、接入电压等级和出线回路数、用电负荷等条件经技术经济比较后确定，并应符合下列要求：

1 220/380V 并网时，宜采用单元或单母线接线；10kV 并网宜采用线变组或单母线接线；

2 除配电室、箱变低压母线间联络外，接有光伏系统的配电区域，不应与其他区域建立低压联络。

6.4.2 建筑碲化镉光伏系统采用 10kV 并网时，升压变压器的选择应符合下列规定：

- 1 宜选用自冷式、低损耗、无励磁调压电力变压器，其能效水平应高于能效等级 3 级的要求。
- 2 当无励磁调压电力变压器不能满足电力系统调压要求时，可采用有载调压电力变压器；
- 3 变压器容量宜根据光伏发电系统的额定容量进行选取。
- 4 宜选择干式变压器。

6.4.3 CdTe 光伏系统接入用户侧低压配电系统时，应校验相关线路的热稳定及变压器承载力，不满足时应采取提高接入电压等级等措施。

6.4.4 并网 CdTe 光伏系统输出应经专用并网开关柜并网。

6.4.5 并网 CdTe 光伏系统无功补偿应采用就地无功补偿和并网接入要求配置，并应符合下列规定：

- 1 应依据并网逆变器无功功率调节能力、汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素计算无功补偿容量。
- 2 应充分利用并网逆变器无功控制功能配置无功补偿。

6.4.6 CdTe 光伏系统交流供电线路导体截面选择应符合下列规定：

- 1 应根据系统最大发电容量、并网电压等级和系统效率选取导体截面。
- 2 当接入公共电网时，还应结合本地配电网规划与建设情况选择导体截面。

6.5 系统接入

6.5.1 CdTe 光伏系统并网应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 和《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 的相关规定。继电保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 和《分布式电源并网继电保护技术规范》GB/T 33982 的相关规定。

6.5.2 CdTe 光伏系统公共连接点处应装设电能质量在线监测装置，电能质量应符合相关国家标准的规定。光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

6.5.3 CdTe 光伏系统应根据装机容量和电网承载能力，并经技术经济比较后确定接入电压和接入方案并应符合下列规定：

- 1 当高、低两级电压均具备接入条件时，宜采用低电压等级接入。
- 2 系统并网电压等级宜按表 6.5.3 选取。

表 6.5.3 光伏系统并网电压等级

序号	容量	电压等级
1	$S \leq 8\text{kW}$	220V/单相
2	$8\text{kW} < S \leq 500\text{kW}$	380V/三相

3	500kW<S≤6000 kW	10kV/三相
---	-----------------	---------

6.5.4 CdTe 光伏系统并网应符合下列规定：

- 1 宜采用分散逆变、就地并网方式接入用户侧。
- 2 宜采用分散逆变、集中并网方式接入公共电网。
- 3 接入点选择应根据系统接入电压等级和商业运营模式确定。

6.5.5 CdTe 光伏系统应在并网点设置易于操作的并网断开装置，并应符合下列规定：

- 1 通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统，应在并网点安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的开关，开关应具备失压跳闸及检测有压合闸功能。
- 2 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统，应在并网点安装可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流以及具备失压跳闸的开断设备。

6.5.6 CdTe 光伏系统应具备防孤岛保护功能，并应符合下列规定：

- 1 防孤岛保护应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护动作时间不大于 2s，且还应与电网侧线路和安全自动装置保护、故障穿越要求相配合。
- 2 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统，应配置独立的防孤岛保护装置，通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统，可利用逆变器实现防孤岛保护。

6.5.7 并网建筑碲化镉光伏系统应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置。并应符合下列要求：

- 1 光伏发电系统接入电网前应明确计量点，全额上网光伏发电系统应在产权分界点处设置发电计量点，自发自用/余电上网光伏发电系统应分别在产权分界点、光伏发电并网点和用户用电点处设置计量点。
- 2 每个计量点均应装设双向电能计量装置，其设备配置和技术要求应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448、《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 等相关标准、规程的规定。

6.5.8 建筑碲化镉光伏系统并网处应设置醒目的安全标识，并应符合下列规定：

- 1 通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统，应在专用并网低压开关柜上标识“警告”“双电源”等提示性文字和符号。通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统，应在电气设备和线路附近标识“当心触电”等提示性文字和符号。
- 2 标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合现行国家标准《安全标志及其适用导则》GB 2894 的规定。

6.6 监测系统

6.6.1 CdTe 光伏系统应根据系统的规模和用户需求确定监测系统的功能和配置。

6.6.2 监测系统应由数据采集、数据传输等组成。

6.6.3 数据采集模块应采集下列数据：

- 1 太阳总辐射量、气温、光伏组件背板表面温度、室外气温、风速、风向等环境监测数据；
- 2 系统发电量、直流侧电压和电流，交流侧功率、电压、电流和频率、电能质量等电力监

测数据；

3 开关位置、系统异常和故障信号、保护动作信号等设备运行状态监测数据。

6.6.4 数据传输应支持多种通信协议和通信接口。

6.6.5 CdTe 光伏监测系统宜接入建筑智能化系统。

6.7 布线系统

6.7.1 CdTe 光伏系统配电和控制用线缆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。

6.7.2 建筑 CdTe 光伏系统组串电缆、子方阵电缆和方阵电缆的截面积除应符合本规程第 4.6.1 条的规定外，还应符合下列规定确定的导体截面积的最大值：

- 1 导体载流量应大于附录 C 规定的最小值。
- 2 导体载流量应根据电缆敷设环境温度、安装位置和敷设方式等进行修正。
- 3 当系统处于额定功率运行状态时，直流侧线路电压降不宜大于 3%。

6.7.3 CdTe 光伏系统线缆布线应符合下列规定：

- 1 交流电缆和直流电缆不应共用同一导管或电缆桥架布线。
- 2 电力电缆和控制电缆、通信线缆不应共用同一导管或电缆桥架布线。
- 3 屋面线缆应采用导管或电缆槽盒敷设方式。电缆、接线盒和连接器应采取防水保护措施。
- 4 光伏幕墙、采光顶线缆采用导管、电缆槽盒敷设方式，可结合支撑结构或在构件型材空腔内布线安装。当光伏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 应根据光伏幕墙、采光顶类型采用不同接线盒。
- 6 组串线缆应采取固定和防晒措施，当敷设环境温度超过线缆运行环境温度时，应采取隔热措施。
- 7 电缆桥架和导管穿越建筑物变形缝处时，应设置补偿装置。
- 8 导管、电缆槽盒以及幕墙横梁立柱的空腔内光伏电力电缆布线的截面利用率不应超过 40%，控制线缆、通信线缆不应超过 50%。

6.7.4 潮湿场所和露天敷设的电缆桥架、导管及其安装支架应采取防腐蚀措施；暴露在室外的非金属导管、桥架等均应选用耐紫外线型。

6.7.5 CdTe 光伏系统直流布线应设置永久标识，并应符合下列规定：

- 1 光伏电缆的标识应清晰、耐擦除。
- 2 敷设光伏电缆的导管或电缆槽盒，应每隔不超过 5 米在外壳粘帖标签。
- 3 多路进入汇流箱或者组串式逆变器的电缆应按照极性分组或按照回路编号配对。

6.7.6 光伏电缆布线系统防雷设计应符合 6.8 节的规定。

6.8 防雷与接地

6.8.1 新建建筑 CdTe 光伏系统的防雷分类应与所安装建筑的防雷分类一致。

6.8.2 既有建筑改造增加 CdTe 光伏系统时，应对建筑物原有防雷装置进行检查、评定，改造后建筑防雷类别应不低于原建筑建成时的防雷类别。

6.8.3 建筑 CdTe 光伏系统防雷接地、功能接地、保护接地等应与建筑物电气装置共用接地体。

6.8.4 设有防雷装置的建筑物，建筑 CdTe 光伏系统应处于接闪器保护范围内，并应满足以下要求：

1 在建筑物防雷装置保护范围内，或单独设置接闪器时，建筑 CdTe 光伏系统宜与防雷装置保持间隔距离；当无法保证间隔距离时，建筑 CdTe 光伏系统金属支架应与防雷装置可靠连接。

2 当接闪器固定在 CdTe 光伏系统金属支架上时，光伏组件金属支架应与防雷装置可靠连接。

6.8.5 建筑 CdTe 光伏系统雷击电磁脉冲防护包括：屏蔽、接地和等电位连接、安装协调配合的电涌保护器。

6.8.6 建筑 CdTe 光伏系统线路屏蔽宜采用以下措施：

1 光伏方阵的布线应使得包围的环路面积最小；

2 光伏系统的直流电源、监控及数据传输线路宜采用屏蔽线缆，或沿金属管、金属槽盒内敷设；

3 光伏系统的直流线缆应与功能性接地导体或等电位连接导体沿同一路径平行敷设。

6.8.7 当建筑 CdTe 光伏幕墙系统需要功能性接地时，应采用 6mm^2 铜导体接地线连接光伏系统的金属支架和光伏组件的金属框架，并应连接到等电位连接板，与建筑物接地系统共用同一接地网。

6.8.8 建筑 CdTe 光伏幕墙系统的金属支架应和等电位连接线连接。当金属支架与防雷装置保持间隔距离时，等电位连接线截面不应小于 6mm^2 铜导体；当金属支架与防雷装置连接时，宜连接成环形，等电位连接线截面不应小于 16mm^2 铜导体。

6.8.9 建筑 CdTe 光伏系统电涌保护器的电压保护水平应不大于被保护设备耐冲击电压额定值，其冲击电流或标称放电电流应与 SPD 安装处的电磁环境相适应。

6.8.10 设有防雷装置的建筑物，当光伏系统与防雷装置之间满足间隔距离时，可选择 II 级试验 SPD；不满足间隔距离时，应选择 I 级试验 SPD（通常与 II 级试验的 SPD 配合使用）或者选择组合型 SPD。

6.8.11 所选择的外部脱离器应与 SPD 同时进行型式试验。

6.8.12 光伏系统直流侧和交流侧均应设置 SPD，安装位置根据系统配置和安装情况确定。

6.9 安全防护

6.9.1 建筑 CdTe 光伏系统电击防护除应符合现行国家标准《低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护》GB/T 16895.21 的有关要求外，应采取下列措施之一：

1 应在直流侧采取双重绝缘或加强绝缘保护措施。

2 当光伏系统最大开路电压不大于 60V 时，可采用安全特低电压（SELV）或保护特低电压（PELV）防护措施。

6.9.2 建筑 CdTe 光伏系统直流侧过电流保护应符合下列规定：

1 当预期反向故障电流大于碲化镉光伏组件的最大过电流保护额定值时，应提供光伏组串过电流保护。光伏组串过电流保护电器宜安装在组串汇流箱输入回路中或逆变器直流输入端。

2 两个及以上的光伏子方阵并联连接时，应提供光伏方阵过电流保护，过电流保护电器应设置在方阵汇流箱输入回路中。

3 连接储能装置的碲化镉光伏系统或在故障条件下存在其他电源的电流流入光伏方阵时，应设置光伏方阵过电流保护。方阵过电流保护电器应安装在方阵电缆与逆变器的连接处或在充电控制器和储能电池组之间靠近电池组处；

4 保护电器的选择应符合现行国家标准《低压电气装置 第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）电源系统》GB/T 16895.32 的有关要求。

6.9.3 建筑 CdTe 光伏系统应具有光伏方阵对地绝缘阻抗检测功能。在光伏系统运行前，应对绝缘阻抗进行检测，当检测到绝缘阻抗小于 $U_{maxpv} / 30$ 时应指示故障，故障保护动作应符合下列规定：

1 对于直流侧功能接地的光伏系统，应关闭逆变器并断开光伏方阵所有极的接地连接，当断开光伏方阵故障部分所有极的接地连接时允许继续接入电网。

2 对于非隔离型光伏系统，应关闭逆变器并断开交流电路所有带电导体或光伏方阵故障部分与逆变器的连接的所有极，当将光伏方阵故障部分的所有极从逆变器断开时允许继续接入电网。

6.9.4 建筑 CdTe 光伏系统应具有剩余电流监测功能，对连续剩余电流进行监测，并应符合下列规定：

1 连续剩余电流超过下列限值时，开关设备应在 0.3s 内动作并指示故障。

对于额定输出功率不大于 30kVA 逆变器，连续剩余电流限值为 300mA；

对于额定输出功率大于 30kVA 逆变器，连续剩余电流限值为 10mA/kVA，最大不超过 5A。

2 剩余电流监测保护动作要求应符合下列要求：

(1) 对于直流侧功能接地的光伏系统，允许继续接入电网。但应断开光伏方阵故障部分的所有极与逆变器的连接或断开功能接地连接。

(2) 对于非隔离型光伏系统，应关闭逆变器并断开交流电路所有导体或光伏方阵与逆变器连接的所有极，当将光伏方阵故障部分的所有极从逆变器断开时允许继续接入电网。

6.9.5 建筑 CdTe 光伏系统最大系统电压大于或等于 80V 时，应设置直流电弧保护，保护装置在检测到故障电弧后，应能切断发生电弧故障的组串并发出报警信号，直流电弧保护应符合现行国家标准《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750 的规定。

6.9.6 建筑 CdTe 光伏系统宜具备直流快速关断功能，当快速关断功能触发时，关断装置应在 30s 内完成组件级关断，并应符合下列规定：

- 1** 应能断开光伏直流电源、储能装置和其他直流电源的直流回路。
- 2** 快速关断装置应设置在易操作的位置，当人工启动快速关断装置时，光伏系统不应自动重启。
- 3** 宜具有火灾自动报警系统联动触发的接口。

7 施工与验收

7.1 一般规定

7.1.1 建筑 CdTe 光伏系统安装施工前应制定系统施工和安全施工等相应的施工方案，CdTe 光伏系统的安装和调试应作为专项方案进行施工组织设计。

7.1.2 CdTe 光伏系统施工准备应符合下列规定：

- 1 设计文件齐全并应通过会审、交底、并网接入许可等。
- 2 施工组织设计和施工方案已审批。
- 3 施工现场应具备水通、电通、路通、电信通及场地平整等条件。
- 4 应完成建筑主体结构的预留预埋。

7.1.3 进场设备和材料的规格应符合设计要求，其合格证、说明书、测试记录、附件、备件等均应齐全。

7.1.4 电气施工安装应采取以下电击防护措施：

- 1 应穿绝缘鞋，带低压绝缘手套，使用相应的绝缘工具。
- 2 施工场所应有明显的电气安全标识。
- 3 在 5 级以上大风、大雪、大雨、浓雾等天气情况下不得进行室外施工作业。

7.1.5 安装施工光伏系统时应采取以下安全措施：

- 1 不得直接接触光伏组件引出端带电部位，不得将 CdTe 光伏组件正负极短接测试。
- 2 光伏系统的各部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞。
- 3 破损的 CdTe 光伏组件，应设置限制接近的标志，并通知相关供应商进行回收处理。
- 4 在无护栏的屋面上安装施工时，应采取可靠防坠落措施。

7.2 土建工程

7.2.1 既有建筑光伏幕墙龙骨、基座应与建筑主体结构连接牢固，并由有资质的专业人员负责施工和养护。

7.2.2 屋面支架基础的施工应符合下列规定：

- 1 在屋面结构层上现场砌（浇）筑的支架基础应进行防水处理，并符合《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的规定。
- 2 在支架安装前，钢基座和混凝土基座顶面的预埋件应涂防腐涂料并有保护措施。
- 3 支架连接部件与基座之间的空隙应采用细石混凝土填充密实。

7.2.3 幕墙龙骨支架的施工应符合下列规定：

- 1 应按设计要求安装光伏组件的支架。钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的有关规定。
- 2 钢结构支架焊接完毕，应按设计要求做防腐处理。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212 和《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224 的有关规定。
- 3 钢结构支架应与建筑物接地系统可靠连接。

7.3 机电工程

7.3.1 光伏组件的安装和组件之间的接线除应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定外，还应符合下列规定：

- 1 严禁触摸光伏组串的带电部分。
- 2 光伏组件与建筑实体墙之间应留有安装空间和散热间隙，该间隙不得小于 50mm，且间隙不得填充易燃杂物。
- 3 光伏组件应整齐可靠地固定在支架或连接件上，安装间距和安装位置编码应符合设计要求。
- 4 光伏组件之间的连接处应设置明显警告标识。
- 5 安装于可上人屋面的光伏系统应设置围栏，可接触部位应满足绝缘要求。
- 6 并联组串之间应采用防反充二极管。
- 7 光伏组件安装时如有破损，应按该编码位置设计的性能参数补充光伏组件。
- 8 接通光伏组件电路后不得遮挡光伏组件。

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

7.3.3 固定式支架及手动可调支架的安装、跟踪式支架的安装应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定。

7.3.4 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 的相关规定。

7.3.5 光伏汇流箱的安装除应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定外，还应符合下列规定：

- 1 光伏汇流箱孔距应与支架孔距相同，汇流箱固定面与支架表面吻合。
- 2 光伏方阵的输出端应有明显的极性标识和光伏子方阵的编号标识。
- 3 光伏汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入。
- 4 汇流箱与光伏组件串进行电缆连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏组件连接件。

7.3.6 逆变器的安装除应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定外，还应符合下列规定：

- 1 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。
- 2 逆变器直流侧电缆接线前必须确认汇流箱侧有明显断开点。
- 3 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

7.3.7 防雷与接地安装除应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 和《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定外，还应符合下列规定：

1 建筑光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接，焊接处应有防腐措施，焊接时搭接长度应符合现行国家标准《建筑物防雷工程施工与质量验收规范》GB 50601 的有关规定。

2 带边框的光伏组件应将边框可靠接地，螺栓固定应有防松零件。不带边框的光伏组件，固定结构的接地做法应符合设计要求。

3 盘柜、桥架、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导电良好，金属盘门应采用裸铜软导线与金属构架或接地端子进行连接。

7.3.8 穿过屋面或外墙的电线应设防水套管，并有防水密封措施，并布置整齐。

7.4 设备调试

7.4.1 CdTe 光伏系统调试前，应完成安装工程并验收合格。

7.4.2 建筑 CdTe 光伏系统的调试应包括光伏组串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备调试及光伏发电系统的联合调试。

7.4.3 光伏组串调试、二次系统调试应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 的有关规定。汇流箱、储能系统调试应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定。

7.4.4 逆变器调试除应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794 的有关规定外，还应符合下列规定：

- 1 逆变器停运后，应打开盘门进行检测时，必须切断直流交流和控制电源，并确认无电压后，在有人监护下进行。
- 2 逆变器在运行状态下，严禁断开无灭弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

7.5 工程验收

7.5.1 建筑 CdTe 光伏系统的验收应符合下列规定：

- 1 CdTe 光伏系统工程为专项工程，其验收应单独进行专项工程验收。
- 2 建筑 CdTe 光伏系统单位工程的验收按土建工程、安装工程、绿化工程、安全防范工程、消防工程五类进行，验收的流程和内容应符合现行国家标准《光伏发电工程验收规范》GB 50796 的有关规定。

7.5.2 建筑 CdTe 光伏系统的验收文件和记录应完整齐备。

8 运行与维护

8.1 一般规定

8.1.1 建筑 CdTe 光伏系统经验收合格后，在系统运行前，应符合以下规定：

- 1 应制定现场运行与维护技术规程，并对运行与维护人员进行培训。
- 2 应制定运行与维护技术手册。
- 3 应建立管理制度、编写应急预案，管理制度及应急预案的关键条款应张贴在醒目位置。

8.1.2 建筑 CdTe 光伏系统的稳定运行和安全运行应符合下列规定：

- 1 光伏建筑一体化系统不应对人体或建筑物造成危害，其运行与维护应保证系统本身安全，并应保持正常的发电能力。
- 2 光伏建筑一体化系统主要部件在运行期间，应始终符合国家现行有关产品标准的规定，达不到要求的部件应及时维修或更换。
- 3 光伏建筑一体化系统主要部件周围不得堆积易燃易爆物品，设备本身及周围环境应散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。
- 4 光伏建筑一体化系统运行和维护的全过程应进行记录并及时归档，并应对每次故障记录进行分析。
- 5 光伏建筑一体化系统维护前应做好安全准备，并应断开所有应断的开关，必要时应穿绝缘鞋，戴绝缘手套，使用绝缘工具。

8.1.3 光伏建筑一体化系统中作为显示和交易的计量设备和器具必须符合计量相关规范的要求，应定期进行校验。

8.2 系统设备

8.2.1 建筑 CdTe 光伏组件的运行与维护应符合下列规定：

- 1 光伏组件宜在阴天或无风、雪、雨的早晚进行维护。
- 2 光伏组件表面应保持清洁，定期检查组件遮挡情况并及时处理。
- 3 光伏组件严禁使用腐蚀性溶剂或用硬物擦拭。
- 4 封装材料破损、腐蚀，封装材料灼焦及明显颜色变化，封装结构内有明显的结露、进水及气泡，接线盒变形、开裂、烧毁，电缆破损，接线端子接触不良等异常状态时应及时维护或更换。
- 5 光伏组件上的带电标识应完好。

8.2.2 直流汇流箱的运行与维护除应符合现行行业标准《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 的有关规定外，还应符合下列规定：

- 1 断路器应定期检查，主触点损坏应及时维修。
- 2 熔断器应定期检查，熔断器装置断裂、包装装置启动后应及时排除故障并维修更换，同时保护装置复位。
- 3 防反二极管应定期检查，出现损坏应及时维修或更换。

4 定期检查汇流箱的光伏引线电缆的接触紧固情况。

5 直流汇流箱金属外壳应可靠接地。

8.2.3 逆变器的运行与维护除应符合现行行业标准《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 的有关规定外，还应符合下列规定：

1 检查本规范第 4.4.2 条规定的功能是否完好。

2 每日启动前对方阵对地绝缘电阻检测，如不符合第 6.9.3 条规定，检查是否存在绝缘老化或接地故障。

3 逆变器可通过断开交流输出侧断路器检查其工作情况，当出现异常情况时应断电检查。

4 定期检查电气连接情况，如线缆是否有损伤、连接是否脱落、松动，未使用的端口防水盖是否处于锁紧状态等。

8.2.4 蓄电池与控制器的运行与维护除应符合现行行业标准《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 的有关规定，蓄电池的运行与维护还应符合现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724 的有关规定，铅酸蓄电池的运行环境与周期检验应符合现行国家标准《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473 的有关规定。

8.2.5 交流配电柜维护检查应符合现行行业标准《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 的有关规定，同时应符合下列安全事项：

1 运行环境应符合设计要求。

2 交流配电柜的金属框架及基础型钢与保护导体连接可靠。

3 交流配电柜线路的线间和线对地绝缘电阻值，馈电线路不应小于 $0.5M\Omega$ ，二次回路不应小于 $1M\Omega$ 。

4 雷电过后要及时检查配电柜内防雷保护是否失效。

5 定期检查配电柜内保护电器是否存在烧坏、发热、接触安装不良等情况，如有发现现场立即维护。

6 检查时不得触碰其他带电回路，最少两个人一组，相互监护作业。使用的工具确保绝缘良好，防止造成短路。

8.3 防雷与接地

8.3.1 防雷与接地系统每年应定期检查，并应符合下列规定：

1 防雷接闪器、引下线等防雷装置应安装可靠、连接良好，无断裂、锈蚀、脱焊。

2 光伏组件、支撑结构于屋面接闪网应可靠连接。

3 建筑 CdTe 光伏系统接地与建筑物接地装置应可靠连接，接地电阻应满足设计要求。

4 电涌保护器应符合设计要求，并处于有效状态。

5 接地标识、标志完好。

8.3.2 CdTe 光伏系统各关键设备的防雷装置应有效，并应在雷雨季节到来之前、雷雨过后及时检查。

8.4 线缆

- 8.4.1 电缆表面应完好无损，不应出现破皮等现象。
- 8.4.2 对于电缆对设备外壳造成过大压力、拉力的部位，电缆的支撑点应完好。
- 8.4.3 电缆运行应做如下检查：
 - 1 当光伏系统中使用双拼或多拼电缆时,应检查电流分配和电缆外皮的温度。
 - 2 线缆接线端在配电箱内每个回路的标识。
- 8.4.4 电缆和电缆桥架的防火封堵措施应符合下列规定：
 - 1 电缆在进出配电柜处的部位应封堵完好,不应存在直径大于10mm的孔洞。
 - 2 桥架穿防火分区分隔墙或楼板处，防火封堵应严密、无脱落。

8.5 数据通信系统

- 8.5.1 监测及数据传输系统运行与维护除符合现行行业标准《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 的有关规定，还应符合下列规定：
 - 1 对4.3.2条规定的直流汇流箱采集的数据信息、4.4.2条规定的逆变器采集的数据信息和输入数据的传感器采集的环境数据定期检查。
 - 2 识别系统运行状态，分析定位系统故障问题。
- 8.5.2 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 次有无故障报警，当有故障报警时，应及时维修。

9 节能与低碳评价

9.1 一般规定

9.1.1 建筑工程采用 CdTe 光伏系统时，应结合经济效益进行节能与低碳评价。评价应贯穿策划、设计、施工及运维全过程。

【条文说明】为保证 CdTe 光伏系统的实施质量，推动其健康发展，需通过评价技术，对其策划、设计、施工及运维全过程进行核查和管理。

9.1.2 策划阶段，选用 CdTe 光伏系统时，应根据适用条件、投资规模、项目负荷特点和当地资源条件进行适宜性评价。

【条文说明】对 CdTe 光伏系统的选用，要充分依据当地资源条件和系统末端需求，进行适宜性评价，当技术可行性和经济合理性同时满足时，方可采用。

9.1.3 设计阶段，应按照完成的设计方案和施工图设计文件等，给出 CdTe 光伏系统的节能和减碳评价计算书。

【条文说明】本条规定了承担 CdTe 光伏系统工程的设计单位，应按照完成的设计方案和施工图，以计算书的形式，给出该系统的节能和低碳效益分析，从而使承担施工图审查的单位和建设单位得以掌握 CdTe 光伏系统工程的预期节能、减碳效益，从而确定设计方案的科学性和合理性。

9.1.4 施工阶段，若影响光伏系统性能的因素发生变化，则应对节能和低碳评价进行重新核算。并应根据竣工验收所提的系统光电转换效率检验记录进行系统实际运行后的绿色低碳效益的评价验证。

9.1.5 运行阶段，宜以一年为一个评价周期，对 CdTe 光伏系统实际工作运行的节能和低碳效益进行跟踪评价。

9.1.6 实际运行的 CdTe 光伏系统，应对系统的发电量、光伏组件背板表面温度、室外稳定、太阳总辐照量等参数进行监测和计量。

9.2 评价指标

9.2.1 策划阶段进行建筑 CdTe 光伏系统适宜性评价，应根据适用条件、投资规模确定该系统可提供的用能比例或保证率，以及系统费效比，结合项目负荷特点和当地资源条件进行综合分析评价。

9.2.2 设计与施工阶段进行建筑 CdTe 光伏系统节能与低碳评价的评定指标应包括系统的光电转换效率、年发电量、系统的年和寿命期内的总常规能源替代量、年节能费用、年二氧化碳减排量、系统的静态投资回收期 and 费效比。

9.2.3 实际工作运行阶段进行建筑 CdTe 光伏系统节能与低碳评价的评定指标应包括系统的光电转换效率、系统的年常规能源替代量、年二氧化碳减排量、系统的静态投资回收期和费效比。

9.2.4 CdTe 光伏系统中的光伏组件设计使用寿命应高于 25 年，系统中的薄膜电池组件自系

统运行之日起，一年内的衰减率应低于 5%，之后明年衰减应低于 0.7%。

9.2.5 CdTe 光伏系统的费效比应符合项目立项可行性报告等相关文件的要求，且应小于项目所在地当年商业用电价格的 3 倍。

9.3 评价方法

9.3.1 建筑 CdTe 光伏系统的光电转换效率可按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013 公式（5.2.5）进行计算。

9.3.2 建筑 CdTe 光伏系统的常规能源替代量可按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013 公式（5.3.3）进行计算。

9.3.3 建筑 CdTe 光伏系统寿命期内的年发电量可按下列公式计算：

1 设计阶段的年发电量应按下式进行计算：

$$E_{pv} = IK_E(1 - K_S)A_p \quad (9.3.3-1)$$

式中：E_{pv}——碲化镉薄膜光伏系统的年发电量（kWh）；

I——碲化镉薄膜光伏系统光伏电池表面的年太阳辐射照度（kWh/m²）；

K_E——碲化镉薄膜光伏系统光伏电池的转换效率（%）；

K_S——碲化镉薄膜光伏系统光伏系统的损失效率（%）；

A_p——碲化镉薄膜光伏系统光伏面板净面积（m²）。

2 长期测试的年发电量应按下式进行计算：

$$E_n = \frac{365 \times \sum_{i=1}^n E_{di}}{N} \quad (9.3.3-2)$$

式中：E_n——碲化镉薄膜光伏系统年发电量（kw·h）；

E_{di}——长期测试期间第 i 日的发电量（kw·h）；

N——长期测试持续的天数。

3 短期测试的年发电量应按下式进行计算：

$$E_n = \frac{3.6 \times \sum_{i=1}^n \eta_d \cdot H_{ai} \cdot A_{ci}}{100} \quad (9.3.3-3)$$

式中：E_n——碲化镉薄膜光伏系统年发电量（kw·h）；

η_d——碲化镉薄膜光伏系统光电转换效率（%）；

n——不同朝向和倾角采光平面上的太阳能方阵电池个数；

H_{ai}——第 i 个朝向和倾角采光平面上全年单位面积的总太阳能辐照量（MJ/m²）；

A_{ci}——第 i 个朝向和倾角采光平面上的太阳能电池面积（m²）。

9.3.4 建筑 CdTe 光伏系统的费效比应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定。

9.3.5 建筑 CdTe 光伏系统的二氧化碳应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T50801 的有关规定进行计算。

9.3.6 建筑 CdTe 光伏系统的光电转换效率和费效比性能分级评估应符合现行国家标准《可

再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定。

9.3.7 实际工作运行阶段，CdTe 光伏系统效益定期检测或长期监测的方法应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 有关短期或长期测试的规定。

附录 A 标准 CdTe 光伏组件及基板性能

A.0.1 标准 CdTe 光伏组件的性能应符合表 A.0.1 的规定。

表 A.0.1 标准 CdTe 光伏组件的性能参数

序号	项目		性能	
1	玻璃外形尺寸 (mm x mm)		1200 x 600	1200 x 1600
2	表面颜色		光面黑色 光面黑色	
3	玻璃配置		3.2mm碲化镉玻璃+胶片+3.2mm钢化玻璃	
4	组件效率 (%)		15.2~15.9	15.1~15.6
5	电气性能	峰值功率 (P _{max})	110~115	290~300
6		最大系统电压 (V)	1500	
7	光热性能	可见光透射比 (%)	1	
8		可见光反射比前 (%)	8	
11	其他特性	雪荷载 (Pa)	正向雪压5400	
12		风荷载 (Pa)	双向风压2400	
13		持续运行温度 (°C)	-40°C ~ +85°C	
14		防护等级	IP67、IP68	
15		燃烧等级	A级	
16	机械性能	重量	按玻璃体积计算, 玻璃密度2.496 x 10 ³ kg/m	
18		接线盒	一体式或分体式	
19		连接器	MC4	

注:1 CdTe 光伏组件的标准测试条件:辐照度 1000W/m², 电池温度 25°C, 光谱 AM1.5。

2 因为标准 CdTe 光伏组件的制造工艺, 可见光透射比略大于 0%。

A.0.2 标准 CdTe 光伏瓦的性能应符合表 A.0.2 的规定。

表 A.0.2 标准 CdTe 光伏瓦的性能参数

序号	项目	性能			
1	玻璃外形尺寸 (mm)	600 x 300	600 x 400	1200 x 300	1200 x 600
2	表面颜色	光面黑色/蒙砂深灰			

3	玻璃配置		3.2mm碲化镉玻璃+胶片+3.2mm钢化玻璃			
	边框材质		铝型材			
4	组件效率(%)		13.8	13.5	13.8~15.2	15.2~15.9
5	电气性能	峰值功率(P _{max})	25	32.5	50~55	105~110
6		最大系统电压(V)	1500			
7	其他特性	雪荷载(Pa)	正向雪压5400			
8		风荷载(Pa)	双向风压2400			
9		持续运行温度(°C)	-40°C~+85°C			
10		防护等级	IP67、IP68			
11		燃烧等级	A级			
12	机械性能	重量	按玻璃体积计算, 玻璃密度2.496*10 ³ kg/m			
13		结构	多层夹胶定制、 双玻/三玻			
14		接线盒	一体式或分体式			
15		连接器	MC4			

注: 1 CdTe 光伏组件的标准测试条件: 辐照度 1000W/m², 电池温度 25℃, 光谱 AM1.5。

2 铝型材的表面处理符合本规程第 4.7.1 条规定。

A.0.3 透光玻璃基板的参数应符合表 A.0.3 的规定。

表 A.0.3 透光玻璃基板的参数

序号	项目	性能
1	玻璃外形尺寸(mm)	1200 x 600、1200 x1600、1200 x1800
2	表面颜色	根据用户需求定制彩色透光组件, 采用彩色 PVB 置于光伏芯片背面
3	常用除膜率	20%、40%、60%
4	透光光伏组件功率	P _{max} x (1-除膜率)
5	可见光透光率	0.7*除膜率*100%

注: 1 透光光伏组件功率为 3.2mm 超白透光前面板玻璃, 如前面板采用阳光膜、Low-E 或彩釉等其他影响光伏发电的玻璃, 则功率需要按一定值损耗。

2 可见光透光率 0.7 是基于 3.2mm 前面板玻璃+3.2mm 后面板玻璃的双玻碲化镉产品的基础透光率, 如增加其他玻璃, 其透光率计算应对应计入其他玻璃的影响。

3 透光玻璃基板的光热性能由产品确定。

A.0.4 彩色玻璃基板的参数应符合表 A.0.3 的规定。

表 A.0.4 彩色玻璃基板的参数

序号	项目	性能
1	玻璃外形尺寸 (mm)	1200 x 600、1200 x1600、1200 x1800
2	常用颜色	灰色、蓝色、香槟色、红色、绿色、橘色等
3	玻璃配置	前面板玻璃+3.2mm后面板玻璃
4	光伏组件功率	$P_{max} \times K$
5	颜色系数 (K)	蓝色：0.9 绿色：0.85 灰色：0.75 香槟色：0.7 橘色：0.7 红色：0.65

- 注：1 前面板采用彩色玻璃，根据实际彩色效果进行测试计算彩色玻璃对功率损失的影响系数。
- 2 玻璃面板的颜色存在色差，K 的取值系数仅供参考，具体需要由厂家测试确定。当彩色玻璃基板置于光伏组件背面时，不计入 K 值。
- 3 前面板玻璃和后面板玻璃最小厚度符合《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113-2015、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102-2003 的有关规定。

附录 B CdTe 光伏方阵过电流保护设计要求

表 B CdTe 光伏方阵过电流保护设计要求

保护类型	设计要求	备注
光伏组串过电流保护	$1.5 \times I_{SC_MOD} < I_n < 2.4 \times I_{SC_MOD}$ 且 $I_n \leq I_{MOD_MAX_OCPR}$	当 $((N_s - 1) \times I_{SC_MOD}) > I_{MOD_MAX_OCPR}$ 时，应设置组串过电流保护
	$1.5 \times N_G \times I_{SC_MOD} < I_{ng} < I_{MOD_MAX_OCPR} - ((N_G - 1) \times I_{SC_MOD})$	多个并联组串可共用一个过电流保护电器
光伏子方阵过电流保护	$1.25 \times I_{SC\ S-ARRAY} < I_n \leq 2.4 \times I_{SC\ S-ARRAY}$	当两个以上的光伏子方阵连接到同一逆变器或充电控制器时，应设置光伏子方阵过电流保护
光伏方阵过电流保护	$1.25 \times I_{SC\ ARRAY} < I_n \leq 2.4 \times I_{SC\ ARRAY}$	仅适用于连接蓄电池组的光伏装置或在故障条件下其他电流源可能流入光伏方阵的情况
I_{SC_MOD}——CdTe 光伏组件在标准测试条件下的短路电流； $I_{SC\ S-ARRAY}$ ——CdTe 光伏子方阵在标准测试条件下的短路电流； $I_{SC\ ARRAY}$ ——CdTe 光伏方阵在标准测试条件下的短路电流； $I_{MOD_MAX_OCPR}$ ——CdTe 光伏组件的最大过电流保护额定值； I_n ——过电流保护电器的额定电流或电流整定值； I_{ng} ——组串组过电流保护电器的额定电流或电流整定值； N_s——由最近的过电流保护电器所保护的并联总组串数； N_G —— 一个过电流保护电器保护的组串组中并联的组串总数。		

附录 C CdTe 光伏系统直流线路的最小电流值

表 C CdTe 光伏系统直流电路的最小电流值

相关回路	保护设置情况	选择电缆截面或其他电路的最小电流
光伏组串	未设置光伏组串过电流保护	单组串光伏方阵：$1.25 \times I_{SC_MOD}$ 其他情况：$I_n + 1.25 \times I_{SC_MOD} \times (N_s - 1)$ 式中： I_n——最近的下游过电流保护电器的额定电流； N_s——最近的过电流保护电器保护的并联光伏组串数。 I_{SC_MOD}——CdTe 光伏组件标准测试条件下的短路电流 注：当整个光伏方阵中不设置过电流保护时，N_s应为整个光伏方阵中并联的组串总数，最近的下游过电流保护电器的额定电流I_n取值为 0。
	设置光伏组串过电流保护	光伏组串过电流保护电器的额定电流 I_n ，参见附录 B
光伏子方阵	未设置光伏子方阵过电流保护	以下较大值： 1) $I_n + 1.25 \times$其他所有光伏子方阵短路电流之和； 2) $1.25 \times I_{SCS-ARRAY}$。 式中： I_n——光伏方阵过电流保护电器的额定电流； $I_{SCS-ARRAY}$——CdTe 光伏子方阵标准测试条件下的短路电流。 注：光伏方阵未设置过电流保护电器时，1) 式中的I_n取值为 0。
	设置光伏子方阵过电流保护	为光伏子方阵过电流保护电器的额定电流，参见附录 B
光伏方阵	未设置光伏方阵过电流保护	$1.25 \times I_{SC_ARRAY}$ 式中：

		$I_{SC \text{ ARRAY}}$ ——CdTe 光伏方阵标准测试条件下的短路电流。
	设置 光伏方阵 过电流保护	为光伏方阵过电流保护电器的额定电流 I_n ，参见附录 B

附录 D 发电量计算

D.0.1 CdTe 光伏系统发电量宜按照不大于 1h 间隔逐时累计计算发电量。

$$E_p = \sum_{i=1}^n H_A^i \times \eta_{zq}^i \times \eta_{yy}^i \times \eta_{rs}^i \times \eta_{wd}^i \times \eta_{ns}^i \times \eta_{nb}^i \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (D.0.1)$$

式中： E_p ——CdTe 光伏发电系统发电量（kWh）；

n ——计算时段数，对于一个完整计算年，若按 1 小时间隔计算，则为 8760；

H_A^i ——计算时段水平面太阳能辐射量，（kWh/m²）；

η_{zq}^i ——计算时段光伏方阵太阳能辐射量倾角、方位角修正系数；

η_{yy}^i ——计算时段光伏方阵太阳能辐射量阴影遮挡损失修正系数；

η_{rs}^i ——计算时段光伏组件表面太阳入射角损失修正系数；

η_{wd}^i ——计算时段光伏组件工作温度修正系数；

η_{ns}^i ——计算时段逆变器输入功率限制引起的发电量损失修正系数，如果该时段没有功率限制，取 1；

η_{nb}^i ——计算时段光照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率；

P_{AZ} ——光伏发电系统的安装容量（kWp）；

E_s ——标准条件下的辐照度（常数=1kW/m²）；

K ——其它效率系数。其它效率系数 K 是考虑光伏组件类型、光伏组件输出功率偏离峰值、光伏组件表面污染、组串适配损失、光伏组件衰减、集电线路损耗、升压变压器损耗、自用电率、系统可利用率等各种因素后的修正系数。

D.0.2 CdTe 光伏系统发电量计算式 D.0.1 应符合下列规定：

1. 某一计算时段内的数值可用平均值或中间值代替。

2. 光伏方阵的倾角、方位角的修正系数是将水平面太阳能总辐射量转换到光伏方阵阵列面上的折算系数，根据组件的安装方式，结合项目所在地太阳能资源数据及纬度、经度，进行计算；

3. 由障碍物对光伏方阵上入射太阳光造成遮挡或光伏方阵各阵列之间的互相遮挡，在计算时应考虑因阴影遮挡引起的发电量损失修正系数。

4. 逆变器输入功率限制引起的发电量损失系数指由于光伏安装容量大于光伏额定容量，光伏阵列的实际输出功率大于逆变器的最大直流输入功率时引起的发电量损失修正系数。

5. 在不同计算时段，由于光照条件不同，逆变器输入功率不同，逆变器转化效率也不相同，因此逆变器效率指计算时段光照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率；

6. 组件类型修正系数是由于光伏组件的转换效率在不同辐照度、波长时不同，该修正系数应根据组件类型和厂家参数确定，一般碲化镉电池可取 1.0。

7. 光伏组件表面污染修正系数是指光伏组件表面由于受到灰尘或其他污垢蒙蔽而产生的遮光影响。该系数的取值与环境的清洁度和组件的清洗方案有关。

8. 集电线路、升压变压器损耗系数包括光伏方阵至逆变器之间的直流电缆损耗、逆变器至计量点的交流电缆损耗，以及升压变压器损耗。

9. 光伏发电系统可用率 η 为：

$$\eta = \frac{8760 - (\text{故障停用小时数} + \text{检修小时数})}{8760} \times 100\%$$

由于光伏发电量计算涉及影响因素较多，手工计算较为复杂，可采用专用发电量计算软件进行计算。

附录 E 基于全生命周期的 CdTe 光伏系统节能与低碳综合效益评价流程

E.0.1 CdTe 光伏系统节能与低碳综合效益评价流程应符合图 E.0.1 的规定。

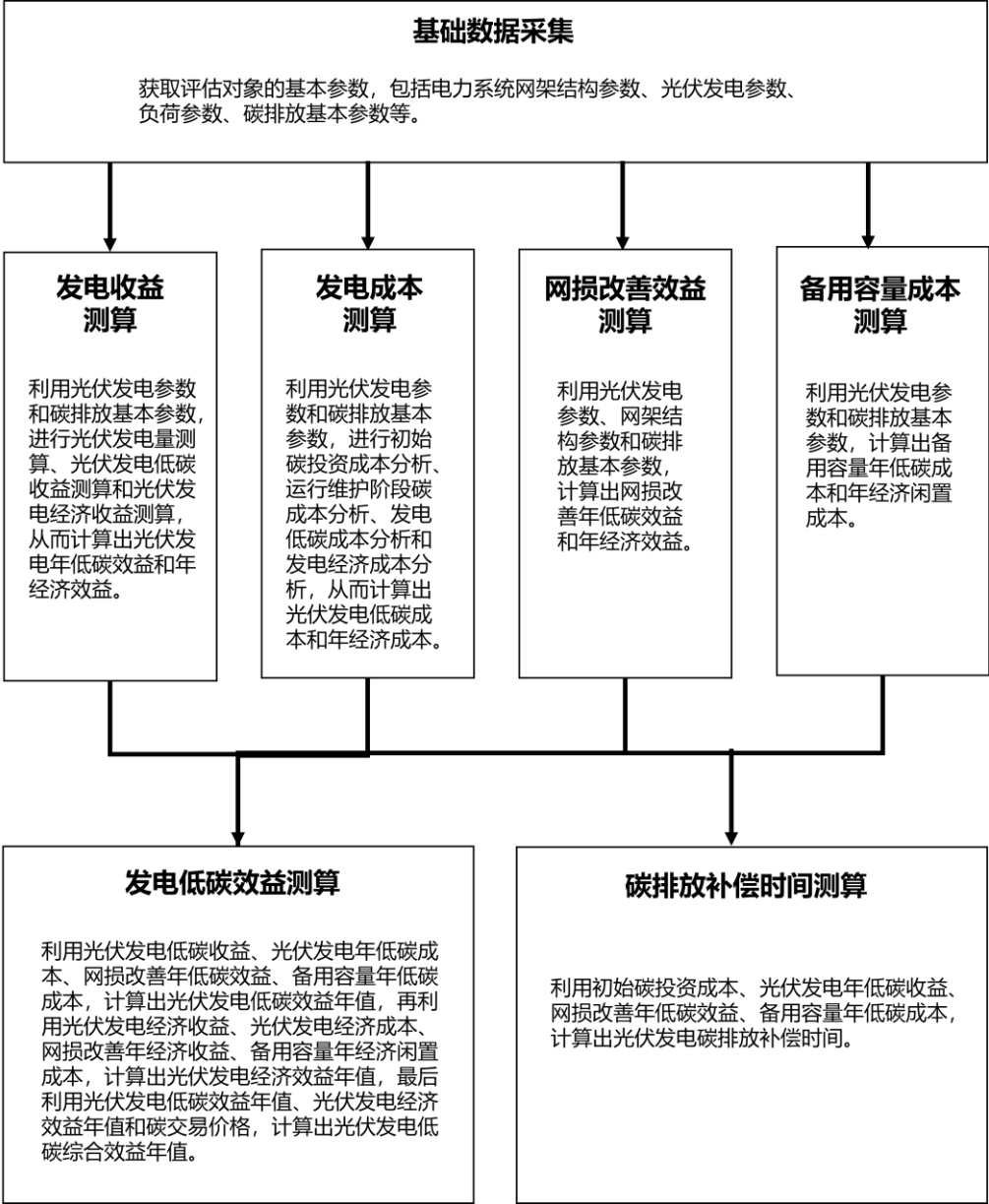


图 E.0.1 CdTe 光伏系统节能与低碳综合效益评价流程图

E.0.2 CdTe 光伏系统节能与低碳综合效益评价流程中的基础数据采集应符合图 E.0.2 的规定。

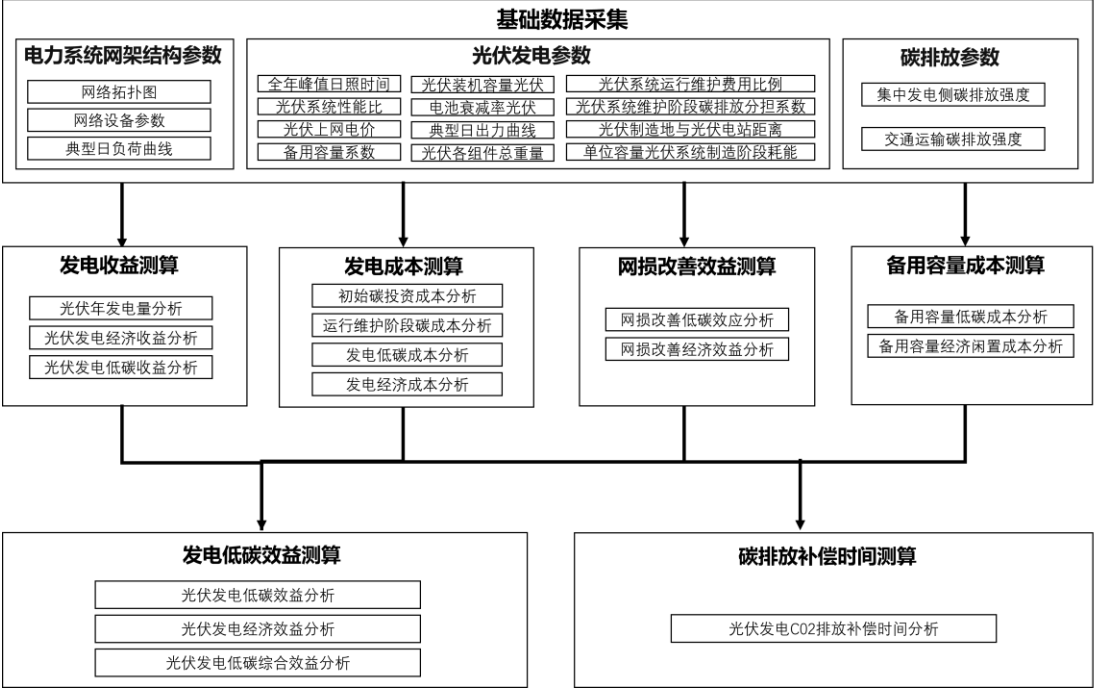


图 E.0.2 基础数据采集

用词说明

1 为便于在执行本规程条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”。

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”。

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”。

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

引用标准名录

本规程引用下列标准。其中，注日期的，仅对该日期对应的版本适用于本规程；不注日期的，其最新版适用于本规程。

《建筑结构荷载规范》GB 50009

《建筑抗震设计规范》GB 50011

《钢结构设计标准》GB 50017

《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068

《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169

《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205

《屋面工程质量验收规范》GB 50207

《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212

《电力工程电缆设计标准》GB 50217

《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224

《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303

《铝合金结构设计规范》GB 50429

《建筑物防雷工程施工与质量验收规范》GB 50601

《光伏电站施工规范》GB 50794

《光伏发电工程验收规范》GB 50796

《光伏电站设计规范》GB 50797

《电化学储能电站设计规范》GB 51048

《民用建筑电气设计标准》GB 51348

《建筑光伏系统应用技术标准》GB 51368

《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285

《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319

《低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护》GB/T 16895.21

《低压电气装置 第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）
电源系统》GB/T 16895.32

《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013

《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865

《优质碳素结构钢》 GB/T 699

《碳素结构钢》 GB/T 700

《不锈钢棒》 GB/T 1220

《安全标志及其适用导则》 GB 2894

《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》 GB/T 3098.1

《紧固件机械性能 螺母》 GB/T 3098.2

《紧固件机械性能 自攻螺钉》 GB/T 3098.5

《紧固件机械性能 不锈钢螺栓、螺钉和螺柱》 GB/T 3098.6

《变形铝及铝合金化学成分》 GB/T 3190

《碳素结构钢和低合金结构钢热轧钢板和钢带》 GB/T 3274

《不锈钢冷轧钢板和钢带》 GB/T 3280

《耐候结构钢》 GB/T 4171

《不锈钢冷加工钢棒》 GB/T 4226

《不锈钢热轧钢板和钢带》 GB/T 4237

《铝合金建筑型材 第1部分：基材》 GB/T 5237.1

《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

《铝合金建筑型材 第5部分：喷漆型材》 GB/T 5237.5

《铝合金建筑型材 第6部分：隔热型材》 GB/T 5237.6

《工业用橡胶板》 GB/T 5574

《低压成套开关设备和控制设备 第1部分：总则》 GB 7251.1

《建筑材料及制品燃烧性能分级》 GB 8624

《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》 GB/T 13912

《钢结构防火涂料》 GB 14907

《氯丁二烯橡胶 CR121、CR122 》 GB/T 14647

《硅酮建筑密封胶》 GB/T 14683

《建筑用硅酮结构密封胶》 GB 16776

《建筑绝热用玻璃棉制品》 GB/T 17795

《建筑用岩棉绝热制品》 GB/T 19686

《材料产烟毒性危险分级》 GB/T 20285

《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》 GB/T 20047.1

《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器》 GB/T 20321

《建筑幕墙》 GB/T 21086

《储能用铅酸蓄电池》 GB/T 22473

《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》 GB/T 22473.1

《建筑用阻燃密封胶》 GB/T 24267

《建筑门窗、幕墙用密封胶条》 GB/T 24498

《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB 29551

《建筑用太阳能光伏中空玻璃》 GB/T 29759

《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》 GB/T 30427

《建筑幕墙、门窗通用技术条件》 GB/T 31433

《全钒液流电池通用技术条件》 GB/T 32509

《分布式电源并网继电保护技术规范》 GB/T 33982

《电化学储能系统储能变流器技术规范》 GB/T 34120

《光伏电站汇流箱技术要求》 GB/T 34936

《电力储能用锂离子电池》 GB/T 36276

《电力系统电化学储能系统通用技术条件》 GB/T 36558

《光伏发电并网逆变器技术要求》 GB/T 37408

《屋面瓦试验方法》 GB/T 36584

《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102

《建筑玻璃应用技术规程》 JGJ 113

《采光顶与金属屋面技术规程》 JGJ 255

《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》 JGJ/T 264

《光伏并网逆变器技术规范》 NB/T 32004

《电能计量装置技术管理规程》 DL/T 448

《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

《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T 5137

《建筑橡胶密封垫预成型实心硫化的结构密封垫用材料规范》 HG/T 3099

《富锌底漆》 HG/T 3668

《聚氨酯建筑密封胶》 JC/T 482

《泡沫玻璃绝热制品》 JC/T 647

《建筑玻璃采光顶技术要求》 JG/T 231

《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》 JG/T 475

《建筑用高温硫化硅橡胶密封件》 JG/T 488

中国工程建设标准化协会标准

建筑碲化镉薄膜光伏系统技术规程

T/CECSxxx—202x

条 文 说 明

制 定 说 明

本规程《建筑碲化镉薄膜光伏系统技术规程》制定过程中，编制组对国内主要几家 CdTe 光伏组件产品的发电运行寿命、转换效率、衰减率、透光率、组件结构等进行研究，总结了 CdTe 光伏组件和构件在各类型建筑场景的应用，借鉴了国内外在建筑 CdTe 光伏系统的安全防护要求，提出电击防护、直流侧过电流保护、光伏方阵对地绝缘阻抗检测等技术要求。结合不同地区不同时段，太阳入射角对光伏组件转换效率的影响，固定建筑物遮挡对太阳能辐射量的影响，论证 CdTe 光伏系统发电量的影响。

为便于广大技术和管理人员在使用本规程《建筑碲化镉薄膜光伏系统技术规程》时能正确理解和执行条款规定，编制组按章、节、条顺序编制了本规程的条文说明，对条款规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项等进行了说明。本条文说明不具备与规程正文及附录同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握规程规定的参考。

目 次

1	总则	50
2	术语与符号	51
2.1	术语.....	51
3	基本规定	52
4	设备与材料	53
4.1	一般规定.....	53
4.2	光伏组件.....	53
4.3	直流汇流箱.....	54
4.4	逆变器.....	54
4.5	蓄电池与控制器.....	56
4.6	线缆.....	56
4.7	材料.....	57
5	设计	58
5.1	一般规定.....	58
5.2	建筑设计.....	59
5.3	结构设计.....	62
6	建筑碲化镉光伏系统设计.....	63
6.1	一般规定.....	63
6.2	光伏方阵.....	63
6.3	直流系统.....	64
6.4	交流系统.....	66
6.5	系统接入.....	66
6.6	监测系统.....	66
6.7	布线系统.....	67
6.8	防雷与接地.....	67
6.9	安全防护.....	71
7	施工与验收	73
7.1	一般规定.....	73
7.3	机电工程.....	73
7.4	设备调试.....	73
7.5	工程验收.....	74
8	运行与维护	75
8.1	一般规定.....	75
8.2	系统设备.....	75
8.3	防雷与接地.....	75
8.4	线缆.....	76
9	节能与低碳评价.....	77

9.1	一般规定.....	77
9.2	评价指标.....	77
9.3	评价方法.....	77

1 总 则

1.0.1 加快优化建筑用能结构，深化可再生能源建筑应用，推进碳达峰行动方案，落实双碳目标，国务院、住房和城乡建设部印发了《2030年前碳达峰行动方案》、《城乡建设领域碳达峰实施方案》明确提出推动太阳能发电等可再生能源在建筑一体化应用。

碲化镉（简称 CdTe）薄膜光伏电池具有功率衰减低、温度系数低、透光率高、弱光发电性能好、热斑效应弱等特点，成为应用率最高的薄膜光伏电池。

碲化镉薄膜光伏电池的主要制造原材料为碲、镉，其中在中国目前碲元素存量较为丰富。研究表明其重金属排放量为 0.3g/GWh，相对于晶硅组件低，且小于石油、煤等常规能源，也小于太阳能电池的排放量 1g/GWh，与天然气相同。

碲化镉薄膜光伏组件是在玻璃上依次沉淀多层半导体薄膜而成，一般标准的碲化镉薄膜光伏电池由五层构成，分别是玻璃衬底、透明导电氧化物薄膜层（TCO）、CdS 窗口层、CdTe 吸光层、背接触层和背电极。

碲化镉薄膜光伏系统在国外经过二十几年的实践应用，证明其技术先进可靠。与美国、德国等国家相比，中国碲化镉薄膜光伏系统应用较晚，生产线规模待发展，工程时间待积累。本规程编制的目的是规范碲化镉薄膜光伏系统的设计、施工安装、工程验收和运行与维护，使系统安全可靠，并与建筑设计协调统一。

1.0.2 本规程从技术流程解决碲化镉薄膜光伏系统在建筑中的应用，包括光伏建筑一体化（BIPV Building Integrated Photovoltaic）和光伏系统附着在建筑上（BAPV: Building Attached PV）两种形式。在建筑构筑物应用碲化镉薄膜光伏系统可参照本规程。技术内容适用于新建建筑上应用碲化镉薄膜光伏系统，也适用于既有建筑上增设或改造已安装的碲化镉薄膜光伏系统。

1.0.3 碲化镉薄膜光伏系统的组成部件在设备与材料的功能、性能等技术要求及系统设计、施工安装、工程验收等方面均有相关的国家和行业标准，因此应首先符合这些标准的规定。

碲化镉薄膜光伏系统在建筑上应用，首先与工程建设强制性国家规范《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024 的有关规定一致。除应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 外，还应符合工程建设标准，如《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T 365、《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231、《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264 等有关规定。

2 术 语

2.1 术语

2.1.2 建筑 CdTe 光伏系统是以首先满足建筑结构安全和发电系统电气安全为前提，根据其他相关要求，通过电缆将不同功能的部件组合在一起，并与建筑主体结构牢固连接。

2.1.3 玻璃面板位于光伏组件光照面（正面），保护光伏组件内部互联电路避免外部应力及天气等因素影响组件正常工作。玻璃面板应为透明钢化或半钢化玻璃。背板材料可为玻璃、金属、塑料。有的组件由双层或三层等多层玻璃构造，组件由玻璃面板（钢化玻璃或半钢化玻璃）、EVB 胶膜、CdTe 光伏电池、3.2mm 浮法玻璃基板、底板玻璃（三层结构中有）组成。

2.1.4 CdTe 光伏电池是由在刚性基底如玻璃，或柔性基底如聚合物或不锈钢箔上沉积 $2\mu\text{m}\sim 3\mu\text{m}$ 厚度的碲化镉有源层，以及功能层组成的一种化合物半导体薄膜光伏器件。

2.1.5 在光伏发电系统中，将若干个光伏组件串联后，形成具有一定直流输出的电路单元，简称组件串或组串。光伏组件串是在光伏发电系统中，形成具有所需直流输出电压的最小单元。

2.1.7 建材型光伏构件通过太阳电池与金属基材、玻璃基材等不同类型的基材的集成，具备与建筑构件相应的功能，可替代原有建筑构件安装在建筑相应部位。

3 基本规定

3.0.1 本条对建筑 CdTe 光伏系统的设计及应用的基本要求进行了规定。碲化镉薄膜光伏系统与建筑的集成应用应与当地的总体规划、片区规划充分协调。当总体规划或片区规划中存在地域风貌、光伏发电安装容量、安装面积等要求时，CdTe 光伏系统应用应满足规划相关要求。同时，CdTe 光伏系统的设计、施工应确保系统在使用过程中能够满足安全及耐久性要求，同时能够合理、高效利用场地太阳能资源，并与当地风貌相协调。碲化镉薄膜光伏建筑集成设计、施工过程中，应同时预留相应的检修通道、检修孔或采用其他易于维护的方式，降低 CdTe 光伏构件、设施在检修过程中的难度。

3.0.2 CdTe 光伏构件安装在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位，不应有任何障碍物遮挡太阳光。碲化镉薄膜光伏构件的总面积根据需要电量、建筑上允许的安装面积、当地的气候条件等因素确定。安装位置要满足冬至日全天有 3h 以上日照时数的要求。有时，为争取更多的采光面积，建筑平面往往凹凸不规则，容易造成建筑自身对太阳光的遮挡。除此以外，对于体形为 L 型、┐型的平面，也要注意避免自身的遮挡。

3.0.3 本条对新建建筑集成碲化镉薄膜光伏系统的设计、安装、验收提出了基本规定。建筑光伏一体化系统的设计涉及建筑、结构、电气专业，以及相关幕墙、景观等专项，设计过程中建筑、结构专业应为光伏系统预留相应的条件（包括安装位置、荷载、检修通道、检修孔以及相应预留预埋构件等），电气专业应明确建筑光伏一体化系统的相关要求。

3.0.4 本条是对建筑集成碲化镉薄膜光伏系统设计过程中与建筑结构相关的要求。无论采用安装型光伏组件还是建材型光伏构件，结构均应针对相应的光伏支撑结构、预埋件、荷载要求等进行计算，并依据计算结果开展相应的结构设计工作。在既有建筑改建/扩建过程中采用建筑光伏一体化系统时，应首先对既有建筑的主体结构安全性、电气系统的安全性进行评估，并根据评估结果开展相应的设计工作，保证使用碲化镉薄膜光伏系统过程中在结构、电气方面的安全性与耐久性。

3.0.5 本条对 CdTe 光伏系统设计在不同阶段的论证及相应工作进行了规定。建筑光伏一体化系统的技术经济性论证应随着主体设计的不断深化持续进行。CdTe 光伏系统的论证应包括场地条件、发电材料的选择（含发电效率）、应用方式、应用部位、发电量核算、增量投资分析等。设计说明文件应在说明上述信息的同时，明确建筑集成碲化镉薄膜光伏系统相应部位的构造做法、材料/设备选择及性能参数等信息。

4 设备与材料

4.1 一般规定

4.1.1 建筑 CdTe 光伏系统的设备与材料是保障光伏系统工程质量和安全的基础。建筑 CdTe 光伏系统工程使用的设备和材料主要有 CdTe 光伏组件、汇流箱、逆变器、储能装置等各类电气设备和金属、电缆、密封、结构粘结等各种材料。

用在 CdTe 光伏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》GB15763、《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB29551 的规定。

建筑光伏系统的支承结构可选用的材料很多，包括钢结构、铝合金结构等。因此，建筑 CdTe 光伏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。

CdTe 光伏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 组件是 CdTe 光伏系统重要的组成器件之一，其质量决定系统的长期发电量。不同气候地区光伏组件的衰减和材料老化有一定差异和规律，尤其对于拥有亚热带、热带和温带等不同气候类型，及荒漠干旱、高原、沿海等多个地理特征的中国而言，其影响更加明显。湿热气候地区具有高温、高湿和强紫外线等环境特点，对组件中的电池栅线、焊带、胶膜、背板等材料有显著影响，在海南使用的光伏组件普遍存在电池栅线和焊带腐蚀、封装材料变色等问题。因此，CdTe 光伏系统的材料和器件应考虑气候和环境对其的影响。

4.2 光伏组件

4.2.1 本条是对建筑 CdTe 光伏组件使用寿命、转换效率、衰减率等的要求。

1 依据现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 的有关规定，CdTe 光伏组件结合建筑材料成为建筑构件，例如光伏幕墙或光伏采光顶等，这些建筑构件均属于易于替换的构件，其设计使用寿命一般不低于 25 年。

2 有效发电区域的芯片效率有两个重点，一是有效发电区域，如透光组件的透光部分是无效发电区域，只规定有导线接入系统的发电区域的效率。第二是芯片效率，如果采用彩釉组件，那么组件效率一般会受到影响，但芯片效率是不变的，因此规定对有效发电区域的芯片转换效率。

3 碲化镉芯片在建筑一体化设计中，因应用部位采光需要将碲化镉材料进行间隔型去除，从而呈现出透光的效果。

兼顾建筑的采光要求，又最大化发挥光伏系统的发电功能，应按照实际需求在满足建筑采光要求的前提下，合理选择 CdTe 光伏组件的除膜率。通常碲化镉薄膜组件的除膜率 60% 时，碲化镉薄膜光伏组件的透光率达到 40%，碲化镉薄膜组件的除膜率 40% 时，碲化镉薄膜

光伏组件的透光率达到 25%，碲化镉薄膜组件的除膜率 20%时，碲化镉薄膜光伏组件的透光率达到 15%。

建筑采光顶的除膜率选择宜 20%除膜，光伏幕墙的除膜率宜采用 40%。

5 避免将 Low-E 膜设置在光伏组件前面，减少发电效率；如必须放置于光伏组件之前，应选择高透 Low-E 玻璃，且先进行光伏组件的效率损失测算，符合设计文件要求。

除了考虑 Low-E 膜设置的位置对 CdTe 光伏组件的效率影响外，还应考虑在南、北方气候条件，合理设置 Low-E 膜的朝向，满足建筑保温和节能要求。在北方地区为了达到保温要求，Low-E 膜朝向室内；在南方地区为了达到隔热节能要求，Low-E 膜朝向室外。

6 彩色碲化镉组件，其镀膜涂层的质量应当符合要求，避免在使用 25 年内发生彩色涂层脱落，变色，起泡或开裂等质量问题。

7 单个碲化镉子电池遮挡后，电池易产生温度升高和发电量减少等问题，影响整个组串的发电，应避免遮挡整个条形电池，特别是幕墙的打胶，扣盖等构件，需提前设计考虑压盖玻璃边缘的距离。

4.2.3 依据《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 对建筑材料燃烧性能等级分为 A 不燃材料、B1 难燃材料、B2 可燃材、B3 易燃材料。《建筑设计防火规范》GB 50016 中对不同耐火等级建筑相应构件的燃烧性能和耐火极限不同，因此选择光伏组件的燃烧性能不应低于所在建筑部位耐火等级的要求。目前 CdTe 光伏组件产品规定其燃烧性能为 A 级。

4.3 直流汇流箱

4.3.2 本条规定了直流汇流箱的基本功能。

1 光伏汇流箱需要装设具有隔离功能的保护电器，一般为有隔离功能的直流断路器，以便检修维护。直流配电柜的每个输入和输出回路需要装设隔离电器，也可采用有隔离功能的直流断路器。

2 智能光伏汇流箱有专门的智能光伏汇流采集装置，监测光伏方阵中组串电流、电压，监测光伏方阵中组串运行状态，以便迅速判断故障位置。

3 智能光伏汇流箱带有标准通信接口，将采集到的电流、电压、电涌保护器的运行状态信息上传至光伏监测系统，保证系统处于有效保护中。

4 若过电压保护信号异常，光伏监测系统应及时告警。

4.3.3 设备在室外时，需要采取防水、防腐和防日照措施，其外壳防护等级不应低于 IP54。在风沙、腐蚀性环境下光伏汇流箱的外壳防护等级为 IP65，防止沙尘进入汇流箱，以及高温、氧化、环境污染等对汇流箱的腐蚀。

4.3.4 海拔超过 2000m 时，设备的绝缘强度降低，需增加电气间隙保证绝缘强度。《低压系统内设备的绝缘配合》GB/T16935.1-2008 表 A.2 给出>2000 m 的海拔高度，电气间隙的倍增系数。

4.4 逆变器

4.4.2 本条规定了并网逆变器的基本功能。

1 逆变器并入 10kV 及以下电压等级配电网时，应具有防孤岛效应保护功能。若逆变器

并入的电网供电中断，逆变器应在 2s 内停止向电网供电，同时发出警示信号。

低电压穿越：光伏系统故障导致并网点的电压跌落，系统能够在一定的跌落范围和时间间隔内不脱网连续运行，避免引起电网电源不稳定。

暂态电压保护：为了避免与逆变器接入同一电路的设备损坏，逆变器与电网断开时，交流输出端的电压及其持续时间应不超过规定时间。

防反放电保护：要求：逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机状态时，逆变器直流侧应无反方向电流流过。即不应有反向的电流从逆变器流向直流源。

极性反接保护：当光伏方阵线缆的极性与逆变器直流侧极性接反时，逆变器应能保护不至损坏。

直流过/欠压保护：当光伏方阵输出的电压超过或低于逆变器的允许最大、最小工作电压范围时（通常 $0.9p.u \leq U \leq 1.1p.u$ ），逆变器不得启动或在 0.1s 内停机。

直流过载保护：当光伏方阵输出的功率超过逆变器允许的最大直流输入功率时，逆变器应自动限流工作在允许最大交流输出功率处，在持续工作时间或温度超过允许值，应停止向电网供电。

2 逆变器应具备 LED 显示功能，支持本地显示直流侧输入和输出最大电流、电压、实时发电量等光伏系统运行参数。

逆变器应设置本地通信接口，可以选用 RS485、4G、WIFI 等多种方式通信。通信内容包含逆变器运行状态、故障告警等信息，光伏发电系统通过通信接口给逆变器下发有功控制、无功控制等命令。

3 逆变器具有两种典型的运行模式，即并网模式和离网模式，逆变器处于并网模式时，它与并网端和负载端连接。储能逆变器处于离网模式时，它与并网端断开并为负载端供电。

4.4.3 储能变流器简称 PCS，连接于电池系统与电网（和/或负荷）之间，

既具备储能切换直流交流的功能，又具备控制充放电的功能。储能变流器工作原理是交、直流侧可控的四象限运行的变流装置，实现对电能的交直流双向转换。通过系统监控指令给电池充电或放电，提供本地负载用电。

4.4.4 PID 又称电势诱导衰减，由于多个光伏组串联，形成较高的直流电压，大量的电荷聚集在电池表面，造成组件功率衰减。可通过 CdTe 光伏方阵靠近逆变器侧的负极接地，避免高电势差带来的电荷迁移。碲化镉各组件厂家研究 PID 主要与导电氧化物（TCO）导电玻璃、封装工艺、高压、高温、高湿有关。

4.4.5 本条主要规定逆变器的防护等级。

1 户内型逆变器分为户内 I 型逆变器和户内 II 型逆变器。户内 I 型逆变器是指安装于建筑或防护罩内，带空气调节装置的逆变器；户内 II 型逆变器是指安装于建筑或防护罩内，不带空气调节装置的逆变器。户内 I 型逆变器应满足在污染等级 2 级的条件下正常使用的要求，即一般情况下仅有非导电性污染，但考虑到偶然由于凝露造成的短暂导电性污染的环境。

2 户外型逆变器外壳的聚合物材料对于紫外辐射引起的材料老化应有足够的耐受能力，正常使用情况下，不应出现明显的退化现象、裂纹或破裂以及性能降低。

4.4.6 海拔超过 2000m 时，逆变器的绝缘强度降低，需增加电气间隙保证绝缘强度。

4.5 蓄电池与控制器

4.5.1 储能电池系统由蓄电池（组）、功率转换、电池管理系统等构成。其中，目前常用的电池包括铅炭电池、铅酸电池、锂离子电池和液流电池等。

4.5.2 本条主要规定储能系统的电池管理系统的功能。

1 铅酸和锂离子蓄电池管理系统应采集电池单体电压和温度、电池模块正负极端子温度、电池簇电和电流等参数。液流电池管理系统宜采集电堆电压和电流，电解液温度、压力、流量和液位状态，泵电流、频率和阀门状态等参数。

电池管理系统应监控系统、储能变流器等设备信息进行交互，并宜与其他系统进行交互。电池管理系统与监控系统可采用以太网通信接口，支持 Modbus 等通信协议。电池管理系统与储能变流器可采用控制器局域网（CAN）、RS485、以太网等通信接口，支持 CAN2.0、Modbus 等通信协议。电池管理系统与其他系统可采用 RS485、以太网等通信接口，支持 Modbus 通信协议。

电池管理系统的报警内容包含监测内容的异常、通信异常等信息。

2 储能系统由大量的单体电芯串并联构成，电芯本身就存在不一致的问题，受温度影响后不一致现象更明显。电池管理中的均衡功能可以有效解决电池系统不一致问题，提高系统可用容量。均衡方式可采用主动均衡和被动均衡方式的一种或两种。

电池管理系统内需要对整个电池系统和高压系统进行绝缘检测。绝缘电阻检测误差在电池簇电压 $60V < U < 400V$ ， $R \leq 50k\Omega$ ，检测误差 $\leq \pm 15k\Omega$ ， $R > 50k\Omega$ ，检测误差 $\leq 3 \pm 0\%$ ；在电池簇电压 $U \geq 400V$ ， $R \leq 75k\Omega$ ，检测误差 $\leq \pm 15k\Omega$ ， $R > 75k\Omega$ ，检测误差 $\leq \pm 20\%$ 。

3 多簇并联的储能系统，因为簇间存在电压和内部的不一致问题，导致出现簇间存在环流问题，环流会影响系统的瞬时输出功率和可用容量。

4 储能系统内电池数量多，电池容量大，大量的电池紧密排列在一起，容易造成产热不均匀，温度分布不均匀，电池间温度差过大等问题。温差是影响电池性能的重要因素之一，应主动均衡和热管理，避免充放电倍率和老化程度不同，影响系统寿命。

4.5.3 当环境温度较低时，需要采取措施保证在低温下储能系统能正常充放电。

4.6 线缆

4.6.2 光伏电缆的燃烧性能应符合现行国家标准《电缆及光缆燃烧性能分级》GB 31247 的规定。

4.6.3 本条主要规定光伏电缆的性能。

3 CdTe 光伏系统设计时，直流侧电缆选用光伏专用电缆，光伏电缆额定电压应大于光伏方阵的最大电压。

5 本规程规定光伏电缆，正常运行条件下导体连续工作温度为 90°C ，其预期使用寿命应达到 25 年，当环境温度为 90°C 时，电缆在导体温度为 120°C 条件下应能正常使用 20000h，应能满足最高环境温度下稳定运行的要求。

4.6.5 本条主要规定了光伏组件电缆连接器的性能。

1 连接器在室外环境使用时，需要采取防水、防腐和防日照措施,其外壳防护等级不应低于 IP65。

5 不同厂家连接器插接端口可能会有差异，端口不一致可能会导致接触不良，容易打火引起火灾。

4.7 材料

4.7.3 本条主要规定建筑 CdTe 光伏系统用硅酮密封胶性能。

1 建筑用的碲化镉光伏组件，其所用的硅酮结构密封胶需保证有较好的粘接性能，且应当符合相关建筑材料的规定。

4 接缝位置的密封胶会与碲化镉光伏组件的夹胶胶片接触，在此之前应测试其相容性，避免两种胶片发生化学反应导致胶片产生异常，如与夹层玻璃的胶片不相容时应采取措施避免与其相接触，或更换可以匹配的相应密封胶。

5 不同基材粘接时应做相容性实验和剥离实验，确保材料之间不发生化学作用，且粘接效果达到设计要求。

4.7.6 绝热材料与碲化镉玻璃背板或边框材料接触后，应避免相关材料之间产生相互影响。

5 设计

5.1 一般规定

5.1.1 在前期阶段应将碲化镉薄膜光伏发电系统纳入到规划总平面、建筑平面和立面设计的考虑范围，充分和设备供应商合作，合理确定建筑 CdTe 光伏系统应用方案。

5.1.2 本条主要规定 CdTe 光伏建筑的规划设计内容。

1 光伏方阵的方位角是光伏组件的朝向与正南方向的夹角，最佳的安装方位角可以实现最佳的发电量和系统转换效率。

2 CdTe 光伏系统的应用需要足够的日照时间。对于平面不规则及高低错落等复杂形体的建筑，要特别注意建筑自身对阳光的遮挡。同时光伏组件附近有较大面积的设施也会形成遮挡。对于安装位置较低的光伏组件，除了要考虑南向建筑的日照遮挡，还要考虑高大植被的日照影响。

3 冬至日是光伏构件获得日照时间最短的一天，设计时可利用日照分析软件模拟冬至日的光照效果，并根据日照分析结果进行合理布置。

5.1.4 CdTe 光伏发电系统是建筑的有机组成部分。应用 CdTe 光伏系统时，要充分考虑建筑外围护的物理性能要求，结合 CdTe 光伏发电系统的特点，使其在满足建筑围护、建筑节能、建筑装饰的前提下，具备良好光伏发电功能。

5.1.5 光伏组件应与主体结构牢固连接，同时可在光伏组件下方采用设置挡板，防止碎片向下坠落；或在光伏构件垂直下方地面进行绿化种植，避免行人靠近建筑物等防护措施。

5.1.6 CdTe 光伏组件的安装、使用、维护需要作业场地，需要充分考虑操作人员的安全，应预留确保安全作业的条件和空间。如平屋面设置为上人屋面，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的安全带，确保人员安全等。

5.1.7 盐雾环境具有腐蚀性，会对建筑材料和构件造成损害。因此，需要选择具有良好耐腐蚀性能的材料，如不锈钢、镀锌钢等，以确保支撑结构的长期稳定性和耐久性。此外，还需要采取相应的防护措施来减少盐雾对支撑结构的腐蚀影响。常见的防护措施包括：表面涂层：在支撑结构的表面涂覆一层耐腐蚀的涂层，如防腐漆、涂层等，以形成一个保护层，防止盐雾直接接触到支撑结构表面。防护屏障：在支撑结构周围设置防护屏障，如护网、挡板等，以减少盐雾的直接侵蚀。定期对支撑结构进行检查和维护，及时清除积聚的盐分和污垢，修复和更换受损的部件，以延长支撑结构的使用寿命。

5.1.8 CdTe 光伏组件在使用过程中会产生二次辐射，可能对周围环境和人体健康造成影响。为了减少二次辐射的影响，在设计和安装过程中，确保光伏组件的辐射方向不会直接照射到人员和敏感区域。在需要的情况下，使用合适的屏蔽材料或结构来减少辐射的传播。同时 CdTe 光伏组件在使用过程中可能对周围环境和生态系统造成光污染。为了减少光污染的影响，在设计和安装过程中，选择合适的组件布局 and 安装角度，以减少光辐射的散射和反射。具体的分析和措施选择需要根据具体的情况和要求进行。在进行光伏发电系统的设计和安装时，应充分考虑二次辐射和光污染的问题，并采取相应的预防和控制措施，以确保系统的安全性和环境友好性。

5.2 建筑设计

5.2.1 标准 CdTe 光伏组件的尺寸适用于建筑设计中对组件尺寸没有特殊要求的情况。

标准尺寸是经过充分考虑和测试的，可以提供稳定的性能和可靠的安装。选择标准组件可以简化设计和安装过程，同时也便于维护和更换。如建筑设计中对组件尺寸有特殊要求，可根据现场情况，定制尺寸适合的 CdTe 光伏组件。定制组件的尺寸可以根据建筑设计的需要进行调整，但长、宽均不大于标准组件尺寸或标准组件尺寸的倍数。

5.2.2 《建筑光伏系统应用技术标准》GB 51368 适用于新建、扩建、改建建筑光伏系统的设计、施工、验收和运行维护。根据其规定，光伏组件的布置安装应考虑以下几个方面：

布局与间距：光伏组件的布局应符合工程的设计要求，包括朝向、倾斜度和组件之间的间距。应确保组件之间有足够的间距，以充分利用太阳能资源，并且方便维护和清洁。

安装结构：光伏组件的安装结构应具有足够的强度和稳定性，能够抵御风载和雪载等外部荷载，并能承受组件自身的重量。应符合相关建筑结构设计规范，确保组件的安全和稳定。

电气安全：光伏组件的布置安装应符合国家电气规范和相关安全标准，确保电气连线、接地和防雷措施等符合要求。电气系统的设计和安装应重视安全性，避免接触带电导体、导体漏电等问题。

维护与清洁：光伏组件的布置应考虑到维护和清洁的便利性。对于斜面布置的组件，应留有足够的通道和工作空间，方便维修和清洗。对于平面布置的组件，应设置适当的倾角，以保证降雨时的自清洁效果。

5.2.3 建筑主体结构由于温度变化、地质、地震等原因在伸缩缝、沉降缝、抗震缝的变形缝两侧会发生相对位移，光伏组件跨越变形缝时会受到额外的应力和挤压，容易出现破坏，造成漏电、脱落等损坏风险。光伏组件跨越建筑变形缝，同时增加组件的清洁、维护难度。所以光伏组件不应跨越主体结构的变形缝。

5.2.4 本条主要规定建筑平屋面上安装 CdTe 光伏组件的要求。

1 建材型光伏构件作为屋面围护结构使用时，需要注意以下几个方面：

结构强度：建材型光伏构件在设计和选择材料时，要考虑到光伏构件的自重和外部荷载，确保其结构稳定可靠。

防水性能：建材型光伏构件应具备良好的防水性能，能够有效防止雨水渗透到建筑内部，尤其是构件之间和构件与其他部位连接处。

保温与隔热：在总体满足节能计算要求的基础上，注意一些连接件应采用保温隔热型材料。**排水通畅：**通过安装坡度、预留排水槽等措施避免积水和水滞留，防止建筑内部受潮和水损坏。

2 安装型光伏组件安装支架的安全要求有以下几个方面：

结构稳定性：安装型光伏系统支架必须具有足够的结构稳定性，能够承受各种气候条件下的风压、雪压等荷载。

抗腐蚀性：支架材料必须具有良好的抗腐蚀性能，能够长期抵御风沙、雨水、阳光等自然环境的侵蚀。

耐久性：支架材料必须具有足够的耐久性，能够长期使用而不会出现松动、变形等问题。

电气安全：支架必须与光伏组件保持良好的接地，以确保系统的电气安全。

安装方便：支架的安装应该简单、方便，能够快速完成，减少安装过程中的安全隐患。

维护方便：支架的维护应该简单、方便，能够快速完成，减少维护过程中的安全隐患。

3 光伏组件的基座与结构层相连的部位是屋面防水的重点部位之一，需要增设附加防水层，以确保防水性能。附加层宜空铺，空铺宽度不应小于 200mm。卷材防水层应按规定做好收头处理。

4 最佳倾角是指光伏组件的发电量最大的倾斜角度。最佳倾角与当地的地理纬度有关，当纬度较高时，响应的倾斜角也大。安全通道用于安装和检修时使用，光伏方阵宜每隔 15m-20m 设置一条检修通道。

5 这些区域需要经常进行人员进出和光伏组件的检修维护，如果不加保护层，人员和工具可能会损坏屋面材料，导致漏水和其他安全问题。

6 为了避免引线穿过屋面时破坏防水层，导致漏水和其他安全问题。在进行屋面防水层施工之前，应预先埋设防水套管。防水套管可以采用耐候性好、耐腐蚀的材料，如 PVC 管、不锈钢管等。埋设防水套管时，应确保其与屋面材料的质量和密封性能相匹配，以确保防水效果。在引线穿过防水套管时，还需要进行防水密封处理。可以使用防水胶、密封胶等材料将防水套管与引线之间进行密封，确保防水效果。在进行防水密封处理时，应注意材料的选择和施工的质量，以确保密封效果和持久性。

5.2.5 本条主要规定建筑坡屋面上安装 CdTe 光伏组件的要求。

1 为了获得较多太阳光，屋面坡度宜采用光伏组件全年获得电能最多的倾角。一般情况下可根据当地纬度 $\pm 10^\circ$ 来确定屋面坡度。

3 安装在坡屋面上的光伏组件宜根据建筑设计要求，选择顺坡架空设置方式。顺坡架空在坡屋面上的光伏组件与坡屋面间宜留有大于 100 mm 的通风间隙。通风间隙有利于屋面通风降低光伏组件背面温升，提高光伏系统的发电效率，同时便于组件的安装和维护。

4 结合具体建筑设计，采取有效措施防止组件和支架在安装和使用过程中意外坠落，造成人员伤亡或财产损失。防护构件或防护网应具备足够的强度和稳定性，能够承受组件和支架的重量。

5 坡屋面利用光伏瓦替代部分传统瓦，是光伏建筑一体化方式之一。应保证光伏瓦宜与屋顶普通瓦的模数相匹配，保持色彩和肌理的统一和协调。保持屋面的平整度，有利于雨水能够舒畅排出。

5.2.6 本条主要规定 CdTe 光伏组件作为采光顶的要求。

1 鉴于碲化镉薄膜光伏系统的灵活的透光性能，以其做为采光顶的应用有着较大的优势。在设计、安装过程要首先遵守《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231。保证其在使用中的稳定性、可靠性和安全性。

2 不同建筑的采光要求不同，需要考虑建筑的用途、面积、朝向等因素。在确定碲化镉光伏组件的透光率时，首先应满足建筑采光要求，保证室内光照充足。CdTe 光伏组件的发电效率与透光率有一定的关系，透光率越高，组件的发电效率就越低。因此，在确定 CdTe 光伏组件的透光率时，需要综合考虑发电效率和建筑采光要求之间的平衡。

5.2.7 本条主要规定 CdTe 光伏组件在阳台或平台上安装的要求。

1 阳台栏板是建筑物的重要部分，不仅需要满足美观的要求，更重要的是要保证其强度和高度要求，以确保使用者的生命安全。具体要求可参见《民用建筑通用规范》GB 55031-2022。

2 光伏组件附在阳台栏板上，根据地域和建筑立面风格，宜有适当的倾角以接收到较多的日照，最大程度地满足光伏发电系统的设计要求。

3 结构主体在土建施工阶段应预留预埋件，构成阳台栏板式的光伏组件和安装在阳台栏板的光伏组件支架应与栏板结构主体上的预埋件牢固连接。考虑到连接件可能锈蚀导致组件坠落，设置混凝土挑板可有效避免风险发生。

5.2.8 本条主要规定 CdTe 光伏组件在墙面上安装的要求。

1 安装型碲化镉光伏构件应用于墙面应满足墙体保温节能要求，主要体现在以下几个方面：

热阻要求：碲化镉光伏构件应具备一定的热阻性能，以减少热量传输，提高墙体的保温效果。

密封性要求：安装型碲化镉光伏构件应具备良好的密封性能，以防止热量和能量的泄露，确保墙体的保温效果。

绝缘性要求：碲化镉光伏构件应具备良好的绝缘性能，以防止电流泄漏和电磁辐射，确保安全使用。

此外，安装型碲化镉光伏构件还应具有一定的刚度，以确保其在安装过程中不会变形或受力过大而损坏。

2 墙面结构主体在土建施工阶段应预留预埋件，光伏构件的支架应与其牢固连接。安装过程应避免破坏墙体保温层和防水层。轻质填充墙承载能力较低，不足以承受光伏构件的重量和风荷载。因此，在选择安装位置时，需要考虑墙体结构的承载能力，并选择适合的支撑结构。

3 光伏组件的引线应该暗敷在墙面内部，避免引线暴露在外部环境中，减少受到风雨、阳光等气候因素的影响，提高引线的使用寿命和安全性，也有利于立面的美观。当引线需要穿过墙面时，应该预埋防水套管。防水套管可以起到防水、防潮的作用，防止水分渗入墙内，避免引线受潮、短路等问题。预埋防水套管通常在墙体施工时一同安装，确保光伏组件引线的穿越点具备防水功能。

4 光伏组件与墙面装饰材料、色彩、分格等协调，可以减少光伏组件对整体装饰风格的影响，保持墙面的原有风格和美观度。协调的设计还可以使光伏组件更好地融入建筑环境中。

5 CdTe 光伏组件具备透光性，可设置在窗面。建筑物的外窗应首先满足采光、通风、节能等围护结构功能要求。当碲化镉光伏组件设置在窗面上时，需综合考虑上述功能要求，并不影响窗面功能和正常使用。

5.2.9 本条主要规定 CdTe 光伏组件在幕墙上安装的要求。

1 国家现行标中的规定包括对幕墙的设计要求、材料选择、施工工艺和防火性能等。幕墙上应用 CdTe 光伏组件是目前较为成熟的技术，在应用过程中应首先满足幕墙作为建筑围护结构的功能要求。

2 幕墙设计模数是指在幕墙系统中,每个单元组件的标准尺寸,通常以长度和宽度来表示。碲化镉光伏幕墙单元组件的尺寸应根据幕墙设计模数进行设计和制造,以便于与其他幕墙单元组件的安装和拼接。光伏组件的表面颜色、透光率和材质也应与幕墙协调统一。幕墙是建筑外立面的一部分,其外观和风格对建筑整体的美观性和协调性具有重要影响。因此,光伏组件的表面颜色、透光率和材质的选择应与其他幕墙单元组件相匹配,以确保整体外观的一致性。

3 为了满足建筑空间的采光、通风和节能要求,可以采用透光光伏组件与不透光光伏组件组合的方式来设计组合式幕墙。为平衡光伏发电量和建筑采光功能,合理确定幕墙的透光率,并选择使光伏组件获得较多光照的朝向。为了满足幕墙通风设计要求,开启部位可设计为仿碲化镉幕墙单元。

5.3 结构设计

5.3.1 结构计算应包括光伏组件面板的强度及刚度校核,支撑构件龙骨的强度、刚度及稳定校核,光伏组件及支撑构件的连接计算,支撑构件及主体结构的连接计算等。

5.3.2 建筑 CdTe) 光伏系结构或构件安全等级需要调整时,调整后的安全等级、重要性系数 γ_0 等内容,还需要遵守现行国家标准《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068 的有关规定。附加碲化镉(CdTe)薄膜光伏系统作为光伏电站,结构设计使用年限按照一般光伏电站的设计使用寿命为 25 年考虑。

5.3.3 采光顶和光伏幕墙进行建筑 CdTe 光伏系结构构件设计时,荷载标准值、荷载分项系数、荷载组合值系数的取值均需要按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定执行。

5.3.4 地震作用计算等内容参考国家现行标准《建筑抗震设计规范》GB 50011、《构筑物抗震设计规范》GB 50191 的有关规定。

5.3.5 当温度区段满足现行国家标准的有关规定时,不考虑温度作用;否则,计算温度作用及其效应。

5.3.8 结构设计应根据使用过程中在结构上可能同时出现的荷载,按承载能力极限状态和正常使用极限状态分别进行荷载组合,当荷载及作用可按线性关系考虑时,荷载标准组合的效应设计值 S_d 按照 5.3.10-1~2 式计算,设计时应取各自的最不利的组合进行设计。

6 建筑碲化镉光伏系统设计

6.1 一般规定

6.1.2 建筑光伏发电系统类型按是否接入公共电网,可分为并网光伏发电系统和独立光伏发电系统;按带储能装置情况可分为带有储能装置光伏发电系统和不带储能装置光伏发电系统;按所带用电负荷形式,可分为直流光伏发电系统、交流光伏发电系统及交直流混合光伏发电系统;并网光伏发电系统按并网点位置可分为用户侧并网光伏发电系统和电网侧并网光伏发电系统。根据现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的规定,按照光伏发电系统安装容量,可分为大、中、小型光伏发电系统,其中安装容量 $\leq 8\text{kWp}$ 的为小型系统, $8\text{kWp} < \text{安装容量} \leq 500\text{kWp}$ 为中型系统, 安装容量 $> 500\text{kWp}$ 为大型系统。

6.1.3 建筑 CdTe 光伏系统设计时应计算系统安装容量和年发电总量。光伏系统的安装容量,是在标准测试条件下(太阳辐照度 1000W/m^2 、环境温度 25°C 、大气质量为 AM1.5)光伏组件的标称功率之和。系统的年发电量计算宜根据系统的实际运行条件,按照不大于 1h 间隔的逐时段发电量累积计算,可利用相关软件完成,计算时相关的参数设置应与设计条件相符。

6.1.4 通常情况下,受建筑条件限制,建筑光伏系统实际太阳辐照度小于光伏组件标准测试条件下的辐照强度,而且 CdTe 光伏组件效率是逐年衰减的,光伏发电系统从组件到逆变器也存在各项损耗,因此逆变器输出功率一般不能达到所对应组件的标称容量值,这将导致逆变器及交流侧的设备容量不能得到充分利用,因此在光伏发电系统设计时宜考虑光伏组件安装容量相对逆变器额定容量进行适度超配。通过对光伏方阵安装容量与逆变器额定容量之间的不同容配比的研究,经光伏发电系统全寿命周期内技术经济比较,来获得最优的容量配比值。容配比优化分析宜使用试算法,从低到高选取不同容配比进行多点计算后确定。容配比不宜大于 1.8,在高海拔、低环境温度、太阳能辐射量高等特定地区和条件下,容配比可能小于 1。

6.1.5 建筑光伏特殊性要求,即光伏组件与建筑结合,人员可能接触或接近光伏发电系统,须保证人员安全。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,人员可接触或接近光伏系统的位置,包括安装在建筑各部位的光伏组件以及直接构成建筑围护结构的光伏构件应设置必要的带电警示。

6.1.6 应急电源要求在市电中断后保持供电,而光伏发电受日照影响,供电具有不稳定性,可靠性难以保证,因此不满足作为应急电源的条件。

6.2 光伏方阵

6.2.1 通常在建筑屋面安装的附加型光伏系统,组件布置较少受制于建筑条件。光伏组件布置包括方位角和安装倾角的选择,我国位于北半球,方位角一般选择正南向,以利接受最多的太阳辐射量;同时,光伏组件采取不同的安装倾角,对年发电总量和各月份发电量均有影响,因此宜根据不同地区、不同建筑用能特点采取不同的组件安装方式,在尽可能实现全年发电量最大的同时,兼顾系统每月发电量和用电负荷的时序匹配性。

考虑到屋面面积的利用程度和投资成本,对屋顶可利用面积充裕且利用成本较低的光伏系统,光伏组件的安装倾角宜使其单位安装容量的全年发电量最大;屋顶面积受限或利用成本较高时,通过对组件不同布置方案的造价和发电量分析,经技术经济比较后确定组件安装倾角和间距。

建筑集成光伏发电系统的组件在承担建筑材料或构件功能的同时产生电能,其安装应在满足建筑功能、建筑美观的要求下兼顾发电效率,通过和建筑进行一体化设计,使之成为建筑的有机组成部分。

独立光伏系统,各月的发电量与负荷用电量要力求平衡,其发电能力应满足最低太阳辐射量月份负荷的用电需求,因此通过合理选择组件的安装倾角,提高最低辐射量月份的发电量并保证全年各月发电量均能满足用电需求。

6.2.2 光伏组串的工作电流由同一组串中电流较小的组件决定,光伏组件的电流若不一致,则电流偏小的组件将影响整个组串发电效率。接入同一最大功率跟踪回路的光伏组串的直流电压应尽量一致,故要求对应的光伏组件工作电压、组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响及直流电缆电压降也要一致。同一组串内的光伏组件的方位角和安装倾角偏差范围宜在 $\pm 5^\circ$ 以内,为防止环流,并联的光伏组串的开路电压之差应不大于 5%。

6.2.3 受建筑设计和建筑表面安装条件限制,建筑光伏系统一般不采用最大组串数设计,应先按《光伏电站设计规范》GB 50797 提供的公式得出光伏组件串联数的范围,再结合建筑条件和光伏组件或光伏构件的排布、直流汇流等因素,进行技术经济比较,合理设计组件串联数。

6.2.4 由于某些 CdTe 光伏电池的制备工艺特点,当不能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,在高温高湿环境下,由于电场导致的钠化学反应,会使透明导电氧化物(TCO)导电玻璃产生腐蚀而损坏。为避免 TCO 损坏,碲化镉光伏方阵可根据组件制造商要求采用功能接地,功能接地应通过电阻接地,并且在包括功能接地电阻在内,光伏方阵总接地电阻值应能将故障电流限制在 30mA 以下,避免因接地故障引起电击事故和着火危险,设计阶段预期的光伏方阵绝缘电阻值可按每平方米方阵面积 $40\text{M}\Omega$ 估算。

6.3 直流系统

6.3.1 碲化镉光伏组件的开路电压随温度变化为负的系数关系,光伏方阵最大电压可由光伏组串在标准测试条件下的开路电压经当地昼间环境极限低温修正后确定。一般由组件制造商提供,设计阶段若无法获取相应资料,可参考本规程附录 D 提供的数据。

6.3.3 就近汇流可减少光伏电缆用量及线路损耗。光伏方阵的组串数量应和逆变器 MPPT 路数及每路 MPPT 可接入组串数相匹配,当需接入同一逆变器的光伏组串数量超过逆变器最大输入回路数时,多路组串可经汇流设备并联后接入逆变器。光伏方阵组串数量超过汇流箱的最大输入回路数时,可经组串汇流箱和方阵汇流箱二级汇流。

碲化镉光伏组件具有工作电压高而工作电流较小的特点,对于有大量小电流组串的系统,也可采用汇流线束对组串就近汇流,使输出电流达到 20~30A 左右,然后再通过线束导体送至逆变器或者汇流箱。

6.3.4 光伏组串、子方阵过电流保护电器一般安装在直流汇流箱输入回路中,过电流保护电

器设计要求参见本规程附录 B。

防反二极管可阻止部分光伏组件以及储能系统产生的反向电流,但防反二极管在遭受瞬态电压击穿后呈短路状态,因此不具有过电流保护功能。防反二极管的选择应符合下列规定:

- (1) 额定电压应高于 2 倍光伏方阵最大电压;
- (2) 额定电流应大于 1.4 倍光伏组串在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。

6.3.5 本条主要规定逆变器的配置要求:

2 当因建筑条件限制,光伏组件朝向、安装角度、阴影遮挡条件等难以一致,可采用能进行组件级 MPPT 功能的微型逆变器或功率优化器。因安全需要,也可利用微型逆变器和功率优化器实现组件级快速关断功能。

3 直流侧需功能接地时,系统交直流侧应有电气隔离,应选用具有隔离功能的逆变器或具有隔离功能的外部变压器,且不得有其他设备与逆变器连接到外部变压器的同一绕组上,隔离变压器选择应符合下列规定:

- (1) 应满足逆变器额定功率和接入电压等级的要求;
- (2) 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。

6.3.6 直流汇流箱、组串式逆变器室外布置便于靠近光伏方阵,减少直流电缆用量,室外布置可避免直流电缆进入建筑物内,发生火灾时便于切断直流带电导体,保证室内人员安全。

6.3.7 目前储能电池中技术成熟、应用较广泛的是铅酸蓄电池和锂离子电池,应根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、充放电深度能力、自放电率和环境适应能力等技术条件选择合适的电池类型。

光伏发电系统只在日照时才能输出电能,独立建筑碲化镉光伏系统必须配置储能系统方能满足向负载提供持续、稳定电力的要求。

并网光伏系统配置储能装置的目的是为了改善光伏发电系统输出特性,包括平滑输出功率曲线、跟踪电网计划出力曲线、电力调峰等,也可用于用户电费优化管理、备用电源供电等多种需求。储能系统额定功率和容量选择应按照各种应用场景的不同要求进行设计。

6.4 交流系统

6.4.2 无励磁调压电力变压器能效等级应符合现行国家标准《电力变压器能效限定值及能效等级》GB20052 中 3 级的要求。

光伏发电系统的额定容量为系统安装的逆变器的额定有功功率之和。

6.4.3 线路和变压器承载力不满足接入要求时,应提高接入电压等级或者降低光伏发电系统容量,也可对线路和变压器进行改造。

6.4.5 光伏发电系统的无功补偿配置应充分利用并网逆变器的无功容量及其调节能力,当其容量不满足时才考虑安装无功补偿装置。逆变器无功容量及其调节能力应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 的规定。

6.4.6 第 1 款,考虑光伏发电系统效率等因素,一般按照持续极限输送容量选择。

6.5 系统接入

6.5.1 光伏发电系统由于接入电压等级或接入电网位置不同,对其并网要求也不相同。

6.5.2 电能质量,包括谐波与间谐波、电压偏差、电压不平衡度、电压波动和闪变以及直流分量等指标,电能质量相关国家标准包括《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337、《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326、《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 等,电能质量在线监测装置应符合《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862。

6.5.3 接入电压和接入方案应根据光伏系统发电容量、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、所在地区配电网和周边分布式电源规划情况,经过综合比较后确定。

当高低两级电压均具备接入条件时,优先接入低压配电网,可降低造价和运营费用,并有利于发电量的直接消纳,避免通过高电压等级分配和传输系统的损耗。当不能就地消纳时,也可采用 10kV,部分地区可使用 20kV。

6.5.4 建筑碲化镉光伏系统商业运营模式可根据用户消纳方式采用“自发自用、余电上网”和“全额上网”两种方式。根据不同接入电压等级和商业运营模式,光伏发电系统接入点选择可参考表 6.5.4。

表 6.5.4 光伏系统接入点选择

电压等级	商业运营模式	接入点
380/220V	自发自用,余电上网	用户配电箱、用户变电所低压母线
	全额上网	公共电网配电箱、线路,公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线
10kV	自发自用,余电上网	用户变电所 10kV 母线
	全额上网	公共电网开关站、箱变、环网柜的 10kV 母线,公共电网 10kV 架空线路

6.6 监测系统

6.6.1 系统应具备实时监测系统各部分工作状态和运行效率的功能。

6.6.3 组件效率随温度升高而降低,同时高温易引发火灾危险,因此应对组件背板表面温度

进行监测。对于光伏玻璃幕墙和采光顶，组件背面应保持通风良好，组件温度不应超过 90℃，当温度超过 90℃时，系统应指示故障，并宜断开光伏方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。

6.7 布线系统

6.7.2 应根据光伏组串和方阵过电流保护设置情况，确定直流电缆应具有的最小载流量，其选择应符合附录 C 的规定。

根据不同的环境温度、敷设位置和敷设方式，电缆的载流量修正系数应根据现行国家标准《低压电气装置 第 5-52 部分：电气设备的选择和安装 布线系统》GB/T 16895.6 的有关规定确定。

在经济合理条件下，导体截面选择宜尽量降低线路的电压降，减少线路损耗。

6.7.3 本条主要规定 CdTe 光伏系统线缆布线要求：

- 2 线缆的敷设不得影响消防疏散，电缆槽盒布置不应应对光伏组件造成遮挡。
- 4 用于建筑采光区域的光伏构件，宜采用侧边接线盒，外观无要求的可采用背接接线盒。

6.8 防雷与接地

6.8.1 新建建筑的屋顶 CdTe 光伏系统防雷装置设置应依据建筑物防雷分类确定，侧面及幕墙 CdTe 光伏系统需要防侧击时，宜按第三类防雷设置防雷装置。

6.8.2 在建筑物上增加光伏系统通常不会改变雷击风险，安装前应设计和协调光伏系统和防雷装置的关系。

6.8.4 单独设置的接闪器时，不建议利用光伏组件的金属边框，原因在于，光伏组件的金属边框用于支撑或机械保护太阳能电池板，本身不具备接闪功能，其规格通常采用厚度 1.2~1.5mm 的铝材（典型长边壁厚 1.4mm，短边壁厚 1.2mm，也有采用强度较低的 6063 铝型材，其最大厚度不大于 1.9mm，远小于铝材作为接闪器的 3mm 厚度要求，不可以直接接闪。

（附国际、国外标准：

1、美国防雷标准《Standard for the Installation of Lightning Protection Systems》NFPA780-2017 12.2 Fundamental Principles of Protection.

12.2.1 Roof-mounted or ground-mounted arrays subject to direct lightning strike shall be protected in accordance with Chapter 4 and as supplemented in this chapter.

12.2.2 Protection shall be provided by either of the following methods: (1) Direct mounting of strike termination devices to the solar array rack as shown in Figure 12.2.2(a) ; (2) Locating strike termination devices (including air terminals, masts, and overhead ground wires) adjacent to the solar panels in such a manner as to place the solar panels in a zone of protection as defined in Section 4.8 and shown in Figure 12.2.2(b).

2、《Lightning and surge voltage protection for photovoltaic (PV) power supply systems》IEC TR 63227-2020 Ed1.0

5.2 External lightning protection

Within the meaning of the lightning protection standard IEC 62305-3, PV power supply systems as roof fixtures shall, where possible, be protected against direct lightning strikes by means of separate air-termination systems.)

6.8.6 为降低瞬态过电压，光伏组串和方阵直流布线应以最小导电回路面积敷设，并采用屏蔽线缆或沿金属管或金属槽盒内敷设，以降低闪电电涌引发的感应电流。功能性接地导体或等电位连接导体应与光伏系统的直流线缆沿同一路径平行敷设，起到加强屏蔽作用，有效降低雷击电磁脉冲的电磁兼容效应。最小回路面积屏蔽布线示意图见图 6.1。

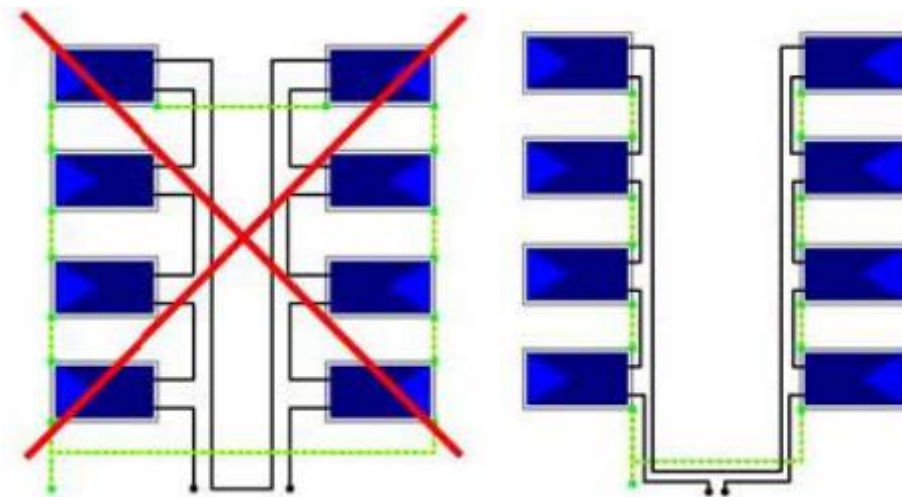


图 6.1 最小回路面积屏蔽布线示意图

6.8.7 功能接地是出于电气安全之外的目的，将系统、装置或设备的一点或多点接地。

当建筑 CdTe 光伏幕墙系统逆变器或交流侧设置隔离变压器时，出于功能原因需要将光伏组件的金属框架接地。

对于未设置防雷装置，或处于防雷装置保护范围内且与防雷装置保持间隔距离的建筑碲化镉光伏幕墙系统，建议设置功能性接地；其他与防雷装置不能保持间隔距离的建筑碲化镉光伏幕墙系统，是否设置功能性接地应按制造商安装规定执行。功能性接地线可采用截面积不小于 6mm² 铜导体或等效载流能力的其他金属材料。碲化镉光伏组件的金属框架（如果有）通常是铝制材料，裸铜导体应连接到金属框架的专用连接端子。功能性接地线应与光伏组件的金属框架逐个连接，禁止串联连接。

光伏幕墙系统功能接地示意图见图 6.2。

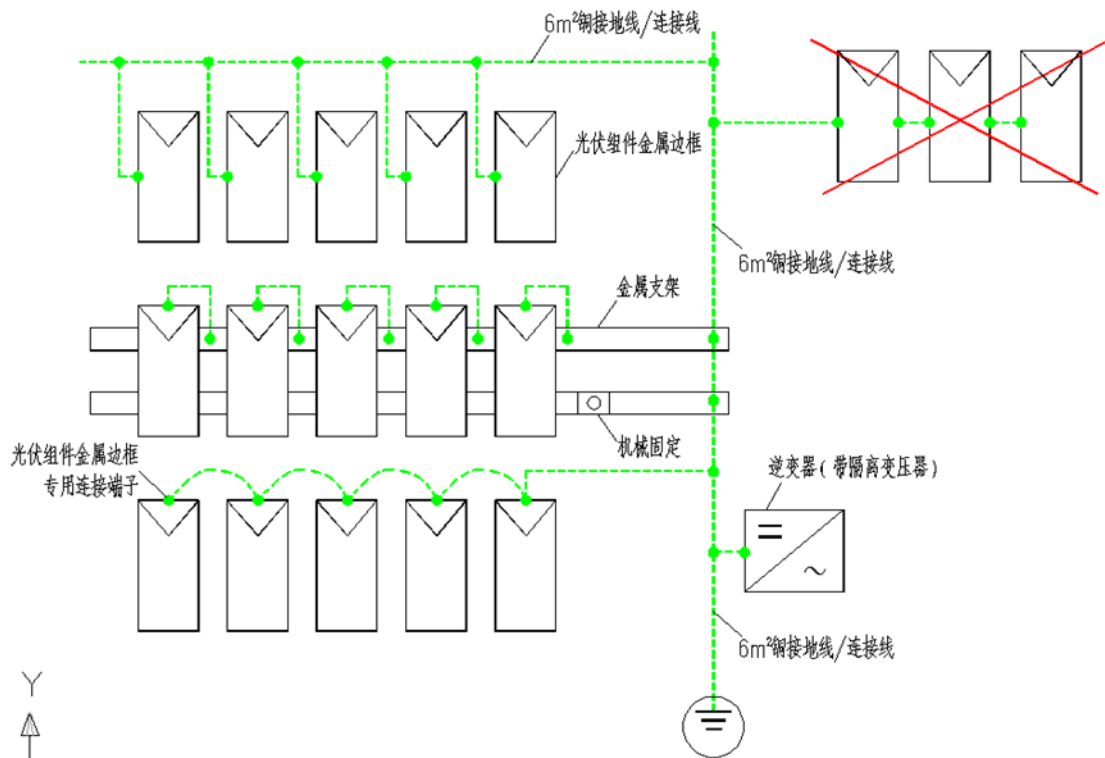


图 6.2 光伏幕墙系统功能接地示意图

6.8.8 等电位连接应安全、可靠，连接线截面应根据是否携带雷电流或感应电流而定。根据《雷电防护 第 4 部分：建筑物内电气和电子系统》GB/T 21714-2015 表 1，当金属支架与防雷装置保持间隔距离时，等电位连接线仅承载小部分雷电流或感应电流，等电位连接线最小截面积为 6mm² 铜导体；当金属支架与防雷装置连接时，连接排之间的等电位连接线承载全部或大部分雷电流，连接线最小截面积为 16mm² 铜导体。

须注意，光伏组件的金属框架不需要包括在等电位连接中，仅需要功能性接地时，才连接光伏组件的金属框架。

6.8.9 为确保有效保护设备，直流电涌保护器电压保护水平应低于被保护设备的耐冲击电压额定值 U_w ，通常，宜保持设备耐冲击电压额定值 U_w 和 U_p 之间至少 20% 的安全裕度。

设备耐冲击电压额定值 U_w 可由制造商或相关产品委员会提供；当无相关信息， U_w 值可按表 6.1 选择，表 6.1 引自《低压电气装置 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 16895.32-2021。

表 1 耐冲击电压 U_w

$U_{OC\ MAX} (V)$	$U_w (kV)$	
	光伏组件	逆变器
100	0.8	-
150	1.5	-
300	2.5	-
400		3.1
600	4	4.2
800		5.1

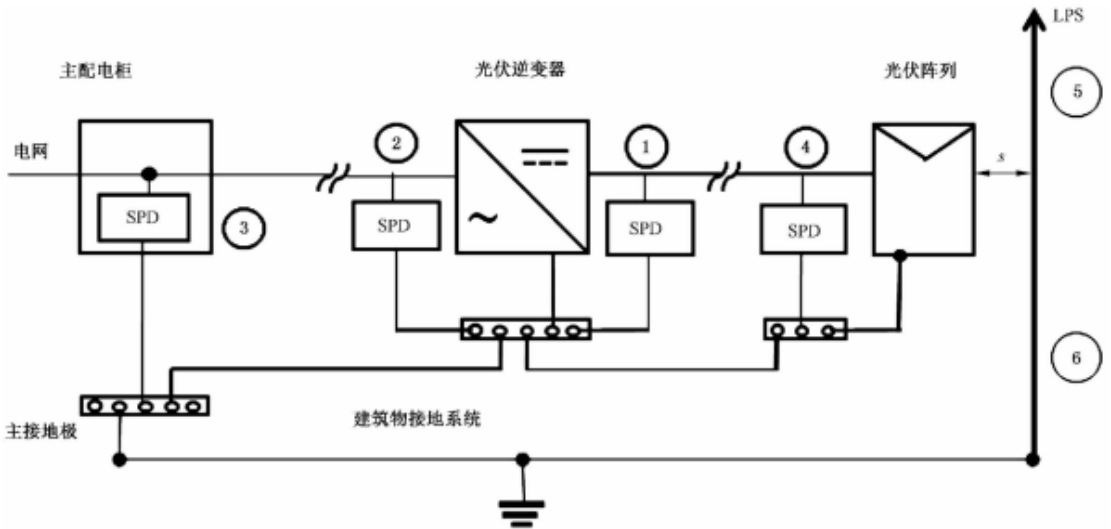
6.8.10 引自 81/693/CDV IEC 62305-4 ED3 《Protection against lightning - Part 4: Electrical and electronic systems within structures》。

如果能保持间隔距离，光伏组件和逆变器仅承受应感应效应产生的电涌电流（8/20μs），因此可选择 T2 级 SPD，其标称放电电流不应小于 5kA。如果不能保持间隔距离，光伏组件和逆变器将承受电阻耦合产生的雷电流和感应效应产生的电涌电流（例如 10/350μs、8/20μs），因此需要选择 T1+T2 级 SPD（或复合型 SPD），其中，T1 级 SPD 冲击电流无法计算时，应按不小于 12.5kA 选择。

根据《低压电涌保护器 特殊应用（含直流）的电涌保护器 第 31 部分：用于光伏系统的电涌保护器（SPD）性能要求和试验方法》GB/T 18802.31-2016，必须在 SPD 本体上持久地 SPD 标识“PV”，例如：T2 级 SPD 标称放电电流 5kA，标注为：PV T2 2 In: 5kA；T1 级 SPD 冲击电流 12.5KA，标注为：PV T1 1 Iimp: 12.5kA。

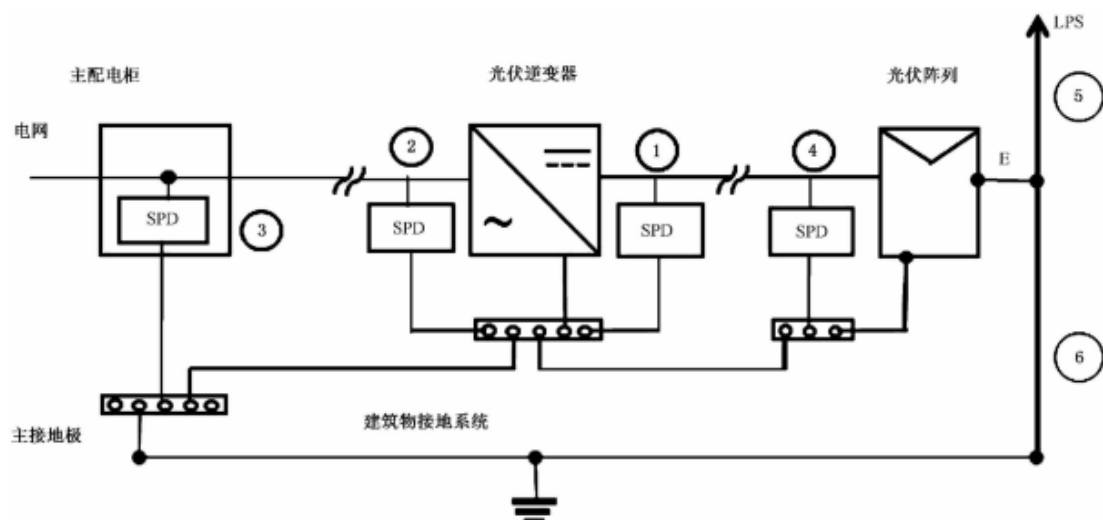
6.8.11 根据《低压电涌保护器(SPD) 第 11 部分：低压电源系统的电涌保护器 性能要求和试验方法》GB / T 18802.11-2020 和《低压电涌保护器 特殊应用（含直流）的电涌保护器 第 31 部分：用于光伏系统的电涌保护器（SPD）性能要求和试验方法》GB/T 18802.31-2016，制造商指定的外部脱离器应 SPD 一起测试，不可选用其他厂家类似规格的过电流保护器。

6.8.12 交流 SPD 选择应符合《低压配电系统的电涌保护器(SPD) 第 12 部分 选择和使用导则 》GB/T 18802.12-2014 相关要求。直流 SPD 选择应符合《低压电涌保护器 第 32 部分：用于光伏系统的电涌保护器选择和使用导则》GB/T 18802.32-2021 相关要求。光伏系统和防雷装置满足间隔距离时 SPD 安装示意图见图 6.3；光伏系统和防雷装置不满足间隔距离时 SPD 安装示意图见图 6.4 。



注：
④--II 级试验 SPD；①--II 级试验 SPD；②--II 级试验 SPD；③--I 级试验 SPD；
⑤--接闪器；⑥--引下线。

图 3 光伏系统和防雷装置满足间隔距离 SPD 安装示意图



注：

④—I级试验 SPD；①—I级试验 SPD；②—I级试验 SPD；③—I级试验 SPD；

⑤—接闪器；⑥—引下线；E—等电位连接。

图 4 光伏系统和防雷装置不满足间隔距离 SPD 安装示意图

SPD 安装位置遵循以下原则：

表 2 SPD 安装基本原则

SPD 安装位置	说明	保护功能	时间和方式
④	直流汇流箱	保护光伏组件免受雷击过电压损坏	④和①之间的距离超过 10m 时安装
①	逆变器直流侧	保护光伏组件和逆变器免受雷击过电压损坏	始终推荐
②	逆变器交流侧	保护逆变器免受雷击过电压损坏	②和③之间的距离超过 10 m 时安装
③	并网柜/低压主配电柜	保护逆变器免受来自屋顶的和电网的雷击过电压损坏	始终推荐

6.9 安全防护

6.9.1 当采用双重绝缘或加强绝缘保护措施时，包括 CdTe 光伏组件、接线盒、汇流箱、连接器、电缆等到逆变器直流侧前的设备均应采用 II 类设备或与其等效的绝缘措施。

6.9.2 光伏系统直流侧的过电流是由于光伏方阵布线系统中的接地故障或由于组件、接线盒、汇流箱中的短路故障引起，由于光伏组件固有的限流特性，过电流保护装置不是用于保护本回路光伏组串、方阵的过载和短路，而是为防止在故障状态下其他并联回路向故障点注入的反向过电流。反向过电流的来源可能包括多个并联的光伏组串、储能电池等外部电源以及光伏方阵所连接的多输入回路的逆变器等。

光伏系统中的蓄电池是高预期故障电流的来源，应提供过电流保护。过电流保护电器通常装设在蓄电池与充电控制器之间，且应尽可能靠近蓄电池，这样能为充电控制器和直流主

电缆同时提供过电流保护,在光伏方阵和充电控制器之间就不再需要设置光伏方阵电缆过电流保护。

直流侧过电流保护配置可参考附录 B。

6.9.3 光伏系统在并网运行前需要进行绝缘阻抗检测,旨在减少直流侧绝缘老化和接地故障造成的危害。当指示绝缘阻抗异常时,表明系统直流侧线缆或组件对地绝缘阻抗过低,若系统并网,可能带来人身电击安全危险,接地点的故障电流或故障电弧也会造成火灾隐患。根据光伏系统交流侧和直流侧的电气隔离类型、光伏方阵功能接地形式,规定了不同的保护要求。绝缘阻抗检测功能可通过光伏并网逆变器实现,逆变器应具有本地故障指示,同时也应具有远程发送故障信息的功能。系统发生绝缘故障后,报警应持续,直到关闭逆变器或绝缘故障被排除。当光伏方阵对地绝缘阻抗恢复规定要求时,允许系统恢复连接和工作。

6.9.4 光伏系统中,过大的剩余电流是由于设备接地故障引起,发生故障时会导致不应载流的导体或部件承载电流,从而引发着火危险。碲化镉光伏系统通过高阻抗进行功能接地,可不采取接地故障中断措施但应具备剩余电流监控保护功能。在逆变器接入交流电网,交流侧开关闭合的任何情况下,逆变器都应提供剩余电流监测,剩余电流监测装置应能检测总的剩余电流有效值,包括直流和交流分量。

6.9.5 电弧是造成光伏系统火灾并引起建筑火灾的最主要原因。光伏系统直流侧主要有三种类型的电弧:

- (1) 由于电缆的错误连接或串联分断导致的串联电弧;
- (2) 不同电位的相邻线路间的局部短路导致的并联电弧;
- (3) 绝缘故障导致的对地电弧。

光伏系统布线要求采用双重绝缘,不大可能产生并联电弧,系统中包含大量的串联连接,因此最有可能发生的是直流串联电弧。在建筑碲化镉光伏系统中,通过设置直流电弧保护可以加强建筑光伏系统的防火安全水平。建筑碲化镉光伏系统宜采取与逆变器、直流汇流箱等设备集成的电弧故障保护装置,可以简化光伏发电系统,提高保护可靠性。

6.9.6 建筑 CdTe 光伏系统直流侧组串最大电压最高可达数百到接近 1000V,即使切断交流电路或关闭逆变器,直流侧电压依然存在,在紧急情况如火灾发生时,直流侧高电压会对救援人员造成极大危险。当系统具备组件级快速关断功能时,通过手动或火灾报警系统联动触发关断功能,可在短时间内断开光伏组件之间的连接,将光伏方阵边缘及内部直流电压降低至安全电压范围内,保障人身安全,为消防救援创造安全的环境。实现组件级快速关断的主要方式包括设置快速关断器、具有快速关断功能的光伏组件功率优化器或采用微型逆变器等。

7 施工与验收

7.1 一般规定

7.1.2 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管和相关设施符合设计图纸的要求，并已进行验收合格。

7.3 机电工程

7.3.1 本条主要规定光伏组件之间的接线要求：

- 1 光伏组组件串联后形成 1000V 电压对人体有危险，因此严禁触摸带电部分。
- 2 留有一定的散热空间，保证组件可以正常散热，避免热聚集导致组件损坏或引起火灾。
- 5 设置此围栏是为了防止非专业维修人员触碰光伏系统造成人身安全。
- 8 串联支路的电池组中任意电池如被遮挡，被遮挡的电池消耗其他电池的产能，被遮挡的光伏电池会发热，此效应成为热斑效应。因此在接通光伏组件前，应检查组件不被遮挡。

7.3.5 本条主要规定光伏汇流箱的安装要求：

- 1 汇流箱安装支架的螺孔距必须同汇流箱孔距，并在同一水平面上，当不吻合时，应用镀锌钢垫片垫平后紧固连接螺栓，保证箱体安装牢固。
- 2 光伏子方阵编号是为了正、负极正确接入方阵汇流箱进线端，光伏方阵的输出端有明显的极性标识是保证极性与逆变器直流侧极性一致。
- 3 光伏汇流箱在安装前需要断开所有回路，避免发生以外。
- 4 如果光伏组串已经连接完毕，则在光伏组串两端就会产生直流高电压，为保障人身安全，采取后接光伏组件连接件。

7.3.6 本条主要规定逆变器的安装要求：

- 1 逆变器交流侧电缆接至升压变压器低压侧时应与电源相序一致，因此在接线前应核查电缆的相序，同样直流侧的极性也要与逆变器直流侧极性一致，并做好施工记录。
- 2 逆变器的直流侧电缆连接时，部分光伏组串已经串接完毕，此时会产生很高的直流开路电压。为保证人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认逆变器直流侧前端有明显的断开点，并做好安全防护措施。
- 3 逆变器侧如果没有断开点，其他已经引接好的光伏组串电流可能会从逆变侧逆流到汇流箱内，很容易对人身和设备造成伤害。所以在汇流箱的光伏组串电缆引接前，需确保没有电压，确认光伏逆变器侧有明显断开点。

7.4 设备调试

7.4.1 系统调试之前，所有的电气和相关设备均已安装。

7.4.4 本条主要规定逆变器的调试要求：

- 1 逆变器检修时切断前后电源，避免对人产生危险。
- 2 逆变器运行时，断开无灭弧功能的汇流箱总开关可能会导致拉弧或产生危险事故，正确的做法是先关闭逆变器，在从分到总依次断开汇流箱中各级开关。

7.5 工程验收

7.5.2 建筑 CdTe 光伏系统工程验收应有以下验收文件和记录：

- （1）设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
- （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）其它对工程质量有影响的重要技术资料。

8 运行与维护

8.1 一般规定

8.1.2 为了防止在运行和维护过程中发生人员触电事故,需注意断电、绝缘等事项。

8.1.3 光伏建筑一体化系统中的计量设备应符合国家现行有关规定,以便今后获得相关的政策补贴。

8.2 系统设备

8.2.1 本条主要规定建筑 CdTe 光伏组件的运行与维护要求:

2 当光伏组件表面受到污染时,其发电效率会大幅下降;同时组件表面局部污染可能会产生热斑效应,影响光伏组件使用寿命,鉴于以上原因,光伏方阵设计时一般要带有一定倾角,并根据运维清洗的方式设置相应的清洗通道和配置清洗系统或清洗设备,以便于对光伏组件表面进行定期清洗。

3 防止破坏光伏组件表面玻璃。

4 光伏组件明显的颜色变化主要因为封装材料脱层、光伏组件进入水汽等,如果光伏组件的玻璃破碎、背板烧焦等明显的颜色变化表明组件已经破坏,降低发电效率还可能不存在安全因素,需要及时维护或更换。

5 光伏组件是整体系统的发电部件,需要安全接地,并有明显的警告标识。

8.2.2 本条主要规定直流汇流箱的运行与维护要求:

2 直流汇流箱内熔断器主要是防止其他并联回路(回路数 >2)向故障点汇流而造成事故扩大。因此保证保护电器不损坏,过电流故障时正常动作。

3 防反二极管可以防止其他回路向故障回路汇流,也能防止储能系统的方向电流,使其他组串正常工作。因此保证防反二极管损坏,有效防止故障条件逆流。

8.2.5 本条主要规定交流配电柜的运行与维护要求:

3 按照《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的有关要求,线缆和线对地绝缘电阻过小,可能因为电缆故障、电缆绝缘层损坏或者温度等外界原因,应按照规范要求定期用绝缘电阻测试仪测试,检查线路绝缘电阻并记录。

8.3 防雷与接地

8.3.2 光伏组件支撑件或其他钢性物质固定,均为导电性能良好的金属材料,大面积的露天布置容易遭受直接雷击破坏,同时,项目所在地为雷暴区,雷击概率相对较高,雷云电荷容易在太阳电池内部电路、太阳电池组件边框及其支撑结构上形成感应过电压,直流配电柜和室内的交流配电柜可能遭受感应雷击损坏。

8.4 线缆

8.4.3 本条主要规定电缆的运行与维护要求：

1 双拼或多拼电缆因为电缆材料等原因使得电缆接触不良而发热，应检查电流分配处和电缆外皮等关键位置的温度，避免因接触不良引起电缆烧坏连接点。

2 线缆包括电线、电缆，在配电柜的保护电器进出线端、与 N 排、PE 排接线端应做好回路标识。

8.4.4 进出配电柜的部位是电缆密集位置，应对进出线孔洞大小限制，且对孔洞的防火封堵材料是否有效进行运维检查，防火封堵材料的耐火极限不应低于建筑物耐火等级要求，防止火灾蔓延造成事故扩大。

采用电缆防火封堵材料对穿越防火分区、楼板、墙体的洞口进行严密封堵，可以隔离或局限燃烧的范围，防止火势蔓延。

9 节能与低碳评价

9.1 一般规定

9.1.5 发达国家通常都会对光伏系统工程进行系统效益的长期监测,以作为对使用光伏系统工程用户提供税收优惠或补贴的依据,并通过验证光伏系统设计阶段方案的合理性为之后的设计方案及产品优化提供依据。我国今后也有可能出台类似政策或推行运用后评价制度等,所有,本条建议有条件的工程宜在光伏系统工作运行后,进行系统节能与低碳效益的定期检测或长期监测。

9.2 评价指标

9.2.2 该条规定了在系统设计阶段进行建筑 CdTe 光伏系统节能、减碳分析和评估的评定指标内容。所包括的评定指标能够有效反映系统的节能、减碳效益,而且计算相对简单、方便,可操作性强。

9.2.3 该条规定了在系统实际工作运行阶段进行建筑 CdTe 光伏系统节能、减碳分析和评估的评定指标内容。所包括的评定指标能够有效反映系统的节能、减碳效益,而且计算相对简单、方便,可操作性强。

9.3 评价方法

9.3.1 CdTe 光伏系统的光电转换效率表示系统太阳能转化为电能的能力,国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013 公式(5.2.5)给出了太阳能光伏系统的光电转换效率的计算公式,CdTe 光伏系统实际工作运行的光电转换效率和可按此公式进行计算,且应符合设计文件的规定。

9.3.2 国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801-2013 公式(5.3.3)给出了太阳能光伏系统全年的常规能源替代量 Q_{td} 的计算公式,CdTe 光伏系统实际工作运行的常规能源替代量 Q_{td} 可按此公式进行计算,且应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定。

9.3.3 CdTe 光伏系统年发电量是衡量系统发电能力的非常重要的直观指标。该指标可在工程文件中给出,当无文件规定时,应在测试评价报告中给出系统的年发电量。

长期测试的周期不应少于 120d,且应连续完成。长期测试开始的时间应在每年春分(或秋分)前至少 60d 开始,结束时间应在每年春分(或秋分)后至少 60d 结束,这段时间的气象条件可基本反映全年的平均水平。

短期测试需重复进行 3 次,每次短期测试时间应为当地正午前 1h 到正午后 1h,共计 2h。测试期间室外环境平均温度的允许范围应为年平均环境温度 $\pm 10^{\circ}\text{C}$,环境空气的平均流速不应大于 4m/s,太阳总辐照量不应小于 $70\text{W}/\text{m}^2$,太阳总辐照量的不稳定性不应大于 $\pm 50\text{W}$ 。

9.3.4 系统费效比为太阳能光伏系统的增投资与系统在正常使用寿命内的总节能量的比值,表示利用太阳能节省常规能源电量的投资成本,单位为元/ $\text{kw} \cdot \text{h}$ 。

项目的费效比是考核工程经济性能的评价指标。现行国家标准《可再生能源建筑应用工

程评价标准》GB/T 50801 给出了太阳能光伏系统的费效比 CBR_d 的计算公式，CdTe 光伏系统实际工作运行的费效比 CBR_d 可按此公式进行计算。也可按项目立项可行性报告等相关文件的要求计算。当无文件明确规定时，应小于项目所在地当年商业用电价格的 3 倍。实践证明，如果费效比过高，会严重制约系统的推广。

静态投资回收期=（累计净现金流量出现正值年份-1）+出现正值年份上一年的累计净现金流量÷出现正值年份当年的净现金流量。当投资回收期不大于基准投资回收期时，项目即成；反之，项目不成。

9.3.5 按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 可计算 CdTe 光伏系统实际工作运行的年常规能源替代量。常规能源替代量是以标准煤为计算单位。

9.3.6 开展针对产品的能效标识评估，对改进产品性能质量、规范市场起到了良好的推动作用。进行 CdTe 光伏系统工程的性能分级评估，同样有利于促进 CdTe 光伏系统工程的技术进步，进一步提高工程的设计、施工水平。

可按国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定进行判定和分级。太阳能光伏系统的光电转换效率划分为 3 个级别，1 级最高，光电转换效率的级别应按该标准的有关规定划分。费效比的级别 CBR_d 应按该标准的有关规定划分。

9.3.7 国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T50801 对太阳能光伏系统的短期、长期测试方法已有规定（定期检测为短期测试、长期监测为长期测试），碲化镉薄膜光伏系统可直接引用，不再做另行要求。