

ICS 27.160

CCS F 12

DB 11

北京市地方标准

DB 11/T XXXX—XXXX

建筑光伏消防技术规范

Technical specification for fire protection of photovoltaic (PV) mounted on buildings

(征求意见稿)

XXXX—XX—XX 发布

XXXX—XX—XX 实施

北京市市场监督管理局 发布

目 次

前 言 III

1 范围1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 2

4 缩略语和符号 2

5 总体要求 3

6 火灾事故根因控制 4

 6.1 一般要求 4

 6.2 设备选型 4

 6.3 系统设计 9

 6.4 施工和安装、验收 10

 6.5 运行和维护 12

7 消防安全故障监测与保护 12

 7.1 一般要求 13

 7.2 电弧故障监测与保护 13

 7.3 绝缘故障监测与保护 14

 7.4 过电流故障监测与保护 15

 7.5 过热监测与保护 15

8 防火设计 15

 8.1 基本规定 15

 8.2 火灾危险性分类 16

 8.3 材料和构件耐火等级 16

 8.4 防火间距及光伏区布置 17

 8.5 消防设施配置 17

9 火灾事故调查 18

 9.1 基本规定 18

 9.2 现场调查 18

 9.3 建设和运行信息调查 19

 9.4 实验室检测 20

10 消防安全分类控制 20

附 录 A （规范性） 建筑光伏消防安全控制范围23

附 录 B （规范性） 建筑光伏消防安全故障类型25

附 录 C （规范性） 高风险场所范围 26

附 录 D （规范性） 建筑光伏建设信息概览27

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由北京市发展和改革委员会提出并归口。

本文件由北京市发展和改革委员会组织实施。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

建筑光伏消防技术规范

1 范围

本文件规定了建筑光伏消防的总体要求、火灾事故根因控制、消防安全故障监测与保护、防火设计、火灾事故调查、消防安全分类控制等内容。

本文件适用于建设在建构筑物上且采用组串式逆变器的光伏发电系统。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 1094.1 电力变压器 第1部分：总则

GB/T 1094.11 电力变压器 第11部分：干式变压器

GB/T 4208 外壳防护等级（IP 代码）

GB/T 7521.1 低压成套开关设备和控制设备 第1部分 总则

GB/T 14048.1 低压开关设备和控制设备 第1部分：总则

GB/T 14048.2 低压开关设备和控制设备 第2部分：断路器

GB/T 14048.3 低压开关设备和控制设备 第3部分：开关、隔离器、隔离开关及熔断器组合电器

GB/T 16895.15 建筑物电气装置-第5部分-电气设备的选择和安装-第523节-布线系统载流量

GB/T 18380.35 电缆和光缆在火焰条件下的燃烧试验 第35部分：垂直安装的成束电线电缆火焰垂直蔓延试验 C类

GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB 50016 建筑设计防火规范

GB 50054 低压配电设计规范

GB 50140 建筑灭火器配置设计规范

GB 50217 电力工程电缆设计规范

GB 50794 光伏发电工程施工规范

GB/T 50796 光伏电站工程验收规范

GB 50797 光伏发电站设计规范

GB 55036 消防设施通用规范

NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范

NB/T 42073 光伏发电系统用电缆

DB11/T 1773 分布式光伏发电工程技术规范

DB11/T 2036 分布式光伏发电系统电气安全技术规范

DB11/T 2037 光伏建筑一体化设计要求

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

建筑光伏 photovoltaic (PV) mounted on buildings

安装在建筑物上的光伏发电系统，包括建筑附加光伏发电系统、光伏建筑一体化系统。

3.2

消防安全故障 fault caused fire

光伏发电系统中直接或通过演进形成火源或热源的电气安全故障。

3.3

火灾事故根因 root cause of fire

造成光伏发电消防安全故障的设备和过程致因。

3.4

建筑光伏消防设施 fire facility for photovoltaic (PV) mounted on buildings

用于建筑光伏火灾自动报警、消防安全故障自动保护、应急人员和消防移动设施进出、控火和灭火、防烟和排烟等设备设施的总称。

注：消防安全故障自动保护设备指光伏发电系统中可同时用做火灾施救或应急过程自动切断电气回路或将能量限制在一定范围的设备。

4 符号和缩略语

4.1 符号

下列符号适用于本文件。

I_{sc} : 短路电流。

I_{mp} : 最佳工作电流。

P_{mp} : 最大功率点功率。

V_{oc} : 开路电压。

V_{mp} : 最佳工作电压。

4.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

AFD: 故障电弧检测 (Arc Fault Detection)

AFI: 故障电弧关断 (Arc Fault Interruption)

BAPV: 建筑附加光伏发电系统 (Building-Mounted Photovoltaics)

BIPV: 光伏建筑一体化 (Building-Integrated Photovoltaics)

DCU: 直流调节元件 (DC Link Conditioning Unit)

ELV: 特低电压 (Extra-Low Voltage)

EFPE: 接地故障保护设备 (Earth Fault Protection Equipment)

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

RCD: 残余电流检测装置 (Residual-Current Device)

RISO: 对地绝缘电阻 (Insulation Resistance to Ground)

5 总体要求

5.1 建筑光伏建设和运行应贯彻“预防为主、防消结合”的消防方针，满足光伏发电及建筑工程消防方面要求。

5.2 管理范围内的设备设施和区域隶属不同产权单位时，应明确消防管理的责任界限和相互关系。

5.3 建筑光伏建设和运营过程消防安全控制的物理边界和过程范围与附录 A 相符，并实现全范围控制。

a) 消防安全控制的物理范围包括：

- 1) 建筑物上加设的光伏发电设备及其与建筑结合的区域；
- 2) 与外部能量源和用电设备间的电气连接设备和保护装置；
- 3) 消防设施。

- b) 消防安全控制的过程范围包括火灾事故根因识别与控制、消防安全故障监测与保护、防火设计及火灾施救、火灾事故调查，与附录 A 相符；
- c) 应根据建筑光伏的特点，确定消防安全控制的组织结构和过程程序，包括应急准备和响应。

5.4 遵循“消除隐患、预防灾患”的总体原则，应按照附录 B 要求，明确需监测与防护的消防安全故障及火灾事故根因，对消防安全故障实施全覆盖、无盲区的监测与保护，对火灾事故致因实施全过程控制。

5.5 基于建筑光伏的特点，根据 GB 50016、GB 50797 中相关要求，应配备必要且适宜的消防设施，宜与依附建筑消防设施共用。

5.6 应根据火灾事故调查需要保存适当的信息，包括光伏发电系统建设和运维过程产生的信息，以往的故障信息，事故发生前的运行信息。

5.7 火灾事故发生后，应根据建筑光伏的特点采取适宜措施，确保不发生次生灾害。

5.8 根据依附建筑所在区域消防安全风险，光伏系统应采用与之适配的消防安全设计。

5.9 光伏发电系统需融合数智化安防技术，强化主动安全能力。

6 火灾事故根因控制

6.1 一般要求

针对不同类型的建筑光伏，在确定的边界范围内：

- a) 应确定导致各类消防安全故障（应符合附录 B）的设备和过程致因；
- b) 应针对消防安全故障的设备和过程致因，采取针对性防控措施。

6.2 设备选型

6.2.1 光伏组件

6.2.1.1 通用要求

应根据组件的应用环境及产品缺陷对消防安全的影响程度和范围，确定组件的选型要求。选用的组件应通过现行适用标准的测试和认证，光伏组件其他特定要求如下：

- a) 光伏组件不应存在肉眼可见的贯通气泡、降低组件电气间隙或爬电距离的印刷或焊接缺陷；双玻或单玻组件，玻璃面板不应存在气泡、夹杂、裂纹；
- b) EL 缺陷中不应存在导致单块电池失效面积超过 5% 的缺陷；
- c) 电池串串间距不应低于 1.6mm；
- d) 接线盒及连接器的 IP 防护等级不应低于 IP68；
- e) I_{sc} 、 V_{oc} 与标称值偏差不应超过 $\pm 3\%$ 。

6.2.1.2 高风险场所特定要求

对于高风险场所（高风险场所范围应符合附录 C）宜满足以下要求：

- a) 组件与屋面平行铺设时，宜加严热性能相关项目的测试，特定要求如下：
 - 1) 旁路二极管热测试、热斑耐受性测试、热循环测试要求宜符合 DB11/T 2037 要求；
 - 2) 组件性能不满足上述某项要求时，系统设计时宜采取适当措施确保极端条件下，组件运行温度不超出允许温度，包括：设定利于通风散热的净空高度；环境温度高于设定温度时，光伏系统应电路限流。
- b) 组件厂家宜明确组件允许最大变形量参数，并选择使组件产生允许最大变形量的安装方式进行机械荷载测试，试验荷载值不低于 1.5 倍设计荷载；未给出光伏组件允许最大变形量时，可按 0.4% 的允许最大变形量进行荷载测试；
- c) 光伏组件冰雹测试方法应按照 IEC 61215-2 要求测试，冰球直径宜不低于 50mm；
- d) 带金属边框的组件，在组件面板破损情况下，带电区域边缘与边框内沿的间距应满足对应电压等级下电气间隙或爬电距离要求。

6.2.2 光伏逆变器

6.2.2.1 消防安全故障监测与保护

6.2.2.1.1 集成于逆变器的监测和保护功能，应满足以下要求：

- a) 监测和保护装置应满足 GB/T 37408、NB/T 32004 标准要求；
- b) 监测和保护系统应通过实验室功能性测试及实际使用条件下的功能验证。

6.2.2.1.2 设备厂家应提供能够完整、准确地表述和证实其功能和性能的文件，包括监测盲区、保护程序及功能失效方面的潜在风险，以便于系统设计时采取针对性措施：

- a) 具备错接保护功能时，应完整、准确地说明可保护的细分故障类型及保护范围。细分故障类型包括：
 - 1) 直流输入侧电气连接错误，包括组串级、MPPT 级、逆变器级极性反接，不同支路或 MPPT 间交叉错接；声称具备 MPPT 及以上级别反接保护、组串交叉错接保护功能时，应说明保护方式及防止逆变器发生次生故障的应对方案；
 - 2) 交流侧缺相、相序错接。
- b) 具备绝缘故障保护功能时，应完整、准确地说明以下内容：

- 1) 针对启机前直流侧绝缘电阻检测功能，应说明检测范围、保护阈值或设定程序、告警和保护方式。应说明检测方式和检测装置的安装位置，此项功能检测范围方面的局限性及程序设定方面的风险；
 - 2) 针对运行状态下残余电流检测功能，应说明检测范围、保护阈值或设定程序、告警和保护方式，适用的系统接地方式（含直流侧、交流侧）。应说明检测方式和检测装置的安装位置。声称适用于多种接地方式的检测和保护时，应说明针对各种方式的检测方案。
- c) 具备直流电弧故障保护功能时，应完整、准确地说明以下内容：
- 1) 保护类型包括串联电弧、并联电弧、对地电弧；
 - 2) 对串联电弧的保护，应说明可检出电弧的最大回路长度、电弧电流范围、保护阈值或设定程序、保护方式。采用组件级调节和控制元件（DCU）时，应评估单个DCU连接的组件组内部产生危害电弧的可能性，如可能，应减少组件组的组件数量或采用等效的防护措施。
- d) 具备过电流自动检测和主动保护功能时，应完整、准确地说明以下内容：
- 1) 保护类型包括：各类原因导致的组串级、逆变器MPPT级、母线级过电流或短路；
 - 2) 保护阈值的设定及保护方式。反向过电流的保护阈值不应超过组件“最大保险丝额定电流”；正向过电流的保护阈值不应超过旁路二极管的热性能测试值。
- e) 具备过电压保护功能时，应完整、准确地说明以下内容：
- 1) 保护类型包括：电网波动造成的工频过电压，电气回路断开或闭合及其他原因造成电气回路内的冲击电压，雷电或其他原因导致的冲击电压；
 - 2) 保护范围、保护水平。
- f) 具备防逆流功能时，应完整、准确地说明以下内容：
- 1) 针对待机、直流短路或其他原因导致直流电压低于电网侧电压，并造成电网侧电流注入到逆变器及直流侧的潜在故障，应具备防逆流功能。针对此功能，完整、准确地说明可以保护的细分故障类型和保护方式；
 - 2) 标称具备直流短路情况下防逆流功能时，应说明次生风险及故障条件下的处置程序。
- g) 直流电弧、绝缘故障、过电流等方面故障监测与保护详见第7章。

6.2.2.2 安全规定

逆变器应满足 GB/T 37408 与 NB/T 32004 中的安全规定，其他特定要求如下：

- a) 无熔丝或自动开关保护设计时，每路 MPPT 接入组串数不应超过 2 串；每路 MPPT 接入组串数超过 2 串且采用自动开关保护设计，开关前端并联后再接入时，前端每个并接点并接组串数不应超过 2 串；
- b) 逆变器端子抗短路电流能力不应低于接入组串短路电流之和的 1.25*双面发电预期最大增益率；
- c) 逆变器所采用器件应具备所需的耐压、耐流、耐温能力，设备厂家应提供相关信息：
 - 1) 耐压水平不应低于系统设计电压叠加电路开关操作产生的预期最大额外电压；
注：具备差模电压抑制功能时，可以不叠加电路开关操作产生的额外电压。
 - 2) 金属膜电容器的运行温度范围不应低于-25℃~+85℃，电解电容器的运行温度范围不应低于-25℃~+105℃；
 - 3) 交流输出电抗器的绝缘耐热等级不应低于 H 级。
- d) 室外安装的逆变器，防护等级不应低于 IP66；
- e) 需要打开机壳接线的部位，设备厂家宜采用分箱设计，箱室间应采取隔水、隔汽措施；
- f) 逆变器交流继电器应采用冗余设计。直流侧开关分断电流不应低于逆变器母线短路电流水平；额定分断电压不应低于 2 倍系统电压；
- g) 直流进线侧和交流出线侧电涌保护器（SPD）保护等级不应低于 Type II 级。SPD 具备失效保护功能，损坏后应与交、直流电路脱开；
- h) 针对电容、功率器件击穿、短路并导致逆变器内部燃烧、炸裂、电解液外溢的潜在事故，应采取针对性阻燃和防爆措施。

6.2.2.3 安装要求

逆变器应满足 GB/T 37408、NB/T 32004 标准要求，其他特定要求如下：

- a) 设备厂家应提供不同场景下的安装手册，包括：
 - 1) 设备安装、电气连接件制做及连接方法；
 - 2) 防止设备防护性能下降、电缆及其连接件产生额外应力等方面的注意事项。
- b) 安装完成后，宜参照 GB/T 4208 对安装后的逆变器进行淋水试验，试验后箱体内不应存在浸水痕迹。

6.2.3 交直流电缆

电缆应满足 GB 50217、NB/T 42073 标准要求，其他特定要求如下：

- a) 电缆应采用双重或加强绝缘，绝缘材料应为无卤、低烟、耐热、阻燃热固性材料；

- b) 电缆直接暴露于大气环境时应具备防紫外性能；
- c) 电缆燃烧性能不应低于 GB 31247 中的 B2 级（阻燃 2 级），并通过 GB/T18380.12 标准的燃烧试验；
- d) 电缆存在动物齿咬可能或直埋不穿管敷设时，应采用铠装电缆；
- e) 电缆载流量的计算应符合 GB/T 16895.15 要求，导体运行温度不应高 90℃。载流量计算时，环境温度、负荷导体数、敷设方式及其他影响因素应选择最不利的条件；采用铠装电缆时，应考虑可能带来的载流量折减；
- f) 采用 1000V(含 1100V)直流电压等级时，直流电缆应通过不低于 4 倍系统电压加 2000V、20℃、5min 及 1800V、90℃、1000h 绝缘耐压测试；
- g) 应选择 70℃条件进行绝缘电阻测试，依据 GB/T3048.5 的测试和计算方法，阻值不宜低于 50MΩ。

6.2.4 并网箱（柜）

6.2.4.1 采用 380V 电压等级通过并网箱或配电箱接入配电网或用电负荷时，选用的并网箱应具备交流汇流（适用时）、与电网或用电负荷开关控制、电能计量、残余电流检测和保护、过载和短路保护、雷电和过电压保护等方面功能。

6.2.4.2 设备应满足 GB/T 7521.1 的要求，电气和导体选择、设备布置应满足 GB 50054 的要求。并网箱其他特定要求如下：

- a) 断路器及开关设备应满足 GB/T 14048.1、GB/T 14048.2、GB/T 14048.3 的要求。分断能力不应低于电路的短路电流水平，开关动作时，不应产生横向飞弧、不发生回跳；
- b) 所配置的残余电流检测装置应适合于配电系统的接地方式，保护装置的保护阈值应≤30mA、响应时间应≤0.3S；
- c) 电涌保护器（SPD）保护等级不应低于 Type II 级，SPD 具备失效保护功能，损坏后应与交、直流电路脱开；
- d) 任何情况下（含淋水、环境温度超过 40℃），电气回路对地绝缘电阻不应低于 1MΩ；
- e) 室外安装的并网箱防护等级不低于 IP 54；室内安装的并网箱防护等级不低于 IP 30。

6.2.5 变压器

采用 10kV 或更高电压等级并网时，变压器应符合 GB 1094.1 与 GB/T 1094.11 标准要求，其他特定要求如下：

- a) 宜选择 DYn11 型联结组别；
- b) 绝缘耐热等级不宜低于等级 F；

- c) 消防安全故障防控满足 6.2.4 中 a)~d)的要求。

6.3 系统设计

6.3.1 针对应用场景消防安全风险程度、各类消防安全故障的过程致因，确定适配的风险控制措施。

6.3.2 光伏发电系统设计应满足 GB 50797、GB 50016、DB 11/T 1773、DB 11/T 2036 、DB 11/T 2037 要求，其他特定要求如下：

- a) 直流系统电压等级不宜超过 1000V（含 1100V）；
- b) 设备选型及消防安全故障监测和保护应符合 6.2 中的适用要求；
- c) 针对电缆连接器虚接或松动导致电弧故障，防护措施应符合以下特定要求：
 - 1) 设备附带及现场装配的组件、组串、逆变器电缆连接器的接触电阻应 $\leq 0.5\text{m}\Omega$ ，5 次插拔试验后不应超过初始值的 110%；连接器插入力应 $\leq 60\text{N}$ ，拔出力应 $\geq 80\text{N}$ ，5 次插拔试验后拔出力不应低于初始值的 90%；
 - 2) 电缆敷设不应造成连接器两端产生弯曲；可能产摇曳时，应采取防摇曳措施。
- d) 针对组件面板、电缆及其连接器出现受损、水汽浸入导致绝缘故障，防护措施应符合以下特定要求：
 - 1) 组件支架和安装导轨的形位偏差不应使组件产生张力，以单块组件安装点位中任意 3 点形成的面为基准面，另外安装点与基准面的高差不宜超过组件长边安装孔距的 1/250 且小于组件允许的弯曲度；采用螺栓安装时，导轨间距偏差不应超过组件安装孔允许偏移距离；
 - 2) 屋面安装光伏发电系统时，应保证排水畅通，不发生淤塞、积水、回流。组件面排水坡度不宜低于 5%；不允许将组件直接粘结在建筑屋面（不含组件支护板）；组件上表面、组件与建筑屋面或组件支护板间隔层同时作为排水坡面时，组件面与支护板或屋面间应留有足够净空，保证最大暴雨强度下，不发生淤塞或组件、接线盒、接线端子浸泡的情况；
 - 3) 电缆敷设方式、敷设路径设计，应采取防止绝缘层受损、过快老化、产生不利弯曲和晃动应力的措施；护套管、桥架不应存在破损、变形、错位、锋利边缘，电缆接触面不应存在锋利和凸起；
 - 4) 现场装配连接器接线端子时，应保证现场封装部位的密封和绝缘性能。
- e) 针对过电流故障过程致因，包括电池及电池串级、组件级、组串级、方阵级，需符合以下方面特定要求：

- 1) 应评估并确定系统运行和故障条件下可能产生的最大运行电流和故障电流，系统选用设备（含装置和器件）耐流能力及过流保护装置的选择，应与系统可能产生的最大电流适配；
 - 2) 应评估并确定可能造成直流方阵并联组串间产生环流或局部旁路的原因，包括：微观环境、设备布置、电气结构和设备质量，并采取保证各层级电学性能一致性的措施；同一方阵应使用相同型号和功率档位的组件；接入同一方阵的组串，同一时点 V_{oc} 偏差不应超过 3%；运行条件下，接入同一方阵的组串，同一时点 I_{mp} 偏差不宜超过 5%；
 - 3) 采用平铺或小角度方阵设计时，组件宜采用利于底部排水、防积灰的边框设计。正常运行条件下，不应存在由于局部积灰造成的热斑现象；
 - 4) 应采取防止组串错接和极性反接的措施，包括：极性色标及标明安装位置的唯一性标识；唯一性标识应装配于易于查看的电缆端头；标识应耐久、不褪色。
- f) 针对过电压故障过程致因，需符合以下方面特定要求：
- 1) 应评估并确定系统运行和故障条件下可能产生的最大电压，系统选用设备（含装置和器件）的耐压能力及过电压保护装置的选择，应与系统可能产生的最大电压适配；
 - 2) 等电位及防雷接地应可靠连接并有效贯通，连接点间的连接电阻应 $\leq 0.1\Omega$ ；
 - 3) 保护和防雷共用接地系统时，接地电阻应 $\leq 4\Omega$ ；
 - 4) 采用无金属边框组件时，应在方阵周边设置符合建筑防雷要求的防雷体系；
 - 5) 应按照“电缆间环路面积最小、电缆与等电连接及接地引下线间环路面积最小”的原则，确定组件间电气连接及等电位和接地线的连接方式。
- g) 针对过热的过程致因，需符合以下方面特定要求：
- 1) 选用设备的耐热性能及运行温度限值需符合 6.2 中的要求；
 - 2) 光伏组件与建筑面平行铺设时，应保证必要的通风条件，组件带电部分最低处与建筑面的间距符合 8.4 中的要求；阵列四周及内部不存在影响对流换热的遮蔽物；组件运行温度与环境的温差不宜超过 20℃；电缆采用桥架敷设时，应满足以下特定要求：容积率不应超过 40%，并采取防止内部积水的措施；最不利条件下，电缆运行温度与环境温差不宜超过 40℃；布设于人员可触及、8.2 中“I 类区”的电缆，电缆表面温度不宜超过 70℃；
- h) 电弧、绝缘、过电流、过热故障监测和保护系统设计需符合第 7 章节要求。

6.4 施工和安装、验收

光伏发电系统施工和安装、验收应满足 GB 50794、GB/T 50796 要求，其他特定要求如下：

- a) 应采用适当方式，对 6.2 中特定的性能和质量进行验证；
- b) 应制定并实施分部或分项工程验收计划，用以证实系统设计满足 6.3 中的特定要求；
- c) 针对电弧故障过程致因，还需符合以下方面特定要求：
 - 1) 电缆连接器端子应卡接到位、公母头间无缝隙、两端 50mm 范围内的电缆无弯扭；
 - 2) 宜采用简易方法，对首次及反复插接后端子的拨出力进行现场抽样检测；
 - 3) 对现场装配的连接器端子，应加装并拧紧防松帽；装配后宜采用简易方法，进行端子接触电阻或压降及回路对地湿绝缘的抽样检测；
 - 4) 试运行阶段，应进行端子连接处 IR 的抽样检测；
 - 5) 具备拉弧检测和保护功能时，试运行阶段还应进行功能可用性测试。
- d) 针对绝缘故障过程致因，需符合以下方面特定要求：
 - 1) 光伏组件应按照安装手册要求进行安装。组件安装前应对安装导轨或安装面进行检查，导轨或安装面平直度应满足要求，不应存在局部变形或凸起；宜采用简易方法，对组件预安装点位基准高差及导轨间距进行测量，达不到要求时，应返工处理；组件安装过程不应发生磕碰、擦划现象；
 - 2) 电缆敷设应满足设计要求。敷设前，应对敷设面进行检查，敷设面不应存在锋锐、凸起及其他可能造成电缆损伤的硬物；敷设后，护套管、槽（沟）内不应留有施工和安装遗留物；完成敷设和电气连接后，应进行电气回路对地绝缘测试。干燥条件（相对湿度 $\leq 40\%$ ）下，组串对地绝缘电阻不宜低于 $10M\Omega$ ；任何条件下（含淋水、环境温度超过 $40^{\circ}C$ ），组串对地绝缘电阻不应低于 $1M\Omega$ ；
 - 3) 逆变器安装应按照逆变器安装手册进行，逆变器完成进出接线连接或光伏发电系统试运行阶段，宜参照 GB/T 4208，采用简易方法进行相应防护等级的淋水试验；
 - 4) 试运行阶段，还宜进行接地保护功能可用性测试。
- e) 针对过电流故障过程致因，需符合以下方面特定要求：
 - 1) 应确保组串极性连接和接入位置正确，接入同一方阵的组串 IV 偏差在可接受范围内；
 - 2) 并网前应进行组串 V_{oc} 和极性测试，接入同一方阵的组串， V_{oc} 偏差超出允差时，包括电压为“0”或“2 倍系统电压”时，应查明原因并采取纠正措施；
 - 3) 试运行阶段，宜进行 I_{mp} 一致性评估，接入同方阵的组串， I_{mp} 偏差超出允值时，应调查原因并采取针对性措施；
 - 4) 具备过电流自动监测和保护功能时，试运行阶段宜进行功能可用性测试。

- f) 针对过电压、过热及其他故障过程致因，需符合以下方面特定要求：
- 1) 等电位连接和接地保护应有效贯通，不存在断点和虚接点；
 - 2) 电涌保护器安装应符合设备安装手册及相关标准要求；
 - 3) 并网前或试运行阶段，应进行等电位连接和接地电阻测试；
 - 4) 施工和安装过程不应产生影响设备散热的障碍或阻塞。试运行阶段，宜选择最不利于散热的点位，在最不利的环境条件下，进行设备运行温度测试，与环境温差超出允值时，应分析原因并采取针对性措施；
 - 5) 场地限制，无法按原定方案进行组件排布和电气连接时，不得采用增加延长线方式进行组件间电气连接。

6.5 运行和维护

应针对火灾事故根因及各类消防安全故障，建立定期检测、维护和分析制度，以确保光伏发电系统消防安全风险始终处于可接受范围。

- a) 对监控系统中能够在线监测的运行参数，应确定正常运行判定准则；
- b) 运行异常时，应分析原因，包括进行针对性检测，并采取必要的维护措施；
- c) 高风险场所，监控系统应具备异常状况自动预警功能；
- d) 6.3、6.4“特定要求”中规定、随时间会发生变化的项目：
 - 1) 可以通过肉眼观察定性判定的项目，每季度至少检查一次，达不到要求时，应限时维护或检修；
 - 2) 需要通过检测定量判定的项目，每年至少检测一次，达不到要求时，应限时维护或检修；对高风险场所，宜配置组件表面污染状况和IR自动监测装置；
 - 3) 应按设备维护指引，及时清理逆变器散热风扇和滤网。
- e) 现地或边端设备具备存储功能时，故障信息存储量不宜低于300条；故障录波信息，以监测到异常波形起始时间为节点，前后不宜少于5个完整周波；
- f) 每半年至少进行一次消防安全故障监测、预警和响应信息（见第7章）的汇总分析，与实际发生的故障进行对比，以确认故障监测和保护系统的可用性。必要时，应对系统进行改造或升级；
- g) 每年至少进行一次全系统消防安全状况系统性评估。

7 消防安全故障监测与保护

7.1 一般要求

针对电力系统故障防护，应通过全范围无盲区监测、分类实施直接检测与超前保护策略：

- a) 对附录 B 中列出的各类故障，宜实现全范围、无盲区监测和保护：
 - 1) 对串联电弧、对地绝缘故障、过电流、过热等，可以通过电学、热学参数的异常表象直接监测的故障类型，宜根据系统设计及潜在的故障点位，合理地配置故障监测和保护装置；
 - 2) 对并联电弧和对地电弧、线间及其他未对地形成泄漏电流通道的绝缘故障，以及其他不能直接监测的故障类型，宜针对故障致因，实施超前保护。
- b) 故障监测和保护装置的配置不应带来新的故障或隐患点；
- c) 故障保护方式应安全可靠，充分考虑异常和紧急状态下的响应需求，处于保护状态下的系统应处于安全状态，不存在安全隐患；
- d) 针对各类故障梯次发生、交替作用的可能，宜统筹考虑各类故障保护装置的配置和处置程序；
- e) 应根据应用场景消防安全风险程度，确定与之适配的安全设计，包括故障监测和响应装置的配置，保护阈值和响应程序的设定。

7.2 电弧故障监测与保护

7.2.1 串联电弧监测与保护

针对串联电弧故障防护，AFD和AFI应满足：

- a) 实施串联电弧的监测和保护时，AFD 和 AFI 可以集成于逆变器，也可以单独或分散配置；
- b) AFD 和 AFI 设备的选择和配置应满足 IEC 63027 要求；
- c) 对可能产生直流拉弧的部位，应实现全范围监测，不宜存在监测盲区。AFD 和 AFI 功能配置、参数选择、响应程序设定应满足如下要求：
 - 1) 可检测的回路总长度不宜低于 400m；工程应用中，AFD 标称可检测最大回路长度应大于实际最大回路长度；
 - 2) 可检测最小电弧电流不应高于 3A；
 - 3) 所有场景下，从电弧产生到电弧熄灭，电弧能量 $\leq 750\text{J}$ 并且拉弧时间 $\leq 2.5\text{s}$ ；
 - 4) 高风险场所，宜适当降低电弧能量的保护阈值；

- 5) AFI 的关断方式包括断开交流并网侧或负荷的电路,断开产生拉弧方阵或被保护区域的直流侧电路,包括组件级关断。无论采用哪种方式,均应保证电弧能被可靠地熄灭。不宜采用短接直流回路的方式进行灭弧;
- 6) AFI 装置断开后,可以采用自动、手动和远程复位的方式。为防止误报,可采用自动复位的方式,24 小时内,自动复位的次数不应超过 4 次,复位时间间隔不应低于 5min;对高风险场所,宜采取更高精度的监测方法并适当降低 24 小时内可自动复位的次数;
- 7) 电弧故障保护系统应具备自测和远程预警功能;
- 8) 可以独立控制的单块或一组组件时,处于保护状态下的直流系统,任意两点的端电压不宜高于专业维护或救援人员接触电压的限值,通常为 120V。

7.2.2 并联电弧监测与保护

7.2.2.1 对无法直接监测的对地电弧,应针对故障致因,需符合以下方面特定要求:

- a) 对对地绝缘和残余电流进行监测,并基于应用场所的风险程度采用预防性保护措施;
- b) 必要时,系统设计中宜采用绝缘性支撑结构材料。

7.2.2.2 对由于回路线间或带电回路与外部导体间绝缘故障、未形成对地泄漏电流通道,但可能产生故障电流,进而引发并联电弧时,需符合以下方面特定要求:

- a) 宜通过过电流或异常电流监测和保护实施预防性保护;
- b) 必要时,系统设计宜采用限制方阵接入组串数量、加装防反装置或其他消除隐患的措施。

7.3 绝缘故障监测与保护

7.3.1 接地故障监测与保护

7.3.1.1 R_{ISO} 、RCD 或其他泄漏电流检测可以集成于逆变器,也可以单独配置。检测和保护设备选择、配置和响应程序应满足 IEC 63112、NB/T 32004 标准要求。

7.3.1.2 对可能产生接地故障部位和类型,宜实现全范围监测,不存在监测盲区。

7.3.1.3 R_{ISO} 、RCD 集成于逆变器时,特定要求如下:

- a) R_{ISO} 宜进行 MPPT 模块级检测;采用直流母线级检测时,应保证所需的检测精度;
- b) RCD 应采用 B 型保护设备。

7.3.1.4 R_{ISO} 检测保护阈值和程序的设定,特定要求如下:

- a) 任何情况下, R_{ISO} 的保护阈值不应低于 $U_{max,pv}/30mA$ ($U_{max,pv}$ 为直流系统最大输出电压设计值);高风险场所,应适当提高保护阈值;
- b) 出现以下情况,未查明原因并消除缺陷前,不宜自动复位:
 - 1) R_{ISO} 低于同时段过去 96 小时平均水平的 10%;

2) RCD 检测存在盲区时。

7.3.1.5 RCD 检测保护阈值和程序的设定，特定要求如下：

- a) 任何情况下，RCD 保护阈值和程序应符合 NB/T 32004 的要求；
- b) 高风险场所，RCD 超出保护阈值，未查明原因并消除缺陷前，不宜自动复位。

7.3.1.6 高风险场所，复位后，24 小时内再次预警并可能发生造成直流侧环流的绝缘故障时，交流侧关断装置可以是逆变器内部并网继电器，直流侧关断装置可以是 DCU 或是逆变器集成的直流开关。

7.3.2 其他绝缘故障监测和保护

未对地形成泄流通路，但可能造成电气回路内或外部导体间产生环流的绝缘故障，宜通过绝缘故障造成的系统电学参数的异常变化进行诊断，必要时，应采用特殊的结构设计，降低故障发生的可能性。

7.4 过电流故障监测与保护

7.4.1 需要防控的故障包括电压失配、反接、短路及其他原因造成的方阵内部环流、源自于其他方阵或子方阵、并网侧的反向过电流。

7.4.2 对可能超出设备允值的过电流，应实现全范围、无盲区保护。保护装置响应或断开前，其所保护及关联设备不应受到损害。

7.4.3 过电流监测、诊断、保护设备的选择、配置和响应程序应满足 IEC 62548、IEC 60269-1、IEC 60269-6、IEC 60898-3、IEC 60947-1、IEC 60947-2 要求。

7.4.4 逆变器应具备 MPPT 模块部分支路反接时的监测和预警功能；任一 MPPT 模块整体反接时，逆变器不应出现损毁并能够预警。

7.4.5 高风险场所宜采用主动保护方式，过流保护阈值不应超过被保护设备中最大电流允值的最小值；电流超过保护阈值后，保护装置的断开时间不应超过 5s，且宜按实际可能发生的过电流值除以保护阈值的平方倍减。

7.4.6 宜具备异常状况预警功能，电流超过划定单元 STC 下的短路电流宜预警。

7.5 过热监测与保护

对由于绝缘、电弧、过电流、电阻过大等系统内部原因及外部原因导致的设备过热，除离线IR检测，逆变器内部温度检测和保护，7.2 ~ 7.4所述故障监测和保护，对高风险场所，接线端子及其他易发生过热的部位，还宜附加温度检测和保护措施。

8 防火设计

8.1 基本规定

建筑光伏防火设计应满足以下要求：

- a) 应满足GB 50016、GB 50797及本文件的特定要求；

- b) 不应在未通过消防验收的既有建筑上加装光伏；
- c) 新建或改建建筑上加装光伏时，应同步考虑光伏发电和建筑的防火要求；
- d) 光伏发电消防设施应与建筑同步设计、施工和验收，可行时，可共用消防设施。

8.2 火灾危险性分类

不同区域的火灾危险性分类要求如下：

- a) 光伏发电专用室（箱、仓）、室外安装的配电装置，应依据GB 50797进行火灾危险性分类；
- b) 与建筑混用的室（房）及其他区域，应依据GB 50016进行火灾危险性分类；
- c) 屋面或墙面上安装光伏发电设备的区域，可根据选用的光伏发电设备和建筑面材料的燃烧性能分为三类，包括：光伏Ⅰ类区（危险性较高区域）、光伏Ⅱ类区（危险性一般区域）、光伏Ⅲ类区（危险性较低区域）。
 - 1) 光伏Ⅰ类区界定：光伏组件双面面板均使用聚合物可燃材料的组件铺装区域；光伏依附建筑面使用可燃防水或保温材料的区域；电缆汇集区域；其他含有较多可燃物质的区域；
 - 2) 光伏Ⅱ类区界定：双玻组件或单玻组件铺装及组件间（含临近）连接电缆布设区域；逆变器安装区域；其他含有少量可燃物质的区域；
 - 3) 其他区域可界定为光伏Ⅲ类区。

8.3 材料和构件耐火等级

光伏与建筑搭接面及光伏发电设备支撑构件的耐火等级要求如下：

- a) 应按照依附建筑火灾危险性种类或建筑类别及GB 50016中“屋顶承重构件”或“非承重外墙”的要求，确定以下材料和构件的耐火等级，包括：
 - 1) 屋面上，具有建筑内外隔火作用的层间或基板材料；
 - 2) 支撑光伏支架并与建筑结构进行连接的结构件及其安装孔的密封材料；
 - 3) 光伏电缆进出建筑安装孔的密封材料；
 - 4) 同时作为建筑构件的光伏组件和建筑立面安装的光伏组件。
- b) 下列材料或构件应选用不燃性材料，用于光伏Ⅰ类区时，耐火极限不宜低于2h；用于光伏Ⅱ类区时，耐火极限不宜低于1h：
 - 1) 光伏组件、电缆及其他设备的支撑构件、桥架；
 - 2) 逆变器及其他功率转换设备的壳体。

8.4 防火间距及光伏区布置

8.4.1 建筑上加装光伏后，不应增加建筑的火灾危险性等级。

8.4.2 光伏区的设备布置应有利于发生火灾时的火势控制，并降低光伏设备带电部分与建筑面搭接的可能性，特定要求如下：

- a) 不应在火灾危险性为甲、乙类的建筑，及与甲、乙类建筑的防火间距低于GB 50016要求的建筑上加装光伏；
- b) 安装光伏设备的区域，需满足以下要求：
 - 1) 光伏Ⅰ类区，光伏带电设备最低处与可导电材料或可燃建筑面的高度不宜低于0.3m；否则，与建筑间应采取有效的隔火措施；
 - 2) 光伏Ⅱ类区，不宜低于0.1m；
 - 3) 组件燃烧性能低于B1级时，不应在导体材料的建筑面上直接贴装光伏组件；
 - 4) 光伏Ⅰ类区，以一台逆变器接入组件所覆盖的区域为一个隔离单元，单元间隔开距离不宜低于1.5m，可行时，可设置阻燃带；
 - 5) 电缆主桥架与相邻组件边缘的间距不应低于0.5m；
 - 6) 桥架电缆进出口应进行防火封堵；
 - 7) 逆变器与相邻组件、主桥架的间距不应低于1.5m。

8.5 消防设施配置

消防设施配置要求如下：

- a) 光伏专用室（箱、仓）及与建筑混用的建筑内区域，消防设施配置应满足GB 55036、GB 50797、GB 50140要求；
- b) 屋顶安装光伏发电设备时，应设有便于救援人员和设备进入光伏区的步道和入口，以及能够快速到达以下区域的隔道，包括灭火器材摆放区域、电缆汇集区域、逆变器安装位置、光伏Ⅰ类区各隔离单元周边；
- c) 光伏区宜安装视频监控装置，且宜具备火灾自动报警功能，报警信息可同步上传至现地消防值班室或监控室及光伏发电系统远端监控设备，并可实现与消防安全故障自动保护装置联动；
- d) 消防安全故障自动保护装置，宜同时具备应急状态下电气设备或回路关断功能，并能够实现自动和手动、现地和远端双重、双节点控制；

- e) 装有光伏发电设备的建筑屋面火灾种类应界定为“E（A）类”；光伏Ⅰ类区中，光伏组件双面板均使用聚合物可燃材料且屋面装有可燃防水材料时，危险等级应界定为“严重级”，其他场所可界定为“中危险级”。
 - 1) 应选择同时适用于A类、E类火灾的灭火器。应急状态下，能够可靠切断光伏发电系统交直流回路，并将直流电压限制在危险电压（120V）以下时，可选择水型灭火器；
 - 2) 同一朝向的屋面可作为一个灭火器设计的计算单元，灭火器的选择、最大保护距离、配置基准和数量、摆放等应符合GB 50140的要求。
- f) 加装光伏的建筑面，存在通向建筑内的安装或其他孔洞、缝隙时，应采取防止烟气窜入建筑内的封堵措施。

9 火灾事故调查

9.1 基本规定

火灾事故调查和处置应满足以下基本要求：

- a) 火灾事故发生后应迅即查明火灾范围、事故原因；
- b) 现场救援、勘验、善后处置时，应切断事故范围内各层级的电气回路；
- c) 无法确认发电系统是否存在危险电压时，进入现场的人员应采取与组串开路电压适配的个体防护措施；
- d) 应妥善处置火灾范围内的光伏发电设备及波及的建筑构件，防止发生次生事故，并针对事故原因采取纠正和预防措施。

9.2 现场调查

9.2.1 调查内容

调查内容包括：

- a) 光伏发电系统及事故波及单元和设备的调查、统计分析内容包括：
 - 1) 光伏发电系统及依附建筑面实际采用的电气和机械结构，设备或构件型式；
 - 2) 消防安全故障监测和保护装置实际配置情况；
 - 3) 烧损和过火设备、建筑构件的类型、数量及其所在的系统和物理位置；
 - 4) 光伏发电损毁设备的烧损部位、形态和程度；
 - 5) 光伏依附建筑面的烧损部位和烧蚀情况；

- 6) 事故发生前后消防安全故障保护装置的响应情况，出现故障预警或异常状况的其他单元或设备。
- b) 与消防安全故障、起火位置、火势蔓延有关物证和痕迹的勘查、取证和留存；
- c) 按时间顺序，与消防安全故障或设备异常监测、响应、起火、火势蔓延、施救有关过程的调查和信息收集；
- d) 发生火灾的系统单元及其周边的物理环境、火灾发生前后当地气象条件等方面信息收集；
- e) 针对诱发火灾的疑似故障或根因，对事故单元外的其他选定单元或设备进行调查，包括现场检测。

9.2.2 调查方式

9.2.2.1 调查方式包括现场勘验、问询、文件调阅、比对性检测。

9.2.2.2 应完整记录和留存现场获取的物证和信息，包括火灾残留物、损毁设备、问询笔录，与调查内容有关的物证、影像、图表和文字信息。未做出最终认定前，需要移开或拆除火灾遗留物或设备时，应做好标记，需要时，可复原。

9.3 建设和运行信息调查

9.3.1 建设过程信息

9.3.1.1 调查目的为了解系统全貌，为识别火灾相关的设计、施工和安装质量，追溯火灾事故根因。

9.3.1.2 调查内容与附录 D 相符。

9.3.2 运行和维护信息

9.3.2.1 调查目的为了解系统的运行状况及事故单元的异常变化，为事故原因认定提供支持。

9.3.2.2 调查内容包括：

- a) 过去一年或投运以来整个系统、事故单元、选定参比单元的运行和维护信息，包括发电量、运行故障和处置、设备更新及其他选定信息；
- b) 故障发生前后的系统运行信息，包括故障预警和处置、异常天气和其他环境信息、故障录波信息、其他。

9.3.3 信息基本要求及有效性评估

9.3.3.1 用于支持火灾原因认定的证据应满足以下要求：

- a) 与火灾事故存在关联关系；
- b) 建设信息符合现场实际；
- c) 运行和维护信息客观反应运行实际并可以相互印证；

d) 事故发生前后的故障和异常信息，符合电气原理和事件发生的时序逻辑。

9.4 实验室检测

9.4.1 检测目的：火灾痕迹鉴定，火灾根因的调查分析。

9.4.2 宜根据起火位置和原因的初步分析结果，确定需要通过实验室检测判定的物证、检测内容或项目。

9.4.3 送检样品选取应满足下列要求：

- a) 用于火灾痕迹鉴定的样本，应根据不同点位设备的烧损程度和迹象，成组选取并做好标记；
- b) 检测结果用于火灾根因调查分析时，可从故障单元未损伤设备或其他单元同型号和批次的在用设备中选取，需要时，可选取不同型号的同类设备、同型号备用设备，进行对比测试。

9.5 火灾原因认定

事故原因的认定应基于客观事实及合理的理论分析和逻辑推断，认定内容包括：

- a) 直接诱发火灾的故障类型；
- b) 多类故障交互作用时，始发故障及事故演进过程；
- c) 火灾事故根因。

10 消防安全分类控制

应根据建筑物及所在区域消防安全风险程度，确定与之适配的安全设防等级及风险控制要求。所有场所均应与表1~表4中的“通用要求”相符；对高风险场所，除满足“通用要求”，还宜满足下列各表中的“高风险场所特定要求”。

表 1 电气设备消防安全分类控制要求

设备	高风险场所特定要求	通用要求
光伏组件	满足6.2.1.2 的要求。	满足6.2.1.1 的要求。
并网逆变器	满足6.2.2中用语强度为“宜”的要求	满足6.2.2中用语强度为“应”的要求
交直流电缆	满足6.2.3中用语强度为“宜”的要求	满足6.2.3中用语强度为“应”的要求
注：“高风险场所特定要求”针对安装于屋面或墙面的设备。		

表 2 建设及运维过程分类控制要求

过程	高风险场所特定要求	通用要求
系统设计	1) 直流系统电压等级不超过1000V（含1100V）；	满足6.3中用语强度

	2) 以单块组件安装点位中任意3点形成的面为基准面,另外安装点与基准面的高差不超过组件长边安装孔距的1/250; 3) 与建筑面平行铺设时,组件采用利于底部排水、防积灰的边框设计,组件面排水坡度不低于5%; 4) 现场装配连接器接线端子时,封装后,电气回路湿绝缘电阻$\geq 1\text{M}\Omega$; 5) 运行条件下,接入同一方阵的组串、同一时点,Imp偏差不超过5%; 6) 与建筑面平行铺设时,组件运行温度与环境的温差不超过20℃; 7) 最不利条件下,电缆运行温度与环境温差不超过30℃。	为“应”的要求。
采购、施工和安装、验收	1) 对电缆连接器首次及反复插接后端子的拨出力进行现场抽样检测;对现场装配的连接器端子,进行端子接触电阻或压降及回路对地湿绝缘抽样检测; 2) 组件安装前,对组件预安装点位基准高差及导轨间距进行测量; 3) 干燥条件(相对湿度$\leq 40\%$)下,组串对地绝缘电阻不低于10MΩ; 4) 逆变器完成进出接线或试运行阶段,进行淋水试验; 5) 试运行阶段,进行直流拉弧保护、接地保护、过电流自动监测和保护功能可用性测试,设备运行温度测试,组串Imp一致性评估。	满足6.4中用语强度为“应”的要求。
运行和维护	1) 监控系统具备异常状况自动预警功能; 2) 配置组件表面污染状况和IR自动监测装置; 3) 现地或边端设备故障信息存储量不低于300条;故障录波信息,以监测到异常波形起始时间为节点,前后不宜少于5个完整周波。	满足6.5中用语强度为“应”的要求。

表 3 消防安全故障监测与保护分类控制要求

故障类型	高风险场所特定要求		通用要求	
	功能和性能要求	防控指标	功能和性能要求	防控指标
拉弧故障	1) 对并联电弧,采用致因性防控,绝缘故障保护“功能和性能”满足“特定要求”; 2) 对串联电弧: ● 电弧能量保护阈值$\leq 500\text{J}$; ● 电弧能量$\geq 200\text{J}$时,具备预警功能; ● 超出保护阈值时,24h内采用自	对串联电弧:设定次数内,串联电弧识准率100%;保护装置正确响应率100%;保护装置动作后,成功灭弧率100%。	满足7.2中使用“应”强度用语的要求。	对串联电弧:设定次数内(不超过5次),串联电弧识准率100%;保护装置正确响应率100%;保护装置动作后,成功灭弧率100%。

	动复位方式的次数不超过 2 次； ● 配备组件级关断装置，关断后，任意两点的端电压不高于 120V。			
绝缘故障	1) 未对地形成泄漏电流通道的绝缘故障导致电气回路出现超出保护阈值的过电流时，启动过电流保护，过电流保护“功能和性能”满足“特定要求”； 2) 可能形成对地泄流通道时，Riso 的保护阈值不低于 $U_{\max,pv}/10\text{mA}$。	检测范围内、达到预警或保护阈值的绝缘故障，检出率 100%；保护装置正确响应率 100%；保护装置动作后，不存在火灾隐患。	满足 7.3 中使用“应”强度用语的全部要求。	检测范围内的对地绝缘故障：检出率 100%；保护装置正确响应率 100%。
过电流	1) 建立故障诊断模型，采用数字化技术，对电气回路中产生的短路和反向电流进行监测、预警和保护； 2) 采用可精准控制的电子式保护装置。	电气回路中产生的超出保护阈值的短路和反向电流：检出率 100%；保护装置正确响应率 100%；保护装置动作后，不存在火灾隐患。	满足 7.4 中使用“应”强度用语的全部要求。	电气回路中产生的超出保护阈值的短路和反向电流时，保护装置响应率 100%。

表 4 消防设计分类控制要求

项次	高风险场所特定要求	通用要求
材料和构件耐火等级	光伏发电设备的支撑构件、桥架及逆变器和其他功率转换设备的壳体选用不燃性材料： 1) 用于光伏 I 类区时，耐火极限不低于 2h； 2) 用于光伏 II 类区时，耐火极限不低于 1h。	满足 8.3 中用语强度为“应”的要求。
防火间距及光伏区布置	1) 光伏带电设备最低处与可导电材料或可燃建筑面的高度，光伏 I 类区，不低于 0.3m；光伏 II 类区，不低于 0.1m； 2) 光伏 I 类区，以一台逆变器接入组件所覆盖的区域为一个隔离单元，单元间隔开距离不低于 1.5m（可行时）。	满足 8.4 中用语强度为“应”的要求。
消防设施配置	1) 光伏区安装具备火灾自动报警功能的视频监控装置，报警信息可同步上传至现地值班室及光伏发电系统远端监控设备，并可实现与消防安全故障自动保护装置联动； 2) 消防安全故障自动保护装置同时具备应急状态下电气设备或回路关断功能，并能够实现自动和手动、现地和远端双重、双节点控制。	满足 8.5 中用语强度为“应”的要求。

附录 A
(规范性)

建筑光伏消防安全控制范围

建筑光伏消防安全控制物理边界与图A.1相符。

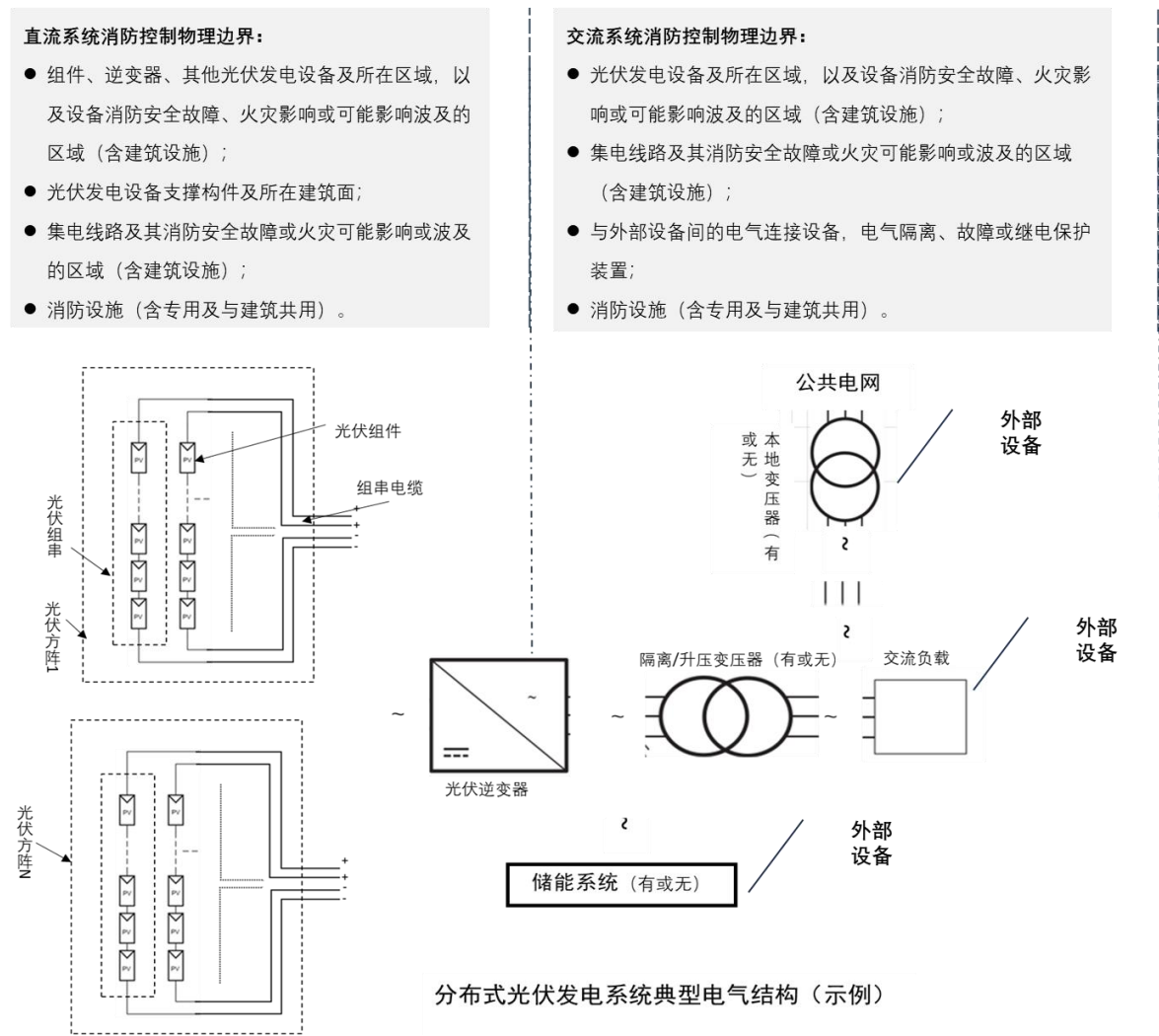


图 A.1 建筑光伏消防安全控制物理边界图示

建筑光伏消防安全过程图A2。

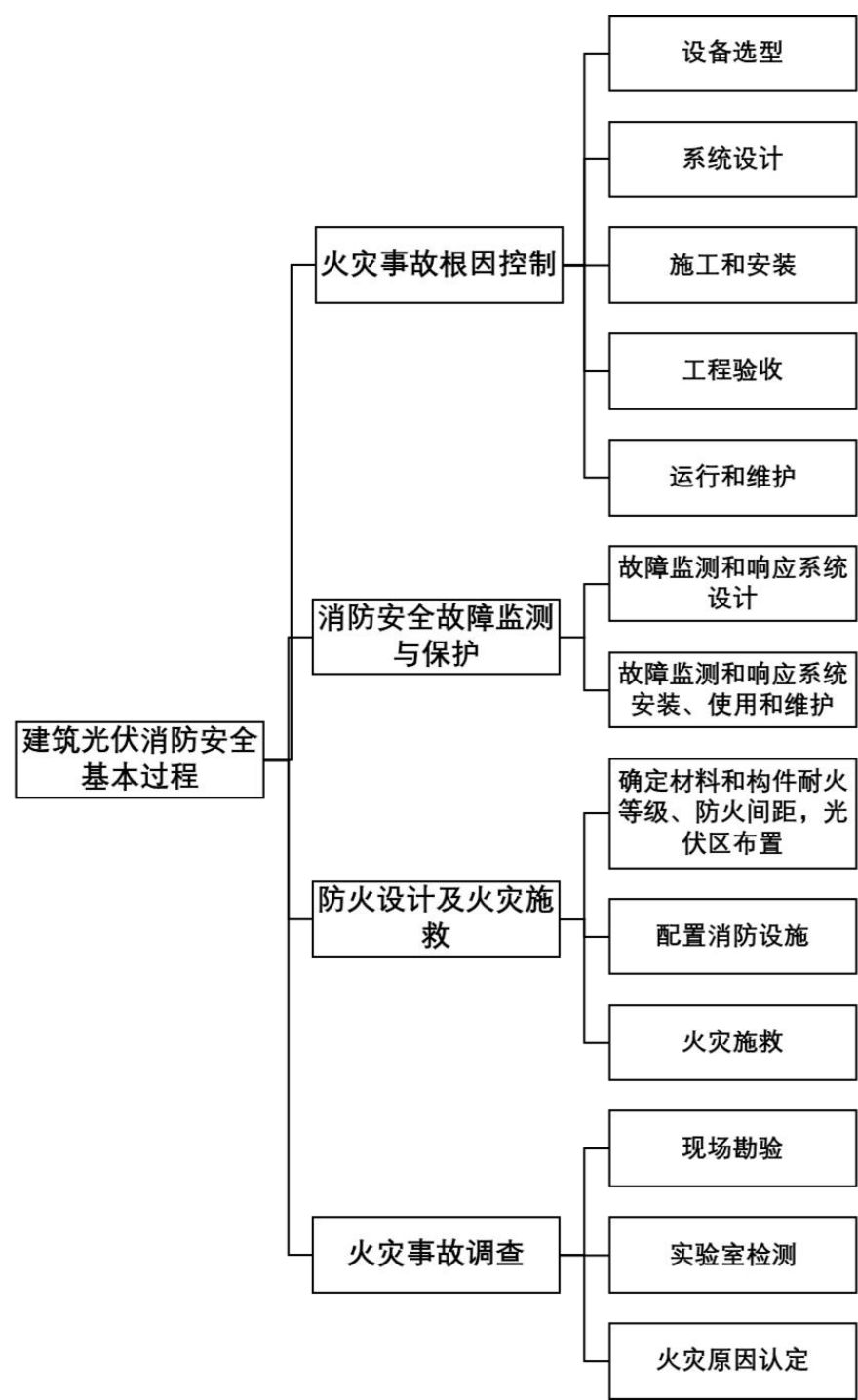


图 A.2 建筑光伏消防安全过程图示

附录 B
(资料型)

建筑光伏消防安全故障类型

建筑光伏典型消防安全故障见图B.1。

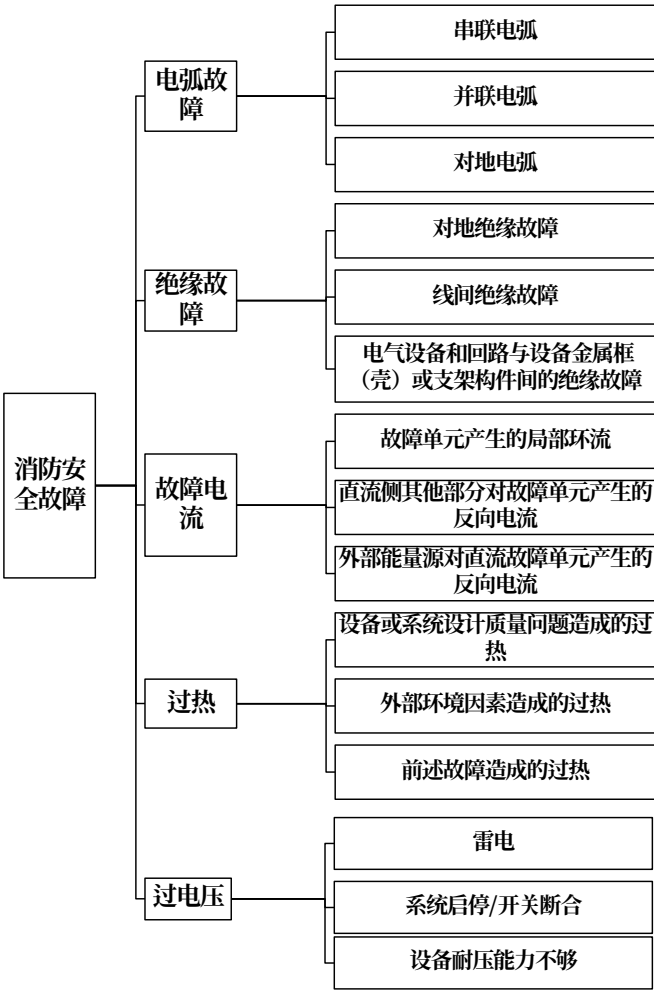


图 B.1 建筑光伏典型消防安全故障

附 录 C
(规范性)
高风险场所范围

高风险类别和范围应与表C.1相符。

表 C.1 高风险场所范围

类别	范围
重点消防单位	商场（市场）、宾馆（饭店）、体育场（馆）、会堂、公共娱乐场所等公众聚集场所； 公共图书馆、展览馆、博物馆、档案馆以及具有火灾危险性的文物保护单位； 医院、养老院和寄宿制的学校、托儿所、幼儿园； 高层办公楼（写字楼）、高层公寓楼等高层公共建筑； 粮、棉、木材、百货等物资集中的大型仓库和堆场； 服装、制鞋等劳动密集型生产、加工企业； 客运车站、码头、民用机场； 国家机关； 火灾危险性为甲类、乙类建筑附近建筑（Ⅰ类）。
重点消防区域	首都功能核心区； 城市副中心行政办公区核心区； 文物保护单位及周边环境管控区域。

附 录 D
(资 料 性)
建筑光伏建设信息概览

建筑光伏项目和信息详情详见表D.1。

表 D.1 建筑光伏建设信息概览表

项目	信息详情
一、站场条件	
1.房屋和屋面条件	区域类型、房屋主体和屋面结构、屋面坡度和朝向。
2.太阳能资源条件	辐照度的概率分布，日、月、年平均辐射量及波动范围。
4.气象条件	1) 大风、沙尘、降雨、降雪、冰雹、霜冻、雷电等天气现象发生的频次、时段、极端状况；
	2) 平均及极端气温。
5.周边和场内环境	周边和场内的建（构）筑物、污染源。
二、设计、施工和安装	
1.基本信息	设计和实际安装容量（含直流和交流），组件安装时间、并网运行时间，设计、施工、安装和调试单位及其拥有的资质，工程质保范围和期限。
2.光伏区平面布置	组件安装的区域范围，安装组件、组串、逆变器的数量/容量，安装面的结构和条件。
3.电气连接	1) 变压器低压侧/配电箱并接逆变器的数量和位置，接入点电压等级和接入方式；每台逆变器接入组串的数量和位置；各组串串接组件的数量和位置、直流开路电压等级；“组件——组串——逆变器——配电箱——变压器”连接电缆的规格型号、敷设方式和路径。
	2) 系统各层级电气隔离和保护装置的安装位置和方式、主要技术参数。包括各类开关、断路器、熔断器、防反二极管、避雷器/电涌保护器、接地装置
4.监控、安保、消防、系统	1) 监控（含通讯）系统：监控（含数据交换）的内容（光伏区、升压/并网点），现地和远端数据交互及控制的内容和方式；
	2) 视频监视系统：摄像头类型、安装位置、监视区域、信号传输方式和路径。
	3) 火灾报警系统：火灾报警器类型、安装位置、信号传输方式、消防器材的类型和使用方式。
5. 关键设备	1) 设备类型、制造商、规格型号、主要技术参数，包括组件、逆变器、变压器、支架、电缆。
	2) 组件、逆变器、变压器的电气原理图。
	3) 设备安装、使用和维护手册。

	4) 设备质保范围和期限。
三、设备到货和工程验收	
1.设备验收	包括设备出厂、到货、安装调试、试运行等过程产生，用于证实设备符合性和适应性的记录。
2.工程验收记录	包括单位工程验收（含分项和分部工程）、工程启动验收、试运行和移交生产验收、竣工验收。
3.整改和消缺记录	包括设备验收发现不合格的处置记录，工程验收发现的工程质量问题的消缺记录。
