

中国质量认证中心认证技术规范

CQC/PV13005-2025

分布式光伏系统分级认证技术规范

Technical specification for Graded certification of distributed photovoltaic
power system

2025 年 06 月 05 日发布

2025 年 06 月 05 日实施

中国质量认证中心 发布

目次

前 言 ii

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 2

4 分布式光伏系统的组成 2

5 系统功能及性能通用要求 3

 5.1 系统故障监测 3

 5.2 系统故障诊断与响应 3

 5.3 系统防雷接地 3

 5.4 系统标准能效比 PR_{STC} 4

 5.5 光伏方阵绝缘性能 4

 5.6 系统组串开路电压偏差 4

 5.7 系统组串运转电流偏差 4

6 系统设备及部件通用要求 4

 6.1 光伏组件 4

 6.2 并网逆变器 5

 6.3 光伏并网箱 6

 6.4 变压器 6

 6.5 光伏支架 6

 6.6 连接器与交直流电缆 6

 6.7 防雷接地材料 6

7 系统安装质量通用要求 7

 7.1 支架基础（适用时） 7

 7.2 光伏支架 7

 7.3 光伏组件 7

 7.4 并网逆变器 8

 7.5 光伏并网箱 8

 7.6 光伏连接器安装及电缆敷设 9

 7.7 接地系统 9

 7.8 标签与标识 9

8 系统承载力通用要求 10

 8.1 一般规定 10

 8.2 光伏支架系统 10

9 系统分级认证技术要求及评测方法 11

 9.1 分级认证技术要求 11

 9.2 分级认证评测方法 11

附 录 A 20

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。

本文件由中国质量认证中心提出，是分布式光伏系统分级认证的依据。

本文件由中国质量认证中心发布，版权归中国质量认证中心所有，任何组织及个人未经中国质量认证中心许可，不得以任何形式全部或部分使用。

本文件起草单位：中国质量认证中心有限公司、华夏金融租赁有限公司。

本文件主要起草人：王志刚、沈宗庆、付蕊、张维建、郭凌云、李黎明、钟楼鹤、王虹、曲胜悦、陈勇、吴成虎、李俊超、陈涛、王旭。

分布式光伏系统分级认证技术规范

1 范围

本文件规定了分布式光伏系统的功能及性能、系统设备及部件、系统安装质量、系统承载力的通用要求，提出了系统分级认证技术要求以及各项分级指标的评测方法。

本文件适用于10（6）kV及以下电压等级接入电网，额定容量不超过6MW的分布式光伏系统。

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/T 38946 分布式光伏发电系统集中运维技术规范

GB/T 16895.23 低压电气装置 第6部分：检验

GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 18802.31 低压电涌保护器第31部分：用于光伏系统的电涌保护器性能要求和试验方法

GB/T 18802.11 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

GB1094.1 电力变压器第1部分：总则

GB/T 13912 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 5237.2-2017 铝合金建筑型材 第2部分：阳极氧化型材

GB/T 33765-2017 地面光伏系统用直流连接器

GB 50217 电力工程电缆设计规范

GB/T 39750 光伏发电系统直流电弧保护技术要求

GB/T 4797.1-2018 环境条件分类 自然环境条件 温度和湿度

NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范

NB/T 42142 光伏并网微型逆变器技术规范

NB/T 42073 光伏发电系统用电缆

T/CEC 272 户用光伏一体化并网接口表箱技术规范

IEC 61724-1 光伏系统性能—第1部分：监控

IEC 61215-1-1 地面用光伏组件 设计鉴定和定型 第1-1部分：晶体硅光伏组件测试的特殊要求

IEC 61215-2 地面光伏组件 设计鉴定和型式认证 第2部分：测试程序

IEC 61730-1 光伏组件安全鉴定 第1部分：结构要求

IEC 61730-2 光伏组件安全鉴定 第2部分：测试要求

IEC TS 62804-1-1 光伏组件 电势诱导衰减测试方法 第1-1部分：晶体硅组件 分层

IEC 62716 光伏组件氨腐蚀试验

IEC 61701 光伏组件盐雾腐蚀试验

IEC 60269-1 低压熔断器—第1部分：通用要求

IEC 60269-6 低压熔丝—第6部分：光伏发电系统熔丝连接保护附加要求

IEC 60898-3 户用和类似安装过流保护用断路器—第3部分：直流断路器

IEC 60947-1 低压开关和控制设备—第1部分：通用要求

IEC 60947-2 低压开关和控制设备—第2部分：断路器

IEC 62446-1 光伏（PV）系统-测试调试、系统文件和性能维护要求-第1部分：光伏并网系统-文件、测试和检查

IEC 62930 在1.5千伏直流电压等级的光伏系统电缆

3 术语和定义

下列术语与定义适用于本文件。

3.1

分布式光伏发电系统 distributed photovoltaic power system

在用户现场或靠近用户现场，采用光伏组件，将太阳能辐射直接转换为电能的发电系统。

[来源于：GB/T 38946-2020，3.1]

3.2

直流故障电弧保护装置 DC ARC-Fault circuit interrupter; AFCI

一种当检测到电弧，通过识别电弧特性，切断电路，提供电弧故障保护的装置。

注：直流故障电弧保护装置也称为电弧故障保护器（AFDD）或者电弧故障断路器（AFCI），在功能上类似。

3.3

快速关断装置 photovoltaic rapid shutdown device

一种当发生火灾或其它紧急情况时，为了保障消防员或者维护人员的人身安全，在规定时间内使距光伏阵列规定距离之外的导体之间或导体距接地之间的能量小于规定值的装置。

4 分布式光伏系统的组成

本文件适用的分布式光伏系统主要包括以下设备及部件：

——光伏组件：分布式光伏发电系统直流部分主要有单块或多块光伏组件、单个或多个并联光伏组串、多个光伏子方阵等结构形式；

——光伏支架：光伏支架是用于连接建筑物与光伏阵列的支架系统，有时候也用于固定线缆、逆变器、并网箱等其它线路线缆、电气设备等。从光伏系统的组成结构上，光伏支架应包含与建筑物直接接触和固定的部件、用于安装和固定光伏组件等的支架及其构造、用于保障支架构造保持稳定的固定措施等。

——逆变器：根据结构类型，包含三相组串逆变器、单相组串逆变器或微型逆变器；根据逆变器安装位置，包含户外型逆变器或户内型逆变器。

——线缆：包含直流线缆和交流线缆。在分布式光伏系统电气线路中，线缆的范围包括了光伏组件连接器至逆变器至并网终端设备的线路范围。

——变压器（适用时）：光伏发电系统中通过变压器将低压交流电升压到高压交流电，以便并入电网或供本地使用。

——光伏并网箱/柜：根据分布式光伏系统在并网时不同的电压等级选择对应的并网箱/柜。

分布式光伏系统的一般电气结构图如图 1 所示。

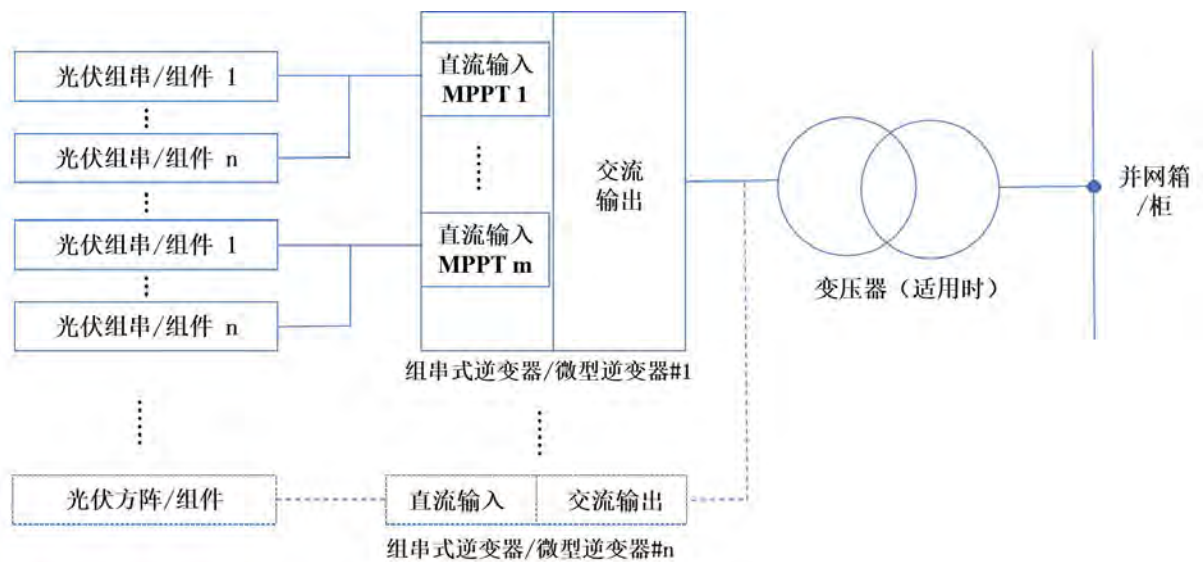


图 1 6 MW 以下分布式光伏系统典型电气结构图

5 系统功能及性能通用要求

5.1 系统故障监测

对光伏发电系统及其子系统和设备可能发生的故障类型、表象形式，应确定适宜的方法进行实时或定期监测，包括：通过电学和热学参数异常变化进行在线实时监测，采用自动或人工巡检方式对故障表象进行监测等。故障监测要求如下：

- a) 方阵绝缘阻抗和残余电流检测及阈值的设定应符合NB/T 32004的要求；
- b) 组串、子方阵、方阵过流保护装置的额定保护值或阈值不应超过所保护支路、设备、器件中电流允值或耐流值的最小值；
- c) 交流测各类故障的监测和故障响应阈值的设定应符合GB/T 16895.23或其他等效标准中的适用要求。

5.2 系统故障诊断与响应

对通过在线监测运行参数的异常变化，识别系统和设备各类故障时，故障诊断逻辑和程序应合理；保护装置的响应应及时、可靠，包括各类分断和隔离装置；在线监测系统宜具备故障定位功能。对通过人工或自动巡检识别系统和设备各类故障或其表象时，应明确故障检测和处置程序，包括故障停机、隔离或分断。故障诊断和响应要求如下：

- a) 设备并网或启机前，发现绝缘阻抗低于阈值时，不允许强行并网或启机；
- b) 通过残余电流检测，发现绝缘故障时，采用自动分断或隔离装置时，分断响应时间不宜超过2.5s，分断范围宜与检测覆盖的系统范围一致；未查明并消除致因前，不允许自动复位；
- c) 宜具备过流故障在线监测和保护功能，包括接地、短路、反接及其他原因导致的系统内正反向过电流和外部反向馈电流；
- d) 故障响应装置动作需要接受外部指令时，应保证故障条件下，指令的发出和接收。

5.3 系统防雷接地

- a) 宜利用建筑物已安装的外部防雷装置进行直击雷防护（适用时）；
- b) 宜利用光伏组件和光伏方阵的金属边框以及建筑物的结构金属物做外部防雷装置（适用时）；

- c) 接地干线（网）连接、接地干线（网）与建筑防雷接地网的连接应牢固可靠（适用时）；
- d) 接地干线应在不同的两点及以上与接地网连接或与建筑防雷接地网连接（适用时）；
- e) 接地连接电阻应满足以下要求：

- 1) 防雷接地电阻不大于 10Ω ；
- 2) 电气设备的保护电气接地电阻应不大于 4Ω ；
- 3) 若防雷接地与电气设备接地共用接地极，接地电阻应不大于 4Ω ；

4) 组件边框之间、组件边框与光伏支架之间、光伏支架与引下导体之间、逆变器保护接地与接地排之间的等电位连接电阻应小于 0.1Ω 。

5.4 系统标准能效比 PR_{STC}

为消除不同测试季节和地区组件运行温度差异影响，使用标准条件下的系统标准能效比 PR_{STC} 对光伏发电系统的发电能力进行评估，其值不应小于82%。测试条件应符合下列要求：

1) 评估采用现场测试的方式开展，用于测量光伏阵列表面辐照度的仪器应全部安装到位并且工作状态良好，辐照、温度等设备应满足IEC 61724-1中等级B或以上的要求；

2) 数据记录周期 τ 的取值为1天；测试周期至少包含3个良好天气（ τ ），当天气不佳时，应延迟至7天。

系统标准能效比是将光伏组件运行温度条件修正到标准测试条件（ 25°C ）的能效比，测试数据的处理及 PR_{STC} 值的计算依据表2 分布式光伏系统各项指标认证评测方法中5.4的要求。

特殊情况处理：

1) 当冰雪覆盖了光伏阵列的任何一部分时，此段时间不应计入性能测试周期。此时，性能测试周期应延长或者推迟，直至整个光伏阵列没有被冰雪覆盖及其它障碍物遮挡。

2) 测试期间有断电或限电情况发生时，该期间的测试数据不参与计算，但是需要在测试报告中注明。

5.5 光伏方阵绝缘性能

光伏组串绝缘电阻不应小于 $1M\Omega$ 。

5.6 系统组串开路电压偏差

对于具有多个相同组串的系统，在相对稳定的测试条件下，接入逆变器同一路MPPT的光伏组串，互相间的开路电压偏差，不超过平均值的 $\pm 5\%$ 。

5.7 系统组串运转电流偏差

对于具有多个相同组串的系统，接入逆变器同一路MPPT的光伏组串的运转电流，偏差不超过平均值的 $\pm 5\%$ 。

6 系统设备及部件通用要求

6.1 光伏组件

应通过IEC 61215和IEC 61730系列标准的测试和认证，其他特定要求如下：

a) 外观检查，组件不应存在肉眼可见的破损（包含内、外部）、印刷或焊接缺陷；电池片上不允许出现气泡，且气泡不得相连或形成通道；组件其它外观应符合《CQC光伏电站晶硅光伏组件现场到货验收规程》附录B 晶体硅光伏组件外观质量要求。

b) 组件EL图像，关键项应符合附录A 晶体硅光伏组件EL特性质量要求，其它项目应满足双方签订的组件技术协议。

c) 组件IV曲线平滑，不允许出现台阶情况，输出功率范围及公差：正公差， $0\sim+5W$ ；

d) 应对气象灾害（台风、冰雹）的能力：

- 1) 光伏组件应通过IEC61215-2中静态载荷5400pa的测试；
- 2) 光伏组件应通过IEC61215-2中冰雹冲击测试，其中冰雹直径规格35mm、速度27.2m/s，90° 正面冲击的测试；
- 3) 单玻组件的玻璃厚度 $\geq 3.2\text{mm}$ ，双玻组件的玻璃厚度 $\geq 2.0\text{mm}$ ；
- 4) EVA、POE、EPE、PVB等一体胶膜的克重，前板膜 $\geq 400\text{g/m}^2$ ，后板膜 $\geq 390\text{g/m}^2$ ，针对IFC封装工艺的分体膜，覆膜克重 $\geq 100\text{g/m}^2$ ，前板膜 $\geq 300\text{g/m}^2$ ，后板膜 $\geq 390\text{g/m}^2$ ；
- 5) 常规铝合金边框厚度应满足下列参数规格：

B侧边框厚度 $\geq 30\text{mm}$ ，C侧壁厚 $\geq 1.6\text{mm}$ ，其它位置壁厚最小值 $\geq 1.2\text{mm}$ ，型材抗拉强度 $\geq 205\text{Mpa}$ ；

注：针对新型材质边框（钢边框、复合边框），暂不做参数要求，但需通过上述1、2项测试。

e) 火灾及电气安全的防护：

- 1) 接线盒防护等级 $\geq \text{IP68}$ ；
- 2) 光伏组件爬电距离 $\geq 10.4\text{mm}$ ，内部带电体之间的间距 $\geq 0.5\text{mm}$ 。

f) 在特殊应用场景，光伏组件环境适应性应满足如下要求：

- 1) 湿热、亚湿热气候条件下应用的光伏系统，光伏组件的抗PID性能应通过IEC TS 62804-1-1中85°C，85%相对湿度下192h以上系统电压测试试验；

注：湿热、亚湿热气候类型区域划分参考GB/T 4797.1-2018。

- 2) 农场附近区域，光伏组件应抗氨腐蚀能力应满足IEC 62716或GB/T 43058的要求；
- 3) 海上光伏应用环境下，光伏组件抗盐雾腐蚀能力应满足IEC 61701或GB/T 18912中试验方法7或方法8的要求；其他应用环境可选择标准中适用的测试条件进行。

6.2 并网逆变器

应通过GB/T 37408或NB/T 32004或NB/T 42142的测试和认证，其他特定要求（适用时）如下：

a) 逆变器端子额定工作电流不应低于标准测试条件（STC）下并网组串最大工作电流之和的1.1倍；

b) 直流侧电涌保护器/防雷器（SPD）应能满足GB/T 18802.31或其他等效标准中的Type II级，交流侧SPD应能满足GB/T 18802.11或其他等效标准中的Type II级，SPD应具备失效保护功能，损坏后，应与交、直流电路脱离；

注：Type II级的测试冲击电流不应低于5kA（8/20 μs ）。一般并网逆变器中会安装SPD，但也可根据需要安装分散的SPD。该种情况下，交流侧SPD可安装于并网箱内，但仍应满足Type II 级要求。

c) 户外安装的并网逆变器防护等级不应低于IP 65，户内并网逆变器防护等级不应低于 IP20 的要求；

d) 户用逆变器要求噪声不超过55dB，工业用逆变器不宜超过80dB；

e) 逆变器的使用应在标称的海拔高度范围内，若使用在海拔 2000m 及以上高原地区，应选用高原型（G）产品或采取降容使用措施；

f) 逆变器所采用器件应具备所需的耐压（含工频电压、脉冲电压）、耐流、耐温能力，设备厂家应提供相关信息：

1) 印刷电路板应进行可靠的防潮、防腐蚀、防漏电处理；

2) 金属膜电容器的运行温度范围不应低于-25°C~+85°C，电解电容器（适用时）的运行温度范围不应低于-25°C~+105°C；

3) 交流输出电抗器的绝缘耐热等级不应低于 F 级。

g) 逆变器机箱外壳宜采用铝合金压铸一体成型工艺，机身厚度不宜小于2mm，螺丝孔径不宜低于6.4mm，上盖宜采用防爆设计，紧固件宜采用防爆螺丝。

6.3 光伏并网箱

应通过T/CEC 272或其他等效标准的测试和认证，其他特定要求如下：

- a) 并网箱内应设置电涌保护器，电涌保护器应根据 GB/T 18802.12选择，电气性能应满足GB/T 18802.11或其他等效标准的要求。
- b) 并网箱应具备失压跳闸功能，宜具备检有压合闸功能；
- c) 并网箱应具有防水、防腐功能，对于无附加防护设施的户外光伏并网箱，其防护等级不应低于IP54，防腐等级应满足C3及以上交变盐雾试验要求。

注：附加的防护设施可以是防护棚或类似设施。

6.4 变压器

所选用的变压器应满足GB1094.1、GB/T 1094.11和GB50797中的相关要求，变压器选型其他特定要求如下：

- a) 一般情况下，变压器宜选择DYn11型联结组别；
- b) 光伏发电的额定容量不宜超过变压器额定容量的80%；
- c) 绝缘耐热等级不宜低于等级F。

6.5 光伏支架

- a) 光伏支架材料应采用铝合金或镀锌铝镁或热镀锌钢；
- b) 碳钢支架应在支架表面热浸镀锌或锌铝镁处理，铝合金支架应进行表面氧化等防腐处理；
- c) 碳钢支架热浸锌处理，其镀膜厚度、附着力等性能应符合GB/T 13912或其他等效标准的要求；镀锌铝镁处理，其镀层重量、镀层铝和镁含量、抗拉强度等性能应符合YB/T 4761或其他等效标准的要求；铝合金支架的镀膜厚度、抗拉强度等性能应符合GB 5237.2或其他等效标准的要求；
- d) 支架的设计使用寿命应大于电站使用年限，应不低于25年。

6.6 连接器与交直流电缆

所选用的光伏直流连接器应通过GB/T 33765或其他等效标准的测试和认证；

光伏组件或方阵连接电缆及输出总电缆应通过IEC62930或EN50618或NB/T42073或T/CTBA 006.1或其他等效标准的测试和认证，交流电缆的选型应符合GB 50217的规定，其他特定要求如下：

- a) 应采用双重或附加绝缘，绝缘材料应为无卤、低烟、耐热、阻燃热固性材料；
- b) 暴露于大气环境时，应具备防紫外性能，或通过适当保护防紫外；
- c) 直流电缆耐压等级应高于系统电压；
- d) 直流电缆额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器的整定值应高于光伏方阵标称短路电流的1.25 倍。

6.7 防雷接地材料

- a) 组件边框之间的跨接线、组件金属边框和引下导体之间的连接线，应选用不小于 BVR 1*4mm²的黄绿色接地线，或者符合设计要求的穿刺垫片；

b) 排与排之间支架、支架至地面的引下导体应选用不低于40×4 mm 热镀锌扁铁、直径不小于12 mm 的热镀锌圆钢或其它等效的导体；

c) 接地极应选用镀锌角钢、钢管、圆钢或其它导电性能良好的金属或合金材料，接地极选用材料的规格应根据现场接地点位的土壤腐蚀性确定。

7 系统安装质量通用要求

7.1 支架基础（适用时）

支架基础安装应符合以下基本要求：

- a) 支架基础应排列整齐、放置平稳，符合设计要求；
- b) 支架基础应无漏筋、蜂窝、孔洞、夹杂、疏松、裂缝、外形或表面缺陷的问题；
- c) 外露的金属预埋件应无锈蚀现象，且有防腐防锈处理；
- d) 对于防水层上没有保护层的屋面，配重基础下应有垫层；
- e) 支架基础结构混凝土强度等级不应低于C25；
- f) 宜采用不锈钢螺栓螺母（湿热气候条件下适用）。

7.2 光伏支架

光伏支架安装应符合以下基本要求：

- a) 光伏支架型号、规格及材质应符合设计文件要求；
- b) 支架安装尺寸应符合设计文件要求，保证安装完成面的平整度，安装孔位、孔径应与设计要求一致，不应气割扩孔；
- c) 光伏支架的焊接部位、切割面应进行防腐处理；
- d) 光伏支架安装后不应破坏屋面防水层，当对原建筑物防水结构有影响时，应根据原防水结构重新进行防水处理；
- e) 光伏支架使用不同导电性能的材料时，连接处应设计绝缘隔离措施并分别接地；
- f) 宜采用不锈钢螺栓螺母（湿热气候条件下适用）。

对于平屋顶，支架安装应满足以下要求：

- a) 支架外观应无损坏和变形；
- b) 支架安装不得出现明显错位、偏移和歪斜。

对于斜屋顶，支架安装应满足以下要求：

- a) 导轨应采用弯钩、夹具、抱箍等与屋顶结构基础可靠连接，有效连接点数应满足设计要求；
- b) 弯钩固定时，应做好屋面防水，安装完成后，瓦片应恢复原位；

7.3 光伏组件

光伏组件安装应符合以下基本要求：

- a) 现场安装组件应与系统关键设备移交清单、系统设计、认证证书上规格型号一致，连接数量和路径应符合设计要求；
- b) 同一个组串原则上需提供相同厂家相同规格的光伏组件，不同生产厂家及规格的组件不能混装；
- c) 应按照设计图纸或安装手册说明进行安装，光伏组件之间宜预留不小于20 mm间隙；

d) 组件应牢固可靠安装，对于螺栓紧固安装方式，应有防松措施；对于专用压块安装方式，组件与支架接触面应吻合；

e) 接插件间应牢固连接，连接线应进行处理，整齐美观；

f) 相邻组件间的组件边缘高度偏差应 $\leq 2\text{mm}$ ，同组组件间边缘高度偏差应 $\leq 5\text{mm}$ ；

g) 外观不应出现以下几类外观缺陷：

1) 破损、开裂或损伤的外表，包括上表面、下表面、边框及接线盒；

2) 弯曲或不规整的外表，包括上表面、下表面、边框及接线盒；

3) 破碎或有裂纹的单体电池；

4) 密封材料失效；

5) 在组件的边框和电池之间存在连续通道的气泡或脱层；

6) 边框自行的钻孔、扩孔；

7) 引线端失效，带电部分外露；

8) 可能影响组件性能的其他任何情况。

h) 正常工作模式下，辐照度应 $\geq 600\text{W/m}^2$ 时，同一组件外表面电池正上方的最大温差不应超过 10°C ；当最大温差超过 20°C 时，视为发生热斑，应记录组件位置，并附热斑组件的红外成像照片。红外扫描应重点发现电池热斑、有问题的旁路二极管、接线盒、焊带、连接器等。

7.4 并网逆变器

逆变器安装应按照设计图纸要求和安装说明书执行并满足以下要求：

a) 逆变器的型号、规格应和设计文件一致；

b) 逆变器的安装位置应清洁、通风、防雨、干燥、无直晒，安装位置附近应无高温发热、易燃易爆物品及腐蚀性化学物品；

c) 逆变器应直立牢固安装、不晃动，不应平放、横放或倒放安装；

d) 逆变器应安装在适合运维检修人员观察或操作的位置，应留有足够间隙便于观察数据以及维修；

e) 逆变器的外观及主要零部件不应有损坏、锈蚀现象，元器件不应松动或丢失；

f) 逆变器交直流侧防火封堵无异常，交直流侧无异常发热。

7.5 光伏并网箱

光伏并网箱安装应按照设计图纸要求和安装说明书执行并满足以下要求：

a) 并网箱应直立牢固安装、不晃动，宜安装在防水屋檐或遮挡板下方，在前方应留有足够间隙便于观察数据以及维修；

b) 并网箱的外观及主要零部件不应有损坏、变形和锈蚀现象，元器件不应松动或丢失；

c) 并网箱内部元器件的型号和布局应与系统设计一致，箱体内应无导电类或易燃类异物存在；

d) 并网箱内部接线应压接牢固，不应出现虚接；

e) 电缆接线完毕后，并网箱本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵，无进水、积尘和过热等现象；

f) 并网箱内的电气连接应可靠，宜对并网箱内暴露在外的带电导体增加适当的隔离装置；

g) 外壳应有锁闭装置，并使用到位，外壳是金属的，应做外壳接地。

7.6 光伏连接器安装及电缆敷设

光伏连接器安装与电缆敷设应满足以下要求：

- a) 光伏连接器及电缆应外观完好，表面无破损，重要标识无模糊脱落现象；
- b) 光伏连接器应与直流光伏电缆匹配，应按照厂家安装手册及专用安装工具安装；
- c) 电缆和光伏连接器应排列整齐、固定牢固，无自然下垂现象，电缆与连接器连接处不应弯曲拉扯过紧，应松紧适度；组件间的直流光伏电缆宜采用绝缘金属轧带固定在支架上；
- d) 光伏连接器的公母头卡扣应接触到位，连接后施加不小于50N拉力测试无脱落；
- e) 组件间的直流光伏电缆应固定在支架上，光伏连接器的固定区域不应积水；
- f) 配对使用的连接器应为同厂家同型号；
- g) 光伏连接器、接线端子红外热成像检测应无异常发热；
- h) 电缆型号应符合设计要求；
- i) 组件外的其余电缆宜采用阻燃型PVC管、PE管或钢管进行保护；对室外、穿越楼板、屋面和墙面的电缆，其防水套管与建筑物主体间的间隙，应采用防火材料密封；
- j) 电缆敷设应避开物品尖锐边缘，不同回路、不同电压的交、直流电缆和未接地的通信电缆不应敷设于同一保护管内；且管内电缆不应有接头；穿管布线宜避开高温发热物体；
- k) 明配管线宜沿墙敷设，管卡固定间距不超过1.2m；电缆允许的最小弯曲半径应符合电缆绝缘及其构造特性要求；
- e) 交流侧和直流侧电缆接线应确保电缆相序和极性正确，交流线缆应采用不同颜色区分，直流电缆应采用不同颜色或标签区分正负极。

7.7 接地系统

- a) 接地系统的安装应符合现行 GB 50169和设计文件的要求；
- b) 光伏发电系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地；
- c) 带金属边框的光伏组件应将其边框可靠接地，不带边框的光伏组件接地做法应符合设计要求；
- d) 并网箱及逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好，符合设计要求；
- e) 接地系统的连接应可靠，不应因加工造成接地线截面减小、强度减弱或锈蚀等问题；异种金属接地极之间连接时接头处应采取防止电化学腐蚀的措施。

7.8 标签与标识

分布式光伏系统标签与标识，应符合以下基本要求：

- a) 所有的标识应清晰可辨、粘贴牢固、无破损；
- b) 所有的关键设备和线路都应有唯一的标识，对于开关器件闭合和断开位置应标识清楚；
- c) 应在醒目位置或紧急关机按钮位置粘贴紧急关机程序（适用时）；
- d) 并网箱/柜等配电设备应粘贴警告标签，例如：警告，白天带电等；
- e) 交流线缆应采用不同颜色区分，直流电缆应采用不同颜色或标签区分正负极。
- f) 当有多路电缆汇入逆变器时，应分组或成对标识，以区分同一电路的正极和负极与其他组对。

8 系统承载力通用要求

8.1 一般规定

a) 既有建筑上安装光伏系统，应考虑其传递的荷载效应，荷载大小按GB 50009中规定取值，应充分考虑屋顶类型（平屋顶、斜屋顶）、组件安装倾角、阵列间距、屋顶边缘区域（风压更大）、女儿墙影响等，准确计算风荷载体型系数；

b) 采用规范规定的荷载分项系数、组合系数、材料强度设计值，应考虑必要的安全裕度；

c) 光伏系统承载能力评定包括建筑结构（适用于屋顶光伏系统场景）与光伏支架系统两项主要内容，应能提供建筑荷载证明文件及计算书、以及支架基础（适用时）和支架结构计算书，结果应满足GB 50797、GB 50009、GB 50017、GB 50429、NB/T 10115或其他等效标准的要求；

注：光伏支架的风雪压重现期取值25年。户用场景下的屋顶光伏系统，只需要提供支架基础（适用时）和支架结构计算书。

d) 光伏支架系统的承载能力评定，应提供光伏支架、压块、节点螺栓、预埋件等受力构件的材质说明和截面几何参数，并满足以下要求：

1) 压块材质应为铝合金或热镀锌钢或镀锌铝镁等，抗拉强度不应低于205Mpa；

2) 压块的长度不应低于80mm，厚度不应低于3mm。

e) 基本风压 $\geq 0.65\text{kN/m}^2$ 的区域，宜采取以下抗风揭与防滑移措施：

1) 应通过加大基墩（增加混凝土压块配重）或增设背部防风钢丝拉索方式或其他整体加固措施，确保支架系统抗风揭和抗滑移安全；

2) 迎风面首排组件宜设置不少于6个组件压块，确保组件在风吸力下不会被掀起；

f) 台风影响频繁区域(近十年中同年台风登陆频次 ≥ 2 次)，且属沿海强风压区（基本风压 $\geq 0.75\text{kN/m}^2$ ），宜采取以下抗风揭与防滑移措施：

1) 通过加大基墩（增加混凝土压块配重）或增设背部防风钢丝拉索（直径 $\geq 8\text{mm}$ ，拉力设计值 $\geq 5\text{kN}$ ）方式确保支架系统抗风揭和抗滑移安全；

2) 支架主梁跨距的计算宜按50年重现期考虑标准风压；同时增加单块组件下檩条数量，并设置不少于6个组件压块；

3) 在屋顶边缘及光伏阵列迎风面边缘，宜安装连续、稳固的挡风板或导流板，或者迎风面首排组件采用铁丝捆绑等加固措施（ $\geq 2.0\text{mm}$ 直径镀锌铁丝或专用捆绑带进行对角捆绑固定，捆绑点不少于2处/组件），确保组件在风吸力下不会被掀起。

8.2 光伏支架系统

光伏系统安装完成后，应对光伏支架、压块、节点螺栓、预埋件等受力构件的外观尺寸、间距、紧固度、抗拉拔力等进行现场检测，应满足以下要求：

a) 压块/抗风夹及相关紧固件的外观尺寸、间距、数量应满足设计的要求；

b) 支架与支架基础或连接件间应固定牢靠，紧固螺栓配套的平垫片、弹垫片应齐全，螺母端须保证螺杆露出不少于3~4个丝牙；

c) 光伏支架的镀膜实测厚度应满足6.5条款的要求；

d) 固定压块的M8螺栓拧紧扭矩大小范围应为18 -24 N·m；

e) 光伏支架、压块及相关紧固件的抗拉拔力实测值应满足设计的要求。

注：不具备现场检测条件的安装场景，施工单位应在安装过程中，留存安装过程数据。

9 系统分级认证技术要求及评测方法

9.1 分级认证技术要求

分布式光伏系统的认证评价结果判定共分为三个等级，从低至高分别为A级、AA级、AAA级。各个等级划分的原则如下：

A级：分布式光伏系统应满足第5、6、7及8章节中使用“应”强度用语的通用要求，同时满足表1中A级的性能指标。

AA级：分布式光伏系统应满足第5、6、7及8章节中使用“应”和“宜”强度用语的全部通用要求，同时满足表1中AA级的性能指标。

AAA级：分布式光伏系统在满足AA级的前提下，同时还要满足表1中AAA级的性能指标。

分布式光伏系统通过评价活动，符合A级、AA级或AAA级的所有指标时，该系统的评价结果可以判断为对应等级。其中，建议普通户用光伏场景不应低于A级，消防安全重点保护单位加装的光伏系统不应低于AAA级。

9.2 分级认证评测方法

表2给出了分布式光伏系统在合格评定活动中宜采用的几种常见认证评测方法。

表1 分布式光伏系统分级认证指标要求

评定大类	项目/设备	分级控制指标		
		A	AA	AAA
系统功能及性能	故障监测	满足第5.1中“应”强度用语的通用要求	a) 电弧故障监测应为组串级，具体要求如下： 直流电弧故障保护阈值的设定应满足 GB/T 39750 或 IEC 63027 或 UL 1699B 的相关要求；持续拉弧时间不应超过 2.5 s，电弧能量不应超过 750 J；对超过保护阈值的串联电弧，应实现全范围、无盲区监测和保护 注：电弧故障保护功能通常集成于逆变器，适用于功率大于 50kW 的三相组串逆变器 b) 满足第5.1中“应”和宜强度用语的通用要求	同AA
	故障诊断与响应	满足第5.2中“应”强度用语的通用要求	a) 过电流与电弧故障：故障定位应为组串级； b) 电弧故障诊断与响应要求如下： 拉弧自动检测和分断时，首次自动复位时间不应少于 3min，第二次自动复位等待时间不应少于 10 min；当保护装置在一天内自动复位 5 次后，第 6 次复位应采用手动复位方式 注：电弧故障保护功能通常集成于逆变器，适用于功率大于 50kW 的三相组串逆变器 c) 满足第5.2中“应”和宜强度用语的通用要求	a) 光伏系统直流侧电压大于120Vdc时，应配备组件级快速关断装置，在快速关断启动后30 s内，消除光伏系统阵列中存在的直流高压，以距离到光伏矩阵305mm为界限，界限范围内电压降低到80V以下，界限范围外电压降低到30V以下； b) 装置的“关闭”状态应表明所有连接到该装置的光伏系统都启动了快速关断功能，启动装置应位于容易接触的位置。快速关断功能的启动装置可选装置如下（总开关数量不能超过六个）： 1) 运维人员操作的断开装置； 2) 光伏系统断开装置； 3) 容易接近的有状态指示的开关。
	系统防雷接地	满足第5.3中“应”强度用语的通用要求	满足第 5.3 中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同AA
	系统标准能效比PR _{STC}	≥82%	≥85%	同AA
	光伏方阵绝缘性能	≥1MΩ		
	系统组串开路电压偏差	≤±5%		

评定大类	项目/设备	分级控制指标		
		A	AA	AAA
系统功能及性能	系统组串运转电流偏差	$\leq \pm 5\%$		
系统设备及部件	光伏组件	a) N型单晶硅转换效率： $\text{TOPcon} \geq 22\%$ ； $\text{HJT} \geq 22\%$ ； $\text{BC} \geq 22.8\%$ ； b) 功率承诺期、质保期和衰减率： 双玻 ≥ 30 年，单玻 ≥ 25 年，质保期 ≥ 12 年；首年衰减 $\leq 2.5\%$ ，以后每年 $\leq 0.7\%$ ；	a) N型单晶硅转换效率： $\text{TOPcon} \geq 22.5\%$ ； $\text{HJT} \geq 22.5\%$ ； $\text{BC} \geq 23.3\%$ ； b) 功率承诺期、质保和衰减率： 双玻 ≥ 30 年，单玻 ≥ 25 年，质保期 ≥ 12 年；首年衰减 $\leq 2.3\%$ ，以后每年 $\leq 0.55\%$ ； c) 燃烧性能/防火等级：不低于GB 8624规定的B1级，或者UL790及其他等效标准中的CLASS B等级	a) N型单晶硅转换效率： 同AA； b) 功率承诺期、质保期和衰减率： 同AA； c) 燃烧性能/防火等级：不低于UL790及其他等效标准中的CLASS A等级
	并网逆变器	a) 中国效率： 三相组串逆变器： $P \leq 20\text{kW}$ ： $\geq 97\%$ ； $20\text{kW} < P \leq 50\text{kW}$ ： $\geq 97.3\%$ ； $50\text{kW} < P \leq 100\text{kW}$ ： $\geq 97.5\%$ ； $100\text{kW} < P \leq 200\text{kW}$ ： $\geq 97.9\%$ ； $P > 200\text{kW}$ ： $\geq 98\%$ ； 单相组串逆变器： $\geq 96.3\%$ ； 微型逆变器： $\geq 95.8\%$ b) 质保期：不低于5年 满足第6.2中“应”强度用语的通用要求	a) 中国效率： 三相组串逆变器： $P \leq 20\text{kW}$ ： $\geq 97.3\%$ ； $P \leq 50\text{kW}$ ： $\geq 97.8\%$ ； $50\text{kW} < P \leq 100\text{kW}$ ： $\geq 98\%$ ； $100\text{kW} < P \leq 150\text{kW}$ ： $\geq 98.2\%$ ； $150\text{kW} < P \leq 200\text{kW}$ ： $\geq 98.3\%$ ； $200\text{kW} < P$ ： $\geq 98.5\%$ ； 单相组串逆变器： $\geq 97.3\%$ ； 微型逆变器： $\geq 96.2\%$ b) 质保期：不低于5年； c) 拓扑结构： 非隔离型逆变器交流侧与电网之间的火线和零线应至少配置两组独立控制的断开装置；隔离型逆变器交流侧与电网之间火线和零线应至少配置一组断开装置。在发生保护动作时，逆变器能够控制断开装置与电网断开。逆变器控制断开装置的电路在发生单故障时，仍应有效对断开装置进行控制。 注：断开装置可以是继电器、接触器或隔离变压器和电子开关的组合。 d) $P > 50\text{kW}$ 的三相组串逆变器应具备直流电弧保护功能； 满足第6.2中“应”和宜强度用语的通用要求	
	光伏并网箱	满足第6.3中“应”强度用语的通用要求	满足第6.3中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	变压器	满足第6.4中“应”强度用语的通用要求	满足第6.4中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	光伏支架	满足第6.5中“应”强度用语的通用要求	满足第6.5中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA

评定大类	项目/设备	分级控制指标		
		A	AA	AAA
系统设备及 部件	连接器与交直流电缆	满足第6.6中“应”强度用语的通用要求	满足第6.6中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	防雷接地材料	满足第6.7中“应”强度用语的通用要求	满足第6.7中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
系统安装质量	支架基础	满足第7.1中“应”强度用语的通用要求	满足第7.1中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	光伏支架	满足第7.2中“应”强度用语的通用要求	满足第7.2中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	光伏组件	满足第7.3中“应”强度用语的通用要求	满足第7.3中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	并网逆变器	满足第7.4中“应”强度用语的通用要求	满足第7.4中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	光伏并网箱	满足第7.5中“应”强度用语的通用要求	满足第7.5中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	光伏连接器安装及电缆敷设	满足第7.6中“应”强度用语的通用要求	满足第7.6中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	接地系统	满足第7.7中“应”强度用语的通用要求	满足第7.7中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	标签与标识	满足第7.8中“应”强度用语的通用要求	满足第7.8中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
系统承载力	一般规定	满足第8.1中“应”强度用语的通用要求	满足第8.1中“应”和“宜”强度用语的全部通用要求	同 AA
	光伏支架系统	满足第8.2中“应”强度用语的通用要求		

表2 分布式光伏系统分级认证指标评测方法

章节	项目/设备	条款	分级指标评测方法
5 系统功能及性能	5.1 系统故障监测	5.1及表1中所有相关条款	文件评审和现场功能验证：提供分布式系统设计图纸，适用标准的第三方检测报告，设备技术协议、相关性能参数的详细说明等。
	5.2 系统故障诊断与响应	5.2及表1中所有相关条款	1) 绝缘故障：提供接地保护功能、响应阈值和程序、保护方式的说明，故障检测和响应满足 IEC 63112 中适用要求或其他等效标准，集成于逆变器时设备满足 NB/T 32004 或其他等效标准； 2) 过电流故障：提供过电流保护设备性能参数和布置的说明，满足 IEC 60269-1、IEC 60269-6、IEC 60898-3、IEC 60947-1、IEC 60947-2、GB/T 16895.23 或其他等效标准的适用要求；集成于逆变器时设备满足 NB/T 32004 或其他等效标准； 3) 电弧故障：提供电弧故障检测和响应设备性能参数的详细说明，设备性能满足 GB/T 39750 或 IEC 63027 或 UL1699B 的适用要求。 4) 组件级快速关断功能验证：启动后 30 s 内，以距离到光伏矩阵 305mm 为界限，界限范围内电压降低到 80V 以下，界限范围外电压降低到 30V 以下，电压测量应在任意两个导体之间，以及任何导体与地之间进行。
	5.3 系统防雷与接地	5.3所有条款	现场检测，检测方法如下： 1) 利用接地电阻仪采用电桥法检测选定接地点的对地电阻或连接通路的连接电阻； 2) 需测试支架、汇流箱（如有）、组件、逆变器、并网箱等每个关键设备的接地连续性； 3) 接触电阻不高于 0.1Ω，且保证其接地电阻不高于 4Ω。
	5.4 系统标准能效比 PR _{STC}	5.4所有条款	现场检测，检测方法如下： 1) $PR = (E/P_0) / (H_i/G)$ E：并网计费点的评估周期发电量，单位：kWh； P ₀ ：光伏电站额定功率，单位：kW _p ； H _i ：光伏方阵周期内辐射量，单位：kWh·m ⁻² ； G：标准测试条件辐照度，1000W·m ⁻² 。 2) PR _{stc} 为了进行温度修正，引入温度修正系数 C _i ： $C_i = 1 + \delta_i \times (T_{cell} - 25^{\circ}C)$ δ：光伏组件的功率温度系数； T _{cell} ：实测评估周期内电池工作时段平均工作结温； 下标 i：第 i 种组件的温度修正系数 C _i 和功率温度系数 δ _i ；

章节	项目/设备	条款	分级指标评测方法
			如果光伏电站只有一种组件，则标准性能比的计算公式如下： $PR_{stc} = (E / (C \times P_0)) / (H_i / G)$ 如果电站采用多种（k 种）光伏组件，则标准性能比的计算公式如下： $PR_{stc} = (E / C_i \times q_i P_0) / (H_i / G)$ 即将不同类型光伏组件直流发电量占比作为该类组件额定功率的占比，计算出该类组件的额定功率，然后再进行温度修正。
	5.5 光伏方阵绝缘性能	5.5所有条款	现场检测，检测方法如下： 1）用绝缘电阻测试仪测试，光伏方阵正负极短路时应使用专用短路器； 2）光伏方阵正负极分别对地或光伏方阵正负极短接后对地； 3）合格判定条件，系统电压>500V，测试电压1000V，绝缘电阻最小限值1MΩ。
	5.6 系统组串开路电压偏差	5.6所有条款	现场检测，依据标准条款：IEC 62446-1：2016+AMD1：2018 CSV 6.4；或CNCA/CTS0004-2010第9.3
	5.7 系统组串运转电流偏差	5.7所有条款	现场检测，依据标准条款：IEC 62446-1：2016+AMD1：2018 CSV 6.5；或CNCA/CTS0004-2010第9.4
6 系统设备及部件	6.1 光伏组件	6.1中 a)条款 外观检查； b)条款 EL	现场检查与检测，检测方法如下： 1）记录被测光伏组件的规格参数、编号等相关信息；检查被测光伏组件状态，组件封装玻璃无破损，且表面清洁； 2）确认检测环境、组件状态满足测试条件的要求； 3）将恒流电源的出口电压调节到与待测组件的开路电压一致，将恒流电源的正负极接入待测光伏组件的正负极； 4）按恒流模式向光伏组件通入反向电流，电流值大小宜为待测组件最大工作电流的0.6倍~1.1倍； 5）调整电致发光检测仪成像照相机设备的支架高度、倾角。成像照相机取景镜头法线与组件平面的夹角宜保持在90°±20°之间，调节成像照相机的取景距离与焦距，使组件在取景视界内清晰、完整； 6）根据检测组件的形式特征、工艺特征选择成像照相机的成像曝光时间，选择区间宜为2s~3s； 7）确认成像照相机与被测组件间无障碍物遮挡后，使用成像照相机的控制终端开展检测图像采集。成像后的图像应无重影、模糊等缺陷。
		6.1中 c)条款 输出功率；表1中 a)条款 转换效率	文件评审：提供光伏组件标准化效率等级认证证书和试验报告

章节	项目/设备	条款	分级指标评测方法
6 系统设备及部件	6.1 光伏组件	6.1中 d)条款 应对气象灾害（台风、冰雹）的能力	文件评审：提供IEC 61215和IEC 61730系列标准认证证书及第三方检测报告、光伏组件技术协议、相关性能参数的详细说明、承诺函等
		6.1中 d)条款 火灾及电气安全的防护 表1中 c)条款 燃烧性能/防火等级	文件评审：提供GB8624或UL790或其他等效标准的第三方检测报告，光伏组件技术协议、相关性能参数的详细说明
		6.1中 f)条款 环境适应性	文件评审：抗PID性能，提供IEC TS 62804-1-1的第三方检测报告；抗氨腐蚀能力，提供IEC 62716或GB/T 43058的第三方检测报告；抗盐雾腐蚀能力，提供IEC 61701或GB/T 18912的第三方检测报告
		表1中 b)条款功率承诺期、质保期和衰减率	文件评审：提供户外实证报告、技术协议、承诺函等证明文件
	6.2 光伏逆变器	6.2中a)条款	现场核查
		6.2中b)条款	文件评审：提供GB/T 18802.31和GB/T 18802.11或其他等效标准的第三方检测报告或认证证书，关性能参数的详细说明(SPD规格书)
		6.2中其他所有条款	文件评审：提供GB/T 37408或NB/T 32004或NB/T 42142的第三方检测报告和认证证书，技术协议/设备相关性能参数的详细说明等
		表1中a)条款 中国效率	文件评审：提供中国效率认证证书，CNCA/CTS 0002或其他等效标准的第三方检测报告
		表1中b)条款 质保期	文件评审：提供逆变器技术协议、承诺函等证明文件
		表1中c)条款 拓扑结构	功能检查/结构核查：提供设备相关性能参数的详细说明
		表1中d)条款 直流电弧保护功能	文件评审：提供GB/T 39750或IEC 63027或UL1699B的第三方检测报告或认证证书，设备相关性能参数的详细说明等
	6.3 光伏并网箱	6.3中所有条款	文件评审：提供T/CEC 272或其他等效标准的第三方检测报告和认证证书，设备技术协议或相关性能参数的详细说明等
	6.4 变压器	6.4中所有条款	文件评审：提供GB1094.1、GB/T 1094.11和GB50797的第三方检测报告和认证证书，设备相关性能参数的详细说明等
	6.5 光伏支架	6.5中所有条款	文件评审：提供GB/T 13912或YB/T 4761或GB 5237.2或其他等效标准的第三方检测报告，相关性能参数的详细说明、承诺函等
	6.6 连接器和交直流电缆	6.6中所有条款	文件评审：连接器，提供GB/T 33765或IEC62852的第三方检测报告和认证证书；直流电缆，提供IEC62930或EN50618或NB/T42073或T/CTBA 006.1的第三方检测报告和认证证书；交直流线缆相关

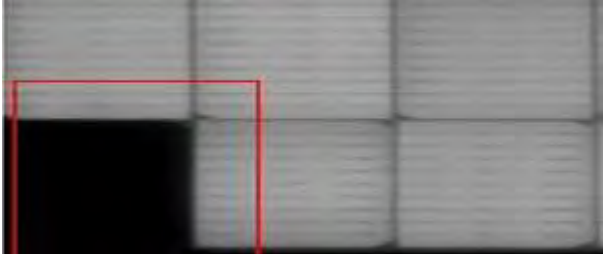
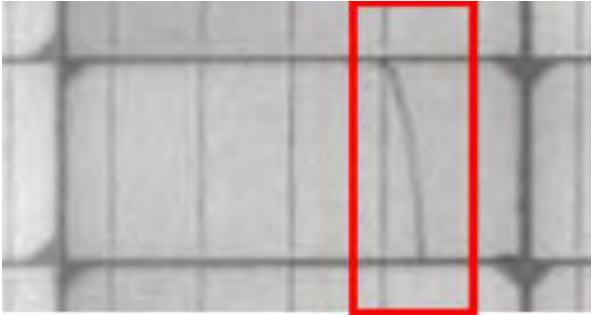
章节	项目/设备	条款	分级指标评测方法
			性能参数的详细说明等
6 系统设备及部件	6.7 防雷接地材料	6.7中所有条款	文件评审：提供光伏系统接地图纸，材料的相关性能参数的详细说明等
7 系统安装质量	7.1 支架基础	7.1中e)条款 支架基础结构混凝土强度等级	文件评审：提供混凝土强度等级第三方检测报告
		7.1中其他条款	现场检查
	7.2 光伏支架	7.2中所有条款	现场检查
	7.3 光伏组件	7.3中 h)条款热斑检查	现场检查，检测方法如下： 1）对被检测组串的全部光伏组件进行红外扫描，检测时光伏方阵应处于正常工作状态，且方阵面的辐照度应高于 600W/m ² ，以确保有足够的电流使有问题的部位产生高温。同一组件外表面电池正上方的温度超过摄氏 20℃时，应视为发生热斑；红外扫描应重点发现电池热斑、有问题的旁路二极管、接线盒、焊带、连接器等。如果有热斑发生，一般应该可以看到热斑处有明显发黄变色。 2）注意一旦发现温度异常应从组件的正反两面扫描以正确判断引起高温的原因，同时保留影像，并记录有问题组件的位置。在扫描光伏组件正面时，应注意检测人员不要对扫描组件造成遮挡。 3）进行红外扫描时应注意寻找组串中前表面温度能够代表组串中所有组件平均温度的光伏组件，进行标记。
		7.3中其他所有条款	现场检查
	7.4 并网逆变器	7.4中其他所有条款	现场检查
	7.5 光伏并网箱	7.5中所有条款	现场检查
	7.6 光伏连接器安装及电缆敷设	7.6中所有条款	现场检查
	7.7 接地系统	7.7中所有条款	现场检查
	7.8 标签与标识	7.8中所有条款	现场检查
8 系统承载力	8.1 一般规定	8.1中所有条款	文件评审：提供建筑荷载证明文件及计算书、以及支架基础（适用时）和支架结构计算书；提供光伏支架、压块、节点螺栓、预埋件等受力构件的材质说明和截面几何参数

章节	项目/设备	条款	分级指标评测方法
8 系统承载力	8.2 光伏支架系统	8.2中a)条款和b)条款	现场检查
		8.2中c)条款 支架镀膜厚度	现场检测，检测方法如下： 1) 平均膜厚采用分辨率为 0.5μm 的膜厚检测仪检测，每个杆件在表面不同部位的测点应不少于 6 份，同一测点应测量 5 次，取平均值，修约至整数； 2) 局部膜厚在某个面积不大于 1cm² 的考察面选取一个测点测量 3 次，取平均值，修约至整数。
		8.2中d)条款 紧固件拧紧扭力矩	现场检查
		8.2中e)条款 光伏支架、压块及相关紧固件的抗拉拔力	现场检测，检测方法如下： 采用连续加荷制度，应以均率在 1~2min 时间内加荷至设定的检验荷载并在该荷载下持荷 1min； 彩钢板试件设置 3 个试验点，分别测试后并记录数据。

附 录 A
(规范性附录)

光伏组件EL图像应满足表C.1的要求。

表C.1 晶体硅光伏组件EL特性质量要求

序号	缺陷描述	判定标准	典型图片
1	电池片黑片	不允许	
2	线状隐裂	不得贯穿电池片 隐裂长度≤1/5电池片 长度 单片≤1处 整板≤3%*电池片总数	
3	网状、树状隐裂	不允许	