

团体标准

T/JSREA 3005—2025

分布式光伏电站验收技术规范

Technical specification for acceptance of distributed photovoltaic power stations

2025 - 12 - 01 发布

2026 - 01 - 01 实施

目 次

前言	II
1 范围	3
2 规范性引用文件	3
3 术语和定义	3
4 验收流程	4
5 单位工程验收	5
6 工程启动验收	8
7 工程试运及移交生产验收	9
8 工程竣工验收	10

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。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由江苏省可再生能源行业协会提出并归口。

本文件起草单位：华能重庆能源销售有限责任公司、江苏科能电力工程咨询有限公司、中电建（南京）工程有限公司、江苏电子信息职业学院、国能江苏新能源科技开发有限公司、江苏省可再生能源行业协会、中电（中国）华东区、国家电投集团能源科学技术研究院、中科南京未来能源系统研究院、国能江苏能源销售有限公司、南京工业职业技术大学、南京欧陆电气股份有限公司、中况检测技术（南京）有限公司。

本文件主要起草人：贾小华、刘明军、张颂、熊婉琴、程伟舟、胡国建、鲁晓莉、闫安心、梅建春、于建明、关士岩、吴斌，赵乾乾，付文涛、张迪、江华、邵雪飞、姜铭琨、李雪红、杨树梓、洪建明、陶慧君、郑明瑞、于海泉、杨玉鹏、任一帆、严慧、王一建、印雯、潘志清。

分布式光伏电站验收技术规范

1 范围

本文件规定了分布式光伏电站的验收流程、单位工程验收、工程启动验收、工程试运及移交生产验收和工程竣工验收要求。

本文件适用于大型工商业分布式光伏电站的验收工作，一般工商业和户用可参照执行。

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 2297 太阳光伏能源系统术语
- GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 19582.1 基于Modbus协议的工业自动化网络规范
- GB/T 20047.1 光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分：结构要求
- GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级
- GB/T 29321 光伏电站无功补偿技术规范
- GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50010 混凝土结构设计规范
- GB 50011 建筑抗震设计规范
- GB 50017 钢结构设计规范
- GB/T 50046 工业建筑防腐蚀设计标准
- GB 50217 电力工程电缆设计规范
- GB 50345 屋面工程技术规范
- GB 50797 光伏发电站设计规范
- GB 51022 门式刚架轻型房屋钢结构技术规范
- GB 55030 建筑与市政工程防水通用规范
- DL/T 1227-2013 电能质量监测装置技术规范
- DL 5027 电力设备典型消防规程
- DL/T 634.5104 远动设备及系统 第5-104部分：传输规约
- NB/T 10115 光伏支架结构设计规程
- NB/T 10685 光伏发电用汇流箱技术规范
- NB/T 32004 光伏发电并网逆变器技术规范
- NB/T 42073 光伏发电系统用电缆
- IEC 61850-5 电力自动化通信网络和系统 第5部分：功能和装置模型的通信要求

3 术语和定义

GB/T 2297界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

分部工程验收 division project acceptance

分部工程是指按专业性质（如电气、土建、消防）或工程功能区域（如光伏阵列区、储能电池室、升压站）划分，由若干个专业关联紧密、施工顺序衔接的分项工程组成的工程单元，是检验批、分项工程质量验收的汇总环节。常规施工阶段的分部工程验收由施工单位组织自检、监理单位核验。

3.2

单位工程验收 unit project acceptance

单位工程是指具有独立设计文件、可独立发挥功能的工程单元（如厂区光伏整体系统）。在所有分部工程验收合格后，应对整个单位工程的结构安全、系统性能、功能完整性、合规性及资料完整性进行的全面总结性验收，是工程从施工阶段转入并网准备阶段的关键节点。

3.3

工程启动验收 project commissioning acceptance

并网前对电站是否具备安全、合规启动并网条件的专项验收，是连接施工与并网运行的准入检验。

3.4

工程试运及移交生产验收 trial operation and handover to production acceptance

工程试运及移交生产验收是指工程启动验收合格、完成并网后，通过规定时长的带负荷试运行，验证系统运行稳定性、关键指标达标性，并核查工程移交生产所需条件的综合性验收，是连接并网试运行与正式商业运营的核心过渡环节。

3.5

工程竣工验收 final project acceptance

电站全流程建设完成后，对工程合规性、完整性、达标性的最终验收，是项目合法交付的标志。

3.6

四可要求 four-oriented requirements

作为并网运行的基本技术条件，光伏电站应具备的可观、可测、可调、可控的综合能力。可观：指光伏电站能够实现运行状态的可视化。可测：指光伏电站能够对关键电气参数进行测量、采集、存储。可调：指电站可根据调度指令对功率进行连续、平滑调节，参与电网运行控制。可控：指电站能接收并执行调度下发的控制命令。

4 验收流程

4.1 验收环节及顺序

4.1.1 验收工作应包含以下几个环节：单位工程验收、工程启动验收、试运行和移交生产验收、工程竣工验收，未涵盖单位工程验收之前（检验批、分项、分部工程）的施工过程验收环节，仅对单位工程验收及后续流程进行规范，验收流程见图 1。

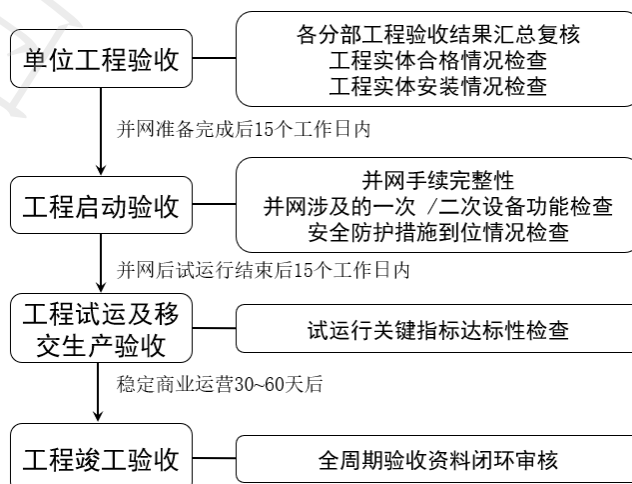


图1 验收内容流程图

4.1.2 单位工程验收内容包括各分部工程验收结果汇总复核、工程实体质量合格情况检查、工程实体

安装规范情况检查。验收合格后，方可进入并网准备阶段（含并网手续办理、设备调试）。

4.1.3 工程启动验收内容包括并网手续完整性核查、并网相关一次/二次设备功能测试、安全防护措施落实情况检查。需在并网准备完成后 15 个工作日内组织验收，合格后取得电网公司并网许可，并网完成。

4.1.4 工程试运及移交生产验收内容为试运行关键指标达标性核查。并网后光伏项目完成规定时长的连续试运行后，试运行结束后 15 个工作日内验收；合格后 5 个工作日内转入商业运营阶段。

4.1.5 工程竣工验收内容为全周期验收资料闭环审核，需在项目移交生产并稳定商业运营 30~60 天后组织。

4.2 验收组织

4.2.1 本文件 4.1 规定的 4 个环节的验收工作应由建设单位牵头组织，监理单位主持，参与单位包括设计单位、施工单位、运维单位、电网公司，也可邀请第三方检测机构参加。组织单位工程验收时，运维单位和电网公司可不参与。

4.2.2 开始验收前应成立验收小组，验收小组由不少于 5 人且为单数的成员组成，成员需具备中级及以上工程类职称或对应注册执业资格，参与验收的各家单位均需派至少 1 名代表，成员专业背景需覆盖土建、电气、安全。

5 单位工程验收

5.1 验收条件

5.1.1 工程实体已完成设计图纸及合同约定的全部施工内容，包括光伏组件、逆变器、监控系统等设备的安装调试工作。

5.1.2 施工单位已完成自检，且自检结果合格；监理单位已完成预验收，预验收结果合格。

5.1.3 质量控制资料、技术档案等齐全完整，并经监理审核通过。质量控制资料包括但不限于材料与设备合格证、检测报告、施工记录等；技术档案包括设计变更、隐蔽工程记录等。

5.2 验收内容

5.2.1 土建及结构(控制项)

5.2.1.1 分布式光伏工程的土建部分应依据以下国家标准和设计文件进行验收，包括但不限于 GB 50009、GB 50011、GB 50010、GB 50797、GB 50017、GB 51022 的相关规定。

5.2.1.2 结构评估报告内容应包括屋顶的荷载情况、混凝土屋面防水层情况、彩钢瓦屋面的设计年限及使用年限、锈蚀情况、屋面形式及吊装点位荷载情况及厂房用途。

5.2.1.3 屋面荷载应满足光伏系统附加荷载（含组件、支架、固定件及运维人员临时荷载）要求，其中彩钢板屋面采用轻质组件（重量 $\leq 8 \text{ kg/m}^2$ ）时附加荷载 $\leq 0.12 \text{ kN/m}^2$ 、采用常规组件（重量 $8 \text{ kg/m}^2 \sim 15 \text{ kg/m}^2$ ）时 $\leq 0.15 \text{ kN/m}^2$ ，混凝土屋面采用轻质组件时附加荷载 $\leq 0.50 \text{ kN/m}^2$ 、采用常规组件时 $\leq 0.75 \text{ kN/m}^2$ （屋面含保温/防水层的需叠加承载能力衰减系数且不低于 0.8），其他屋面按结构承载能力专项核算且附加荷载不低于 0.10 kN/m^2 ，施工过程中严禁产生超过设计荷载的集中压力，运维作业应设置分散荷载垫板（面积 $\geq 0.2 \text{ m}^2$ ）。

5.2.1.4 建筑结构应无不均匀沉降超标、无贯穿性或有害裂缝。

5.2.1.5 屋面施工区域应完成防水或防渗处理，施工质量应符合 GB 50345、GB 55030 的相关规定。

5.2.1.6 消防安全应符合 DL 5027 相关规定，屋面布置应合理设置防火分区、安全通道、灭火器材及火灾报警系统等。

5.2.2 土建及结构(一般项)

5.2.2.1 结构评估单位应进行现场踏勘，并出具结构评估报告。报告应加盖设计章、注册结构工程师印章以及评估单位公章。

5.2.2.2 锚栓和预埋件的安装应平整、牢固，尺寸允许偏差应符合相关规范；地脚螺栓螺纹完整、螺母紧固无松动，构件连接部位应进行有效防腐处理，防护层应连续、附着良好。

5.2.3 光伏发电单元及支架(控制项)

- 5.2.3.1 晶体硅光伏组件应选用符合 GB/T 9535 的要求, 并提供有效的认证证书或型式试验报告。薄膜光伏组件应符合 GB/T 20047.1 的要求, 确保产品质量稳定可靠。
- 5.2.3.2 组件供应商应提供不少于 25 年的使用寿命承诺、不少于 25 年的线性功率输出质保以及不少于 12 年的产品材料与工艺质保。
- 5.2.3.3 组串应与支架或接地扁铁进行可靠接地连接, 土壤电阻率 $\leq 100 \Omega \cdot m$ 时接地电阻值应 $< 4 \Omega$, $100 \Omega \cdot m < \text{土壤电阻率} \leq 500 \Omega \cdot m$ 时应 $< 10 \Omega$, 土壤电阻率 $> 500 \Omega \cdot m$ 时可采取增设接地极、换土、降阻剂等措施, 接地电阻值应 $< 15 \Omega$ 。
- 5.2.3.4 不应短接组件或组串的正负极。
- 5.2.3.5 光伏支架系统应根据项目所在地区的风荷载、雪荷载、地震烈度等进行专项结构设计, 其荷载参数应满足 GB 50009 和 GB 50017 的相关规定。
- 5.2.3.6 支架结构应满足承载力、刚度与整体稳定性要求, 连接节点构造应合理可靠, 设计应符合 NB/T 10115 的要求, 不应出现过度变形或连接失效。
- 5.2.3.7 所有支架构件表面应具备良好的耐候性与防腐性能, 采用如热镀锌、喷涂等方式处理, 防护处理应满足 GB/T 50046 的相关要求, 其设计防腐年限应不低于整个系统设计使用年限。
- 5.2.3.8 支架安装完成后, 组件排列应整齐一致、承重均匀, 支架结构稳定牢固, 无松动、倾斜、锈蚀、结构变形等现象, 整体视觉效果应协调规范。

5.2.4 光伏发电单元及支架(一般项)

- 5.2.4.1 每块组件应贴有铭牌, 标注清晰, 包括标准测试条件下的最大输出功率及偏差、开路电压、短路电流、最大系统电压、最大保护电流、额定工作温度、安全等级与应用等级等参数, 并附有制造商提供的运输、安装、电路连接说明书。
- 5.2.4.2 在标准试验条件下(即: 大气质量 $AM=1.5$, 辐照度 1000 W/m^2 , 电池工作温度为 $25 \text{ }^\circ\text{C} \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$), 光伏组件的实际输出功率应在标称功率正偏差范围内。
- 5.2.4.3 光伏组件的电缆与直流连接器应连接可靠, 无虚接、松动、进水、脱落等现象; 组件连接线不应散落或直接暴露于阳光下, 应有防护固定措施, 保证电缆的整齐与安全。
- 5.2.4.4 组件安装应平整, 间距均匀, 角度偏差应 $< 1^\circ$, 相邻组件边缘高差 $< 2 \text{ mm}$, 相邻组件间平整度 $< 5 \text{ mm}$ 。每块组件下沿方向应安装 2 块导流块, 保障组件不沉积灰尘、泥污。导流块宜选用 304 不锈钢材质, 满足项目长期使用。每个组串应与接地网有效连接, 且连接点不少于 2 处。组件之间防雷接地应优先采用黄绿双色不小于 4 mm^2 铜芯带端子的专用接地线, 在组件接地安装孔进行可靠连接, BIPV 项目可采用防雷穿刺垫片进行接地连接, 使用防雷穿刺垫片的, 每个压块连接处均应准确安装穿刺垫片。
- 5.2.4.5 支架基础(如混凝土基础、膨胀螺栓固定、屋面夹具固定等)应满足设计图纸要求。基础结构的尺寸允许偏差、垂直度、抗拔承载力等指标应通过现场抽检合格, 并记录在案。
- 5.2.4.6 屋面场景下, 支架系统安装应结合屋面类型、排水方向和结构承载力等因素, 合理布局, 并采取有效防水处理措施, 不应破坏原有防水层或造成屋面渗漏隐患。

5.2.5 电气设备及材料(控制项)

- 5.2.5.1 分布式光伏电站相关设备(含汇流箱、逆变器、箱式变压器、电缆等)的技术参数、性能指标应与设计文件一致, 产品质量证明文件(含出厂检测报告、认证证书、技术资料等)齐全, 且符合国家及行业现行标准要求。
- 5.2.5.2 汇流箱应符合 NB/T 10685 的相关要求, 并具备合格的出厂检测报告及技术资料。
- 5.2.5.3 汇流箱(所有电气一、二次元器件)应能在 $-35 \text{ }^\circ\text{C} \sim +50 \text{ }^\circ\text{C}$ (无阳光直射)的气候条件下安全稳定运行, 使用寿命应不低于 25 年, 质保期应不低于 5 年。
- 5.2.5.4 汇流箱的输入电路对地、输出电路对地、输入对输出的绝缘电阻应不小于 $20 \text{ M}\Omega$, 绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。
- 5.2.5.5 汇流箱的输入对地、输出对地、输入对输出应能承受 AC3500 V, 50 Hz 的正弦交流电压 1 min, 不击穿, 不飞弧, 漏电流 $< 5 \text{ mA}$ 。

- 5.2.5.6 箱体应完整无损，防护等级应满足使用环境要求，室外安装防护等级不低于 IP65，室内不低于 IP54。箱体应具备良好的密封性、防尘性、防水性和耐腐蚀性能，并安装牢固，操作维护方便。
- 5.2.5.7 汇流箱进、出线电缆防火泥应按标准要求封堵。
- 5.2.5.8 汇流箱接地采用 16 mm² 黄绿接地线，就近接入主接地网，当接地线长度超出 1.2 m 时，宜采用扁铁引入，接地线与扁铁连接。接地电阻值应 $\leq 4 \Omega$ 。
- 5.2.5.9 设备可开启门的铰链处应用 4 mm² 软铜导线(配备压接线鼻子)可靠连接。
- 5.2.5.10 继电保护装置(如过流保护、速断保护、过压保护、欠压保护、零序保护)配置需符合 GB/T 14285 中的相关要求。
- 5.2.5.11 光伏发电用逆变器应符合 NB/T 32004、GB/T 37408 的相关要求，并通过国家或行业规定的认证与检测。
- 5.2.5.12 逆变器接地装置连接可靠，接地电阻值应符合设计文件及相关规范要求，接地线无断裂、腐蚀，接线端子压接牢固且做好防锈处理。交流输出端连接端子压接牢固，无虚接、松动、过热或电缆磨损现象。
- 5.2.5.13 逆变器启动后应运行稳定，无异常噪音、异味或过热现象，显示屏参数(输入输出功率、电压、电流等)显示准确且与实际工况匹配。
- 5.2.5.14 模拟过载、过压、欠压、短路等故障场景，逆变器应能快速触发保护机制并停机，故障报警信号清晰可辨，复位后可正常恢复运行。
- 5.2.5.15 箱式变压器能效等级应符合 GB 20052 中规定的现行强制性要求，供应商应提供不少于 25 年的使用寿命承诺。
- 5.2.5.16 光伏发电用电缆应符合 NB/T 42073 的相关要求，具备良好的耐热性、抗紫外线性能和长期户外运行适应能力。
- 5.2.5.17 所有使用电缆应为符合国家标准的合格产品，具备生产厂家提供的出厂合格证、型式试验报告及相关质量认证文件，不应使用“三无”产品或已老化电缆。
- 5.2.5.18 电缆敷设应符合设计图纸和施工规范的要求，敷设路径应避开高温区、易积水或机械损伤区域。电缆布线应排列整齐、固定牢靠，不应任意悬空、拖地或堆叠。
- 5.2.5.19 电缆弯曲半径应不小于电缆最小允许值，不应过度拉伸、强行扭曲。电缆不应长期暴露在阳光下或浸泡于水中，穿管处应采取防水密封处理。
- 5.2.5.20 配电房内所有穿墙、穿楼板的电缆孔洞及设备安装间隙应采用防火封堵材料(如防火泥、防火包、防火密封胶等)进行严密封堵，封堵应牢固、平整，且符合 GB 50217 的相关要求，确保防火分隔完整性。
- 5.2.6 电气设备及材料(一般项)
- 5.2.6.1 所有设备安装位置需满足通风、干燥、防尘、防暴晒、防水浸及无障碍操作要求，安装固定牢固可靠，布局合理，预留足够的运行维护及检修空间。
- 5.2.6.2 汇流箱外观应无变形、锈蚀、漆面脱落等缺陷，安装位置应合理、安全、便于维护，箱体安装高度、支架固定方式、电缆出入方向应符合施工图纸要求。
- 5.2.6.3 汇流箱应垂直安装，安装高度应便于操作、维护；汇流箱宜安装在组件方阵下方或安装雨棚，防止阳光直射和雨淋，汇流箱开门至最大角度时不应触碰组件。
- 5.2.6.4 汇流箱应安装统一规格标示牌，具备防紫外线、防水等功能，标牌安装前应对汇流箱表面进行清洁，以保障标牌安装牢固。
- 5.2.6.5 交流汇流箱，当采用铜芯线缆时，应使用铜接线端子。当采用铜包铝线缆时，应使用铜接线端子。当采用铝合金线缆时，应使用铜铝过渡接线端子，或铝接线端子配合铜铝过渡垫片。
- 5.2.6.6 汇流箱进线电缆防水接头应紧固到位。
- 5.2.6.7 逆变器的直流输入与逆变器本体及接线盒处应粘贴清晰、不易脱落的标识，包含设备编号、安全警示、接线示意图等关键信息，标识内容与实际设备一致。
- 5.2.6.8 宜选用变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站或高压/低压预装式箱式变电站。
- 5.2.6.9 箱式变压器内部隔室外壳防护等级不应低于 IP2X。
- 5.2.6.10 箱式变压器外壳防水等级不低于 IP54。
- 5.2.6.11 如使用室内变压器，应安装测控装置用以收集相关数据。

- 5.2.6.12 所有电缆接头应连接牢固、端子压接规范，无松动、脱落、氧化或过热痕迹。接头应设置在可检修部位，并做好绝缘包扎、防水封闭及固定支撑。
- 5.2.6.13 电缆应设置清晰、统一的标识，包括电缆型号、规格、电压等级、用途、生产厂家等信息。
- 5.2.6.14 配电房应设置在建筑物的首层或地下室，且应远离水房、卫生间、浴室等潮湿场所。
- 5.2.6.15 配电房内应保持干燥、通风良好，温度宜保持在 $-5\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间，湿度不超过80%。
- 5.2.6.16 配电房内应设置防火门，并配备灭火器材和应急照明设备。
- 5.2.6.17 配电房内的所有设备应布置合理，操作、巡检与维护空间充足。

5.3 验收结论

验收结论应根据以下判定要求：

- 合格：控制项条款100%满足要求，无任何不达标项；一般项条款合格率 $\geq 90\%$ （或单项偏差值 \leq 规范允许偏差的10%），且单个产品不存在3项以上不达标项；判定合格后单位工程整体达标，可进入工程启动验收阶段。
- 整改后合格：控制项99%条款满足要求，存在的问题不影响结构和电气安全；一般项：条款合格率 $\geq 80\%$ ，且单个产品不达标项 ≤ 3 项；且单项偏差值 $>$ 规范允许偏差10%但 $\leq 20\%$ ；判定整改后合格要求施工单位在规定时间内（7日）内整改并复验，合格后可进入工程启动验收阶段。
- 不合格：控制项存在3项及以上不达标项，或影响安全/核心功能；一般项条款合格率 $< 80\%$ ，或单个产品存在3项以上不达标项，或单项偏差值 $>$ 规范允许偏差20%；施工单位需彻底整改后重新组织验收，合格前不得进入工程启动验收阶段。

6 工程启动验收

6.1 验收条件

- 6.1.1 并网相关手续完整有效，包括但不限于电网公司出具的《并网意见函》，调度协议、购售电合同已签订。
- 6.1.2 电站一次设备（光伏组件、逆变器、开关柜等）、二次设备（监控系统、保护装置等）已完成调试，功能正常，调试记录完整。
- 6.1.3 启动方案已编制完成，并经调度部门审核同意，方案应包含启动步骤、安全措施、应急预案等内容。
- 6.1.4 电站场地已清理完毕，无影响启动的障碍物；安全警示标识（如“高压危险”“禁止攀登”）设置齐全、规范。

6.2 验收内容

6.2.1 并网装置（控制项）

- 6.2.1.1 计量装置：精度等级应 ≥ 0.5 S级（符合电网规定），且已由法定计量机构校验合格，校验证书在有效期内。
- 6.2.1.2 并网开关：额定电流、短路开断能力应与设计一致（如10 kV并网开关额定电流 ≥ 630 A，短路开断电流 ≥ 25 kA）；开关操作机构灵活可靠，分合闸指示准确。
- 6.2.1.3 各个并网点应根据工程需要为当地电网公司配置相应调度自动化设备，满足当地电网公司调度自动化要求。
- 6.2.1.4 根据电网公司要求配置符合DL/T 1227-2013的A级电能质量在线监测装置。

6.2.2 相关电气装置（控制项）

- 6.2.2.1 逆变器应具备完善的安全保护功能，能在故障情况下自动切断输出。
- 6.2.2.2 散热器温度达 $70\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时降额至额定功率70%~80%，达 $90\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时切断输出；IGBT芯片达 $120\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时 ≤ 10 s切断输出，温度降至阈值下 $5\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 后延迟30 s~60 s恢复，连续3次触发需手动复位。
- 6.2.2.3 高压场站综自系统应配备可持续2 h的UPS不间断电源，防止场站停运后数据中断。

光伏系统的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。无功补偿装置采用集中式时，宜选用成套设备，并且其性能应符合GB/T 29321的相关规定。

6.3 验收结论

验收组应根据实体检查、功能测试及资料审核的结果，结合控制项达标情况，形成以下验收结论：

- 合格：所有控制项条款 100%满足要求，无任何不达标项；工程启动条件全部具备，可进入并网试运行阶段。
- 不合格：存在 1 项及以上控制项不达标项，或存在影响电网安全、设备稳定运行的核心问题；施工单位需彻底整改后重新组织验收，合格前不得进入并网试运行阶段。

7 工程试运及移交生产验收

7.1 验收条件

- 7.1.1 运维单位人员已到岗并完成系统结构、操作规程、安全防护等培训，具备运行管理能力。
- 7.1.2 系统运行记录连续不少于 72 h，发电数据、运行参数、告警情况稳定无异常。
- 7.1.3 所有运行相关资料（调试报告、设备说明书、运维手册、应急预案等）已交接完毕并归档。
- 7.1.4 项目现场安全标识、运行记录制度、防护设施、工具与备件配置齐全。
- 7.1.5 建设单位已完成工程总结与履约说明，明确后续服务、质保期内义务等内容。

7.2 验收内容

7.2.1 四可功能验收（控制项）

7.2.1.1 可观功能验收：监控平台需实现分布式光伏统计数据（用户发电量、累计收益）、运行状态（组件/逆变器在线离线状态）、调节控制（功率调节指令下发记录）、异常告警（设备故障、参数超标）的全景可视化展示；支持按单个光伏用户维度查询，实时显示用户发电功率曲线（时间间隔 ≤ 1 min）、设备运行状态标识（绿色在线/红色离线），数据展示延迟 ≤ 5 s，无信息缺失或错漏。

7.2.1.2 可测功能验收：系统具备分钟级数据采集能力，对光伏用户的发电功率、直流/交流侧电压电流、设备温升等数据采集间隔 ≤ 1 min，用户数据感知延迟 ≤ 30 s；采集数据精度需满足：功率测量误差 $\leq \pm 1.5\%$ 、电压/电流测量误差 $\leq \pm 0.8\%$ ，数据存储周期 ≥ 3 年，可导出历史数据用于故障诊断及运行优化分析，无数据断链或异常漂移现象。

7.2.1.3 可调功能验收：通过光伏专用断路器建立刚性控制能力；监控平台可远程下发断路器分合指令，动作响应时间 ≤ 500 ms，分合闸状态反馈准确；当检测到过压（ ≥ 1.1 倍额定电压）、短路、孤岛效应等故障时，断路器能自动分闸切断回路，切断响应时间 ≤ 1 s，无拒动、误动现象，故障消除后可远程或本地手动合闸恢复运行。

7.2.1.4 可控功能验收：通过分布式电源接入单元或智能物联电能表，建立柔性调节能力；根据电网供需指令，可对单个或多个光伏用户的发电功率进行分级调节，调节范围覆盖额定功率的 0~100%，单次调节响应时间 ≤ 60 s，调节精度 $\leq \pm 3\%$ 额定功率；调节过程中不触发设备保护停机，电网电压波动 $\leq \pm 2\%$ ，符合 GB/T 14549 电能质量要求。

7.2.2 通信功能验收（控制项）

7.2.2.1 系统采用的通信方式（如 4G/5G、以太网、LoRa、电力线载波 PLC）需符合项目设计文件及电网公司要求，优先选用稳定可靠的有线或工业级无线通信方案；试运转期间通信中断次数 ≤ 2 次，单次中断持续时间 ≤ 5 min，无频繁掉线现象。

7.2.2.2 信息上传需支持 DL/T 634.5104、IEC 61850-5、GB/T 19582.1 规定的标准通信协议，协议适配无兼容性问题；监控平台与智能物联电能表、逆变器、分布式电源接入单元等设备的通信协议一致，指令下发、数据反馈格式符合协议规范，无解析错误。

7.2.2.3 实时数据上传周期 ≤ 1 min，数据上传延迟 ≤ 30 s，满足电网侧及监控平台实时监控需求；上传数据与本地采集数据的一致性误差 $\leq \pm 1\%$ ，确保数据真实性、准确性，无异常漂移。

7.2.2.4 通信链路具备身份认证、数据加密功能（如采用 SSL/TLS 加密、设备唯一标识认证），防止数据被篡改、窃取；无非法接入、通信协议漏洞导致的安全风险，符合网络安全相关规范要求。

7.2.3 联合试运转验收（控制项）

- 7.2.3.1 系统连续并网试运转时长 ≥ 240 h，期间需覆盖晴天、阴天等不同辐照工况，以及用电高峰、低谷等不同负荷时段，无计划外停机。
- 7.2.3.2 试运转期间至少开展 2 次柔性调节测试（模拟电网负荷需求变化）、3 次故障保护测试（模拟过压、短路），测试间隔 ≥ 24 h。
- 7.2.3.3 并网电压偏差 $\leq \pm 7\%$ 。
- 7.2.3.4 频率偏差 $\leq \pm 0.5$ Hz（50 Hz 系统为 49.5 Hz-50.5 Hz）。
- 7.2.3.5 注入电网的总谐波畸变率（THD） $\leq 5\%$ ，各次谐波电流符合 GB/T 14549 中的限值要求。
- 7.2.3.6 功率因数在 0.9（超前）~0.9（滞后）范围内可调节，调节响应时间 ≤ 10 s。

7.2.4 联合试运转验收（一般项）

- 7.2.4.1 30d 累计发电量与设计值偏差 $\leq \pm 5\%$ （扣除非计划停机时间）。
- 7.2.4.2 日均发电量达到设计日均发电量的 90%及以上。
- 7.2.4.3 最大发电功率与设计值偏差 $\leq \pm 3\%$ （在标准日照条件下测试）。
- 7.2.4.4 逆变器平均无故障运行时间 ≥ 1000 h。
- 7.2.4.5 汇流箱平均无故障运行时间 ≥ 2000 h。
- 7.2.4.6 全站设备故障停机每 30 天时长累计 ≤ 24 h。
- 7.2.4.7 监控系统数据采集成功率 $\geq 99.5\%$ ，数据传输延迟 ≤ 10 s。

7.3 验收结论

验收结论应根据以下判定要求：

- 合格：控制项条款 100%满足要求，无任何不达标项；一般项条款合格率 $\geq 90\%$ ，且无单类一般项合格率 $< 85\%$ ；判定合格后工程整体满足移交生产条件，可正式移交运维单位运行；
- 整改后合格：控制项条款 100%满足要求，无任何不达标项；一般项：存在非关键性偏差，满足以下条件：一般项合格率 $\geq 80\%$ ，且单类一般项（如通信功能）合格率 $\geq 75\%$ ，且单项一般项偏差未超出标准限值的 10%，且不影响运维效率及设备长期运行；判定整改后合格要求施工单位在 15d 内完成一般项整改，复验合格后移交生产；若逾期未整改或复验不合格，结论调整为“不合格”。
- 不合格：控制项存在 1 项及以上条款不达标；一般项合格率 $< 80\%$ ，或单类一般项合格率 $< 75\%$ ，或单项一般项偏差超出标准限值的 10%；判定不合格后施工单位需彻底整改，整改完成后重新组织全项验收，合格前不得移交生产。

8 工程竣工验收

8.1 验收条件

- 8.1.1 工程建设内容已按照批准的设计文件全部完成，未留有重大缺项或遗留问题。
- 8.1.2 运维交接工作完成，运行单位已接管工程，具备持续稳定运行能力。

8.2 验收内容

8.2.1 前期手续及合规性（一般项）

- 8.2.1.1 项目立项批复、可行性研究报告批复、初步设计批复等文件齐全有效，与项目实际建设内容一致。
- 8.2.1.2 规划许可、施工许可、土地使用证（或屋顶租赁协议及产权证明）等文件合法有效，有效期覆盖建设周期。
- 8.2.1.3 勘察、设计、施工、监理等合同齐全，条款明确，签字盖章完整。
- 8.2.1.4 招投标文件（含中标通知书）与合同内容一致，招投标程序符合《招标投标法》规定，资料归档完整率 100%。

8.2.2 前期验收结果复核（控制项）

8.2.2.1 检验批验收、分项工程验收、分部工程验收、单位工程验收、启动验收、移交生产验收的记录齐全，签字手续完整，合格率100%。

8.2.2.2 各阶段验收提出的整改问题已全部闭环，闭环率100%，整改复查记录完整。

8.2.2.3 单位工程验收中功能测试指标与设计值偏差 $\leq\pm 5\%$ 。

8.2.2.4 移交生产验收中试运行30d累计发电量达标率 $\geq 95\%$ ，设备无故障运行时间达标。

8.2.3 投资及结算验收（控制项）

8.2.3.1 工程总投资与概算偏差 $\leq\pm 5\%$ ，其中建安工程费偏差 $\leq\pm 3\%$ ，设备购置费偏差 $\leq\pm 4\%$ ，并提供超支原因说明及审批文件。

8.2.3.2 单位千瓦造价 \leq 可行性研究报告批复值的105%，投资构成与概算一致，无擅自调整资金用途情况。

8.2.3.3 工程结算书经第三方审计机构审核，审计结论为“无重大偏差”，核减率 $\leq 5\%$ 。

8.2.3.4 竣工结算资料（工程量清单、签证单、变更单）完整，签字盖章齐全，与实际施工内容吻合度100%。

8.2.4 资料完整性及归档验收（一般项）

8.2.4.1 检验批验收记录：按施工段、工序或材料批次划分的检验批验收单，包含主控项目和一般项目的检查结果，每个检验批均有施工单位自检记录、监理单位验收意见，签字齐全。

8.2.4.2 分项工程验收记录：涵盖光伏组件安装、逆变器调试等各分项工程的验收汇总表，明确各检验批的合格率及整体质量评定结果，附带分项工程质量评估报告。

8.2.4.3 分部工程验收记录：包含光伏区工程、电气设备安装工程等各分部工程的验收报告，附有分部工程所含分项工程的验收情况统计表、关键性能测试数据（如接地电阻、组件效率）。

8.2.4.4 单位工程验收、启动验收、移交生产验收记录：分别包含验收申请、验收组组长名单、验收会议纪要、验收结论及签字页，附带各阶段的整改通知及闭环报告。

8.2.4.5 设计及施工资料：

——设计资料：

- 初步设计图纸、施工图、设计计算书，图纸会审记录；
- 设计变更单：所有变更均有原设计单位正式文件，明确变更原因、内容、影响分析，经建设单位、监理单位签字审批，附施工单位变更执行确认记录。

——竣工图纸：

- 与现场实际施工完全一致，清晰标注修改部位及说明；
- 加盖竣工图章（施工、监理、设计单位签字确认），附图纸变更对比说明。

——施工记录：

- 施工日志（施工内容、人员、设备、天气、质量安全情况）；
- 关键工序记录：测量放线记录（光伏阵列定位、支架基础轴线/标高数据）、混凝土浇筑记录（开盘鉴定、配合比、浇筑时间、养护记录）、设备安装记录（组件安装角度/间距、逆变器接线端子压接力矩值、接地连接点防腐处理记录）；
- 隐蔽工程记录：电缆沟敷设、接地极安装、屋顶防水基层处理等隐蔽部位验收记录，附隐蔽前影像资料（标注拍摄时间、部位、拍摄人），验收人员签字齐全。

——材料/设备证明文件：

- 合格证及认证文件：光伏组件CE/UL/CCC认证、电缆3C认证、逆变器型式试验报告等，按设备类别分类整理，附合格证复印件与原件核对记录（监理单位签字）；
- 检测报告：材料进场检测报告（电缆绝缘、钢材力学性能等）、设备开箱检验报告（组件外观、逆变器参数抽检）、第三方检测报告（EL检测、防雷装置检测、电能质量检测），报告结论均为合格，检测机构具备相应资质。

——合同及资质文件：

- 合同台账：勘察、设计、施工、监理等合同及补充协议，按合同类型分类归档，附合同履行情况说明；

- 资质文件：施工单位、监理单位的营业执照、资质证书、安全生产许可证（在有效期内，资质范围覆盖本项目）；
- 人员证书：项目经理注册建造师证、安全员C证、电工特种作业操作证等，证书在有效期内，人员与投标文件一致，复印件加盖单位公章并经监理单位核验签字。

——支付及其他资料：

- 工程款支付申请表、监理单位进度款支付证书、合规发票、银行回单（形成完整支付凭证链）；
- 项目大事记（关键节点时间、重大事项记录）。

8.2.4.6 档案载体及归档要求：

- 纸质档案：所有资料采用 A4 规格纸张（竣工图纸可按原图比例折叠为 A4 幅面），装订规范（按验收阶段/资料类别分册，加装封面、目录、页码），纸张无破损、字迹清晰、签字盖章齐全，存放于防潮、防火、防虫的档案柜中；
- 电子档案：与纸质档案内容完全一致，格式统一规范（文本类为 PDF 格式，图纸类为 PDF+可编辑 CAD 格式，影像类为 JPG/MP4 格式），文件命名规则统一（如“XX 项目-施工记录-混凝土浇筑记录-20XX 年 XX 月 XX 日”），建立分级文件夹目录（按“验收阶段-资料类别-具体文件”分类存储）；
- 归档管理：电子档案存储于专用 U 盘（≥128 G，加密保护）及光盘双备份；纸质档案与电子档案同步移交归档，建设单位需出具档案接收回执。

8.3 验收结论

8.3.1 合格应符合以下要求：

- 控制项所有条款 100%满足要求，无任何不达标项；
- 一般项核心要素无缺失，满足以下要求：
 - 前期手续及合规性：项目立项、规划、施工许可等关键文件齐全有效，与实际建设内容一致；招投标文件、合同完整，程序合规，无重大遗漏；
 - 资料完整性及归档验收：8.3.4.1~8.3.4.6所列资料类别无缺失，核心资料（检验批/分项/分部/各阶段验收记录、竣工图纸、材料设备合格证及检测报告、隐蔽工程记录）签字盖章齐全、内容真实，纸质与电子档案同步归档，符合载体及归档要求；一般项允许存在非核心资料的轻微瑕疵，但不影响资料追溯及合规性判定。
 - 判定合格后可办理竣工备案及资产移交手续。

8.3.2 不合格应符合以下要求：

- 控制项：存在 1 项及以上条款不达标；
- 一般项：存在核心要素缺失或重大合规性瑕疵：
 - 前期手续及合规性：项目立项、规划、施工许可等关键文件缺失，或与实际建设内容不一致；招投标程序存在重大合规风险；
 - 资料完整性及归档验收：核心资料（竣工图纸、各阶段验收记录、材料设备合格证及检测报告、隐蔽工程记录）存在缺失、伪造或签字盖章不全；关键资料无法追溯，影响项目合规性核查及后期运维。
 - 施工单位需针对不达标项彻底整改，整改完成后重新提交竣工验收申请，经复查合格后方可办理竣工备案及资产移交手续。