

T/CMEEEA

团 体 标 准

T/CMEEEA XXX—2026

分布式光伏接入管理要求

Distributed photovoltaic access management requirements

(征求意见稿)

2026 - XX - XX 发布

2026 - XX - XX 实施

中国机电设备工程协会 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 1

4 接入原则 1

5 接入管理 2

6 通信要求 4

7 运行维护 5

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。

本文件由国网浙江省电力有限公司杭州市钱塘区供电公司提出。

本文件由中国机电设备工程协会归口。

本文件起草单位：国网浙江省电力有限公司杭州市钱塘区供电公司。

本文件主要起草人：

分布式光伏接入管理要求

1 范围

本文件规定了分布式光伏接入管理的接入原则、接入管理、通信要求、运行维护。
本文件适用于分布式光伏接入管理。

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 29319-2024 光伏发电系统接入配电网技术规定
GB/T 33593-2017 分布式电源并网技术要求

3 术语和定义

GB/T 29319-2024、GB/T 33593-2017界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

分布式光伏发电 distributed photovoltaic power generation

指在用户所在场地或附近建设运行，以用户侧自发自用为主、多余电量上网为补充，且在配电网系统内平衡调节的光伏发电设施。

3.2

接入点 access point

指分布式光伏发电项目与电网的连接位置，包括并网点与公共连接点。

3.3

防孤岛保护 anti-islanding protection

指当电网侧失压或断电时，分布式光伏发电项目能够自动检测到孤岛运行状态，并在规定时间内切断与电网的连接，防止光伏系统继续向电网局部线路或相邻用户供电的保护功能。

4 接入原则

4.1 电压等级确定原则

分布式光伏发电项目接入电网的电压等级应根据项目总装机容量、所在区域电网现状及发展规划，按照以下规定确定：

- 装机容量不大于 8 kW 的分布式光伏项目，接入 220 V 电压等级；
- 装机容量大于 8 kW 且不大于 400 kW 的分布式光伏项目，接入 380 V 电压等级；
- 装机容量大于 400 kW 且不大于 6 MW 的分布式光伏项目，接入 10 kV 或 35 kV 电压等级；
- 对于 6 MW 以上的项目，按集中式电源接入要求执行。

4.2 接入点选择原则

接入点选择应按照以下原则：

- 分布式光伏项目按就近接入现有配电网的公共连接点或用户侧接入点；
- 接入点的选择综合考虑电网结构、线路负载能力、供电可靠性及光伏消纳能力；
- 当用户侧内部存在多级配电线路时，分布式光伏优先接入负荷侧母线或低压主进线开关下端；
- 接入点具备明确的产权分界点和可操作的并网开关位置。

4.3 接入模式要求

分布式光伏发电项目根据消纳方式和电网条件，可采用以下接入模式：

- 专线接入：对于 10 kV 及以上电压等级接入的项目，采用专线方式接入公共电网；
- T 接接入：对于 380 V 接入的项目，采用 T 接方式接入公共线路或用户线路；
- 用户内部电网接入：对于“自发自用、余电上网”模式的项目，接入用户内部电网的并网点。

5 接入管理

5.1 并网申请

5.1.1 申请受理条件

分布式光伏发电项目在申请接入电网前，应已完成项目备案手续，并取得备案证明文件。建设单位应向项目所在地的电网企业营业窗口或通过线上服务渠道提交并网申请。

5.1.2 申请资料清单

建设单位在提交并网申请时，应根据项目类型提供以下资料：

- 分布式光伏并网申请表；
- 建设单位身份证明；
- 项目备案证明文件；
- 建设场所的产权证明或长期使用协议；
- 项目可行性研究报告或建设方案；
- 电气系统图及主要设备清单等。

5.2 接入方案设计

5.2.1 现场勘查

并网申请受理后，电网企业应组织勘查人员赴项目现场进行勘查，勘查内容应包括以下方面：

- 拟接入的配电线路或台区的位置、容量、当前负载及可开放容量；
- 拟接入点的电压、短路容量、保护配置及接地方式；
- 项目方阵布置、逆变器及并网点位置、电缆通道条件；
- 计量装置安装位置及通信条件等。

5.2.2 接入系统方案编制

电网企业应根据现场勘查结果，结合配电网规划及运行要求，编制接入系统方案。方案应包含以下内容：

- 接入电压等级及接入点位置；
- 接入模式；
- 电气主接线图；
- 导线截面、电缆选型及敷设方式；
- 防雷接地配置；
- 继电保护及安全自动装置配置方案；
- 防孤岛保护配置；
- 电能计量点设置及计量装置选型；
- 通信方式及数据采集方案等。

5.3 工程建设

5.3.1 工程设计

5.3.1.1 建设单位应委托具有相应电力设计资质的单位，依据电网企业确认的接入系统方案开展施工图设计。

5.3.1.2 对于 380 V 接入、装机容量不大于 100 kW 的户用项目，可采用标准设计图集。

5.3.1.3 施工图设计文件应包含以下内容：

- 设计总说明及主要设备材料表；
- 电气主接线图及二次接线图；
- 设备布置图及电缆走向图；
- 防雷接地平面图；
- 保护定值计算书及整定表等。

5.3.1.4 对于 10 kV 及以上接入项目，施工图设计文件应报电网企业备案。

5.3.2 设备选型要求

5.3.2.1 分布式光伏项目所采用的主要设备应通过国家认可的认证机构的型式试验，并取得认证证书。

5.3.2.2 逆变器应具备低电压穿越、防孤岛保护、无功调节等功能，且与接入系统方案中的保护配置相匹配。

5.3.2.3 电缆及导线的载流量不应低于逆变器额定输出电流的 1.2 倍，且满足短路热稳定要求。

5.3.3 施工安装要求

5.3.3.1 分布式光伏项目的施工安装应由具备相应电力施工资质的单位承担。

5.3.3.2 施工安装应满足以下要求：

- 光伏方阵的支架安装牢固可靠；
- 直流侧电缆应采用光伏专用电缆，正负极有明确颜色区分；
- 交流侧电缆相序正确，中性线与保护线分开敷设；
- 接地装置按照设计图纸施工，接地体埋深不小于 0.6 m，接地电阻在土壤干燥季节实测；
- 并网开关箱安装端正、牢固，箱体接地可靠。

5.3.3.3 施工过程中不应擅自变更接入系统方案确定的接入点、保护配置及计量方式。

5.3.4 隐蔽工程验收

5.3.4.1 以下隐蔽工程在覆盖前应由施工方通知建设单位及电网企业代表进行验收：

- 接地网及接地体敷设；
- 直埋电缆的沟槽开挖及回填；
- 穿管敷设的管道预留及密封等。

5.3.4.2 隐蔽工程验收应形成书面记录，经各方签字确认后方可进行下一道工序。

5.3.4.3 未经验收或验收不合格的隐蔽工程，不应予以覆盖，已覆盖的应揭开重新验收。

5.3.5 施工安全管理

5.3.5.1 施工期间，施工单位应设置安全警示标志，做好防触电、防高处坠落、防火灾等安全措施。

5.3.5.2 在已带电的电网设备附近施工时，应执行停电或带电作业安全规定。

5.3.5.3 施工用电应从用户侧取电，不应擅自搭接电网企业设备。

5.4 并网验收

5.4.1 验收申请

5.4.1.1 分布式光伏项目施工安装完成后，建设单位应向电网企业提交并网验收申请。

5.4.1.2 申请时应提供以下资料：

- 并网验收申请表；
- 竣工图及设计变更文件；
- 主要设备的产品合格证、认证证书及出厂试验报告；
- 施工单位的资质证明及施工记录；
- 隐蔽工程验收记录；
- 接地电阻测试报告；
- 保护定值整定单；
- 光伏组件、逆变器等设备的现场调试报告等。

5.4.2 验收内容

验收内容应至少包括以下项目：

——资料核查：

- 申请资料的完整性及一致性；
- 设备认证证书及试验报告的有效性。

——现场检查：

- 接入点及并网开关位置与接入系统方案的一致性；
- 设备安装质量、标识标志及安全防护措施；
- 防雷接地系统的可靠性；
- 电缆敷设及相序的正确性；
- 计量装置的安装位置及铅封完整性。

——保护及功能测试：

- 并网开关的分合闸功能及机械闭锁；
- 防孤岛保护动作值及动作时间测试；
- 过压、欠压、过频、欠频保护动作测试；
- 逆变器的启动、停机及功率调节功能测试；
- 通信及数据采集功能测试。

5.4.3 验收结论

5.4.3.1 验收结论分为“合格”“整改后合格”和“不合格”三类。

5.4.3.2 对于验收合格的项目，电网企业应出具并网验收合格确认书。

5.4.3.3 对于存在一般性缺陷的项目，验收组应出具整改通知书，明确整改内容和期限。

5.4.3.4 对于存在以下严重问题的项目，应直接判定为不合格，不予并网：

- 接入点或保护配置与接入系统方案严重不符；
- 防孤岛保护装置缺失或功能失效；
- 并网开关不具备明显断开点或开断容量不足；
- 接地电阻严重超标且无法整改；
- 使用未经认证或假冒伪劣设备。

5.4.4 并网调试

5.4.4.1 接电后，分布式光伏项目应进行并网调试和试运行，试运行期不少于 72 h。

5.4.4.2 试运行期间，应连续监测并网点的电压、频率、功率因数及谐波等电能质量指标，记录逆变器运行数据。

5.4.4.3 试运行期间出现保护动作或异常停机的，应查明原因并消除故障后重新开始试运行。

5.4.4.4 试运行期满且无异常后，建设单位与电网企业共同签署并网调试确认书，项目正式转入商业运行。

5.5 网络安全要求

5.5.1 采用无线公用通信网络进行数据传输时，应采取以下安全措施：

- 采用虚拟专用网络隧道技术，实现端到端的数据加密；
- 采用专用接入点名称，与普通移动互联网用户隔离；
- 无线数据传输终端应具备安全芯片，支持双向认证；
- 定期更新用户身份识别卡内的密钥及证书。

5.5.2 不应通过无线方式传输遥控指令。对于确需遥控的 380 V 接入项目，遥控指令应通过独立的加密通道传输。

6 通信要求

6.1 通信通道配置

分布式光伏发电项目的通信通道应根据接入电压等级和调度管理需要，按以下规定配置：

- 接入 35 kV 电压等级的项目：配置主备双通信通道，主用通道宜采用光纤通信，备用通道可采用无线专网或公用通信网络；
- 接入 10 kV 电压等级且装机容量超过 1 MW 的项目：配置光纤通信通道，同时配置备用通信通道；
- 接入 10 kV 电压等级且装机容量不大于 1 MW 的项目：采用光纤通信通道，采用无线专网或安全加密的公用通信网络；
- 接入 380 V 电压等级且需采集数据的项目：采用无线公用通信网络，满足网络安全防护要求。

6.2 光纤通信要求

采用光纤通信时，应符合以下规定：

- 光缆采用非金属阻燃光缆，沿电力线或专用通信杆路敷设；
- 光缆芯数不少于 8 芯，且预留不少于 2 芯备用；
- 配置工业级以太网交换机或光纤收发器；
- 通信速率不低于 100 Mbit/s，丢包率不大于 0.1%，平均延时不大于 10 ms。

6.3 无线通信要求

采用无线公用通信网络时，应符合以下规定：

- 通信终端选用经国家认证的工业级无线数据传输终端；
- 通信终端安装具有数据加密功能的用户身份识别卡；
- 建立虚拟专用网络通道，与公共互联网实现逻辑隔离；
- 通信速率不低于 1 Mbit/s，端到端平均延时不大于 200 ms，丢包率不大于 1%；
- 通信终端具备看门狗功能，在通信中断后能自动重新拨号连接。

7 运行维护

7.1 巡视检查

7.1.1 日常巡视

7.1.1.1 建设单位应安排运维人员每日对分布式光伏系统进行一次日常巡视。

7.1.1.2 对于户用分布式光伏项目，用户可自行进行日常巡视，但应提供简易的巡视指导卡。

7.1.1.3 日常巡视的内容应包括：

- 光伏组件表面有无明显污垢、破损、热斑、遮挡物；
- 支架有无锈蚀、松动、变形；
- 逆变器运行指示灯状态是否正常，有无异常声响或异味；
- 并网开关位置是否在合闸位置，有无异常发热；
- 计量装置运转是否正常，铅封是否完好；
- 电缆有无破损、过热、松动；
- 标识是否完好清晰。

7.1.1.4 日常巡视应填写巡视记录表，记录巡视时间、巡视人、发现的问题及处理情况。

7.1.2 定期巡视

7.1.2.1 定期巡视应按以下周期执行：

- 月度巡视：每月至少一次，由专业运维人员执行；
- 季度巡视：每季度至少一次，由运维负责人或电网企业代表共同参与；
- 年度巡视：每年至少一次，结合预防性试验进行。

7.1.2.2 月度巡视除应增加以下检查项目：

- 逆变器运行参数核对；
- 并网开关就地分合闸操作；
- 汇流箱各支路电流测量；
- 光伏组件表面清洁及遮挡物清除；

- 直流侧正负极对地绝缘电阻抽测；
- 防孤岛保护装置运行状态及故障记录检查；
- 电能计量装置铅封及示值记录；
- 接地电阻快速测量；
- 浪涌保护器状态指示检查；
- 远动终端或通信设备状态检查；
- 灭火器压力及有效期检查。

7.1.2.3 季度巡视应增加以下检查项目：

- 接地电阻测试；
- 保护装置定值核对；
- 防孤岛保护动作测试；
- 逆变器转换效率抽测；
- 通信及数据采集功能检查。

7.1.2.4 年度巡视应增加以下检查项目：

- 并网开关的机械操作试验；
- 绝缘电阻测试；
- 浪涌保护器状态检查；
- 电缆连接点红外测温；
- 光伏组件电致发光或红外热成像检测。

7.1.3 特殊巡视

在以下情况下应进行特殊巡视：

- 恶劣天气后，如台风、暴雨、冰雹、大雪等；
- 电网发生故障导致分布式光伏脱网后；
- 设备经过检修或改造后重新投运时；
- 接到其他用户或电网企业反映异常情况时。
- 特殊巡视应针对可能受影响的设备和区域进行重点检查，并形成专项报告。

7.2 故障管理

7.2.1 故障分类

分布式光伏发电项目的故障按严重程度分为以下三类：

- 一类故障（紧急故障）：
 - 火灾；
 - 触电；
 - 逆变器冒烟起火；
 - 并网开关爆炸；
 - 电缆击穿引起大面积停电等。
- 二类故障（严重故障）：
 - 保护装置误动或拒动；
 - 防孤岛保护失效；
 - 逆变器长时间停机；
 - 通信中断超过24 h等。
- 三类故障（一般故障）：
 - 组件污损；
 - 支架锈蚀；
 - 电缆接头松动；
 - 数据采集异常等。

7.2.2 故障报告

7.2.2.1 发生一类故障时，建设单位应在 10 min 内电话报告电网企业调度机构及当地能源主管部门，并在 2 h 内提交书面故障报告。

7.2.2.2 发生二类故障时，建设单位应在 24 h 内向电网企业提交故障报告。

7.2.2.3 故障报告应至少包含以下内容：

- 故障发生时间；
- 故障设备；
- 故障现象；
- 初步原因分析；
- 影响范围；
- 已采取的措施；
- 后续处理计划。

7.2.3 故障处理要求

7.2.3.1 故障处理前应做好安全措施，断开并网开关，在电网侧和用户侧均悬挂接地线，确认无电压后方可作业。

7.2.3.2 故障处理后应进行功能测试，确认设备恢复正常、保护功能有效、通信数据正常后，可重新并网。

7.2.3.3 故障处理过程应详细记录，包括：

- 故障原因；
- 处理步骤；
- 更换的备件；
- 测试结果；
- 处理人签名。

7.2.3.4 对于因设备质量问题或设计缺陷导致的重复性故障，建设单位应要求设备供应商或设计单位进行整改。
