中压分布式光伏“四可”建设工作指引（试行）

本指引适用于广东电网范围内中压分布式光伏的“可观、可测、可调、可控”（以下简称“四可”）建设工作，包括全额上网、自发自用余电上网、全部自发自用的中压分布式光伏（含扶贫类分布式光伏发电项目）。并网点电压等级为6千伏的分布式光伏发电项目参照执行。

一、中压分布式光伏定义

中压分布式光伏是指并网点电压等级为10千伏及以上的分布式光伏发电项目，其并网接入方式如图1所示。

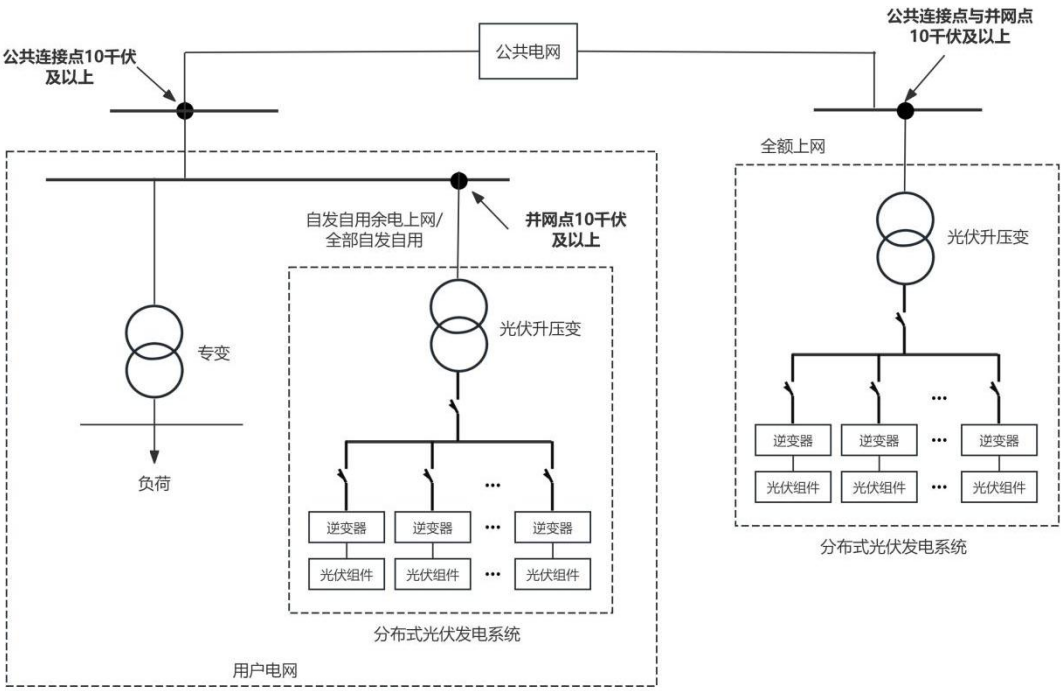


图1 中压分布式光伏并网接入图

二、“四可”技术方案

中压分布式光伏通过用户侧加装边缘网关、配网安全防护终端等设备，接入调度端边缘集群或配网OCS主站，实现

分布式光伏发电侧数据采集、数据处理、并网点开关遥控、有功/无功功率遥调等功能。其典型技术方案如图 2 所示。

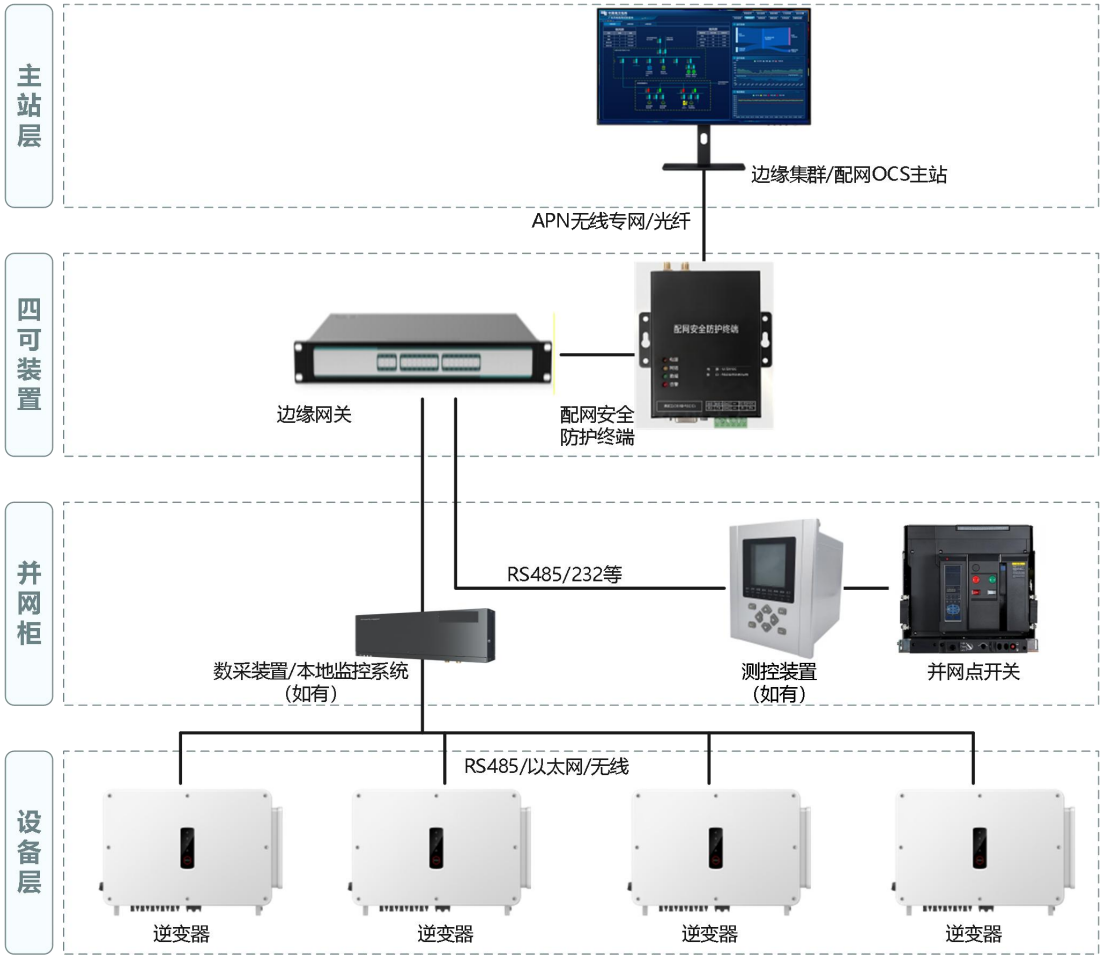


图 2 中压分布式光伏“四可”典型方案

1. 可观、可测：在分布式光伏并网点处部署边缘网关，采集光伏并网点开关的功率、电压、电流等发电数据及其他遥测、遥信信息，经配网安全防护终端接入调度端边缘集群或配网 OCS 主站，实现光伏发电数据的调度直采。边缘网关与调度主站之间的通信采用 APN 无线专网或光纤等方式。

2. 刚性可控：调度主站向边缘网关下发开关遥控指令，边缘网关将遥控指令转发至光伏并网点开关，执行开关断开操作，实现对光伏的刚性控制。

3. 柔性可调：将逆变器通过 RS485/以太网/无线或数采

装置/本地监控系统（如有）等方式接入边缘网关。调度主站向边缘网关下发功率遥调指令，边缘网关分解指令到逆变器，调节逆变器输出功率，实现对光伏功率的柔性调节。

4.设备配置要求：中压分布式光伏“四可”相关设备配置及功能技术要求应符合《南方电网10kV分布式新能源直采技术方案》（总调自〔2023〕24号）、《分布式新能源有功功率自动控制系统技术方案》（总调自〔2024〕41号）、《南方电网云边融合智能调度运行平台技术系列标准第4-2部分：边缘网关》（Q/CSG 1210030.4-2—2022）、《南方电网云边融合智能调度运行平台技术系列标准第2-2部分：边缘网关即插即用接口及协议》(Q/CSG 1210030.2-2—2022)等文件的相关规定。

三、投资界面及改造要求

（一）投资界面

存量和增量中压分布式光伏的“四可”相关设备（包括边缘网关、配网安全防护终端、并网点开关等）均应由分布式光伏项目业主投资建设。

（二）改造要求

增量项目应在并网前落实“四可”建设要求，不具备“四可”条件的增量项目不得并网。存量项目应按要求完成“四可”改造。未完成“四可”改造的存量项目，将按照《国家能源局南方监管局 广东省能源局关于提升广东省新能源和新型并网主体涉网安全能力的通知》(南方监能安全〔2025〕82号）等文件要求，优先安排其参与电网调峰，必要时按照

规定履行解列程序。对于拒不配合整改的分布式光伏发电项目，报请国家能源局南方监管局、广东省能源局依法依规严肃处理。

四、工作要求

（一）增量接入要求

1.并网意向申请阶段。【地市局规划专业人员】应在并网意向申请受理阶段，通过并网服务告知书等形式明确告知分布式光伏项目业主，根据《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）要求，新建的分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”。分布式光伏项目业主应联系设计单位在接入系统方案或接入系统专题研究报告中予以明确落实。

2.接入系统方案审查阶段。【地市局规划专业人员】组织接入系统方案审查时，应组织**【地市局系统部】**相关专业人员审查光伏“四可”能力建设专项内容。接入系统方案中应明确光伏“四可”设备配置、技术参数及设计说明等。接入系统工程设计图纸中需清晰标注光伏“四可”设备安装位置、接线方式及相关技术要求。

3.协议签订阶段。规划、调度、市场专业在组织中压分布式光伏项目业主签订并网协议、并网调度协议、购售电合同时，应在协议/合同中补充明确“四可”相关条款。其中，并网调度协议签订应采用《南方电网中压分布式光伏并网调度协议》标准文本，协议附件中的分布式光伏项目并网点图示需清晰标注光伏“四可”设备安装位置及接线方式。

4.并网验收阶段。验收前，项目业主应具备与地调调度自动化系统通信条件。**【县区局配网综合班人员】**应协助开展项目接入调度自动化“四可”联调工作，在配电网运行管理支持平台（OMS）的“直采直控分布式新能源并网接入调试流程”模块发起联调申请。

【地市局系统部网安专业人员】按接入调试流程中的计划调试时间与光伏项目业主开展网络隧道调试。项目业主应严格做好配电加密模块相关配置，策略按最小化“点对点”配置，不应开启高危端口（21、23、135、137、138、139、445、3389）或生产中不使用的服务及端口，应禁用 E-Mail、WEB、TELNET、Rlogin、FTP 等高危服务，并禁止场站自动化系统网络与管理信息大区和外部公共网络跨区互联。

【地市局系统部自动化专业人员】按接入调试流程中的计划调试时间与光伏项目业主开展“四可”联调工作。遥控功能测试工作应在光伏电站投运前完成，未按要求完成遥控测试的场站不予并网。遥调功能测试工作应在光伏电站送电后一个月内完成，未按要求完成遥调测试的场站应解列。

若项目业主安装的“四可”终端是未接入过配电主站的新厂家、新型号，**【县区局配网综合班人员】**需向**【地市局系统部自动化专业人员】**申请规约调试，并提交边缘网关产品说明书、检测报告。**【地市局系统部自动化专业人员】**对新厂家、新型号“四可”终端与配电主站之间通信规约的通信兼容性和适用性进行调试。

现场验收及调试前，**【县区局配网综合班人员】**应与光

伏项目业主做好沟通确认，充分告知对方“四可”改造联调相关风险、注意事项以及配合事项。若因用户侧受电工程施工质量、设备选型安装以及设备老旧等原因引发故障，由光伏项目业主或建设主体承担全部责任。

（二）存量改造要求

1.明确改造方案及完成时间。【地市局系统部新能源专业人员】应主动向存量中压分布式光伏项目业主告知“四可”改造要求，明确光伏项目“四可”改造完成时间。项目业主应按要求制定“四可”改造方案，清晰标注光伏“四可”设备安装位置及接线方式。

2.开展现场改造及调试验收。项目业主完成“四可”改造后，向**【地市局系统部自动化专业人员】**申请调试验收。**【地市局系统部自动化专业人员】**参照增量项目开展“四可”调试验收。联调不合格时，与光伏项目业主沟通明确整改内容、整改时限，整改完成后重新组织验收。

（三）常态化管控要求

1.基础台账维护。【地市局系统部新能源专业人员】应及时在台账系统录入中压分布式光伏基础台账信息，确保数据准确。联动**【地市局市场专业人员】**，完成营销台账中的错误信息修正，确保中压分布式光伏营销台账中装机容量、电压等级、场站数量等关键信息与调度台账保持一致。

2.按月统计中压分布式光伏有功功率合格率和终端在线率。【地市局系统部自动化专业人员】应加强中压分布式光伏数据质量和终端在线率管控，按月统计中压分布式光伏

有功功率合格率和终端在线率。针对有功功率合格率和终端在线率低于90%的中压分布式光伏场站，及时发放整改通知书，督促场站整改。分布式光伏项目业主应健全日常运维机制，及时完成消缺整改，确保“四可”设备常态化在线可用。

3.按月开展遥控预置，按季度开展调控实测。针对具备可控能力（含可控不可调、可控可调）的中压分布式光伏，**【地市局系统部自动化专业人员】**应按月开展遥控预置。若1个自然月内连续3次预置失败，则将该场站纳入暂停发电（解列）整改清单。**【地市局系统部配网调度专业人员】**负责开展调控能力实测，按季度完成中压分布式光伏的全覆盖调控测试，检验实际刚性开断和柔性调控能力。若出现1次调控实测失败，则将该场站纳入暂停发电（解列）整改清单。**【地市局系统部新能源专业人员】**牵头中压分布式光伏暂停发电（解列）整改工作，按自动化专业和配网调度专业提供的暂停发电（解列）整改清单，督促用户完成整改，并将整改完成情况按季度报送公司系统部。