

常州市发展和改革委员会文件

常发改〔2024〕328号

市发展改革委关于高质量做好全市 分布式光伏并网消纳的通知

各辖市、区发改（经发）委（局），常州经开区经发局，国网常州供电公司：

为有效应对新能源消纳面临的新形势，积极响应构建新型电力系统建设的战略要求，推动我市能源绿色低碳转型，根据《国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44号）、《省发展改革委关于高质量做好全省分布式光伏并网消纳的通知》（苏发改能源发〔2024〕906号）等文件精神，结合我市实际，就推进分布式光伏并网消纳有关事项通知如下：

一、充分发挥电网配置平台作用

(一) 高水平建设坚强韧性主干网。开展新一轮电网专项规划编制，有序推进主干网结构优化，提升区域电力平衡能力。加快推进国能常州 2×100 万千瓦机组扩建项目送出工程建设，确保机组按时并网投运，提升区域电网供电裕度。加快推进扬镇直流二期工程，构建交直流协调发展的主干网，提升资源优化配置水平。

(二) 高质量建设现代智慧配电网。积极适应大规模分布式光伏快速发展的新形势，有针对性地开展全市新型配电网的规划设计，科学合理开展电力需求、电源、储能等预测，适度超前规划建设，推进配电网数字技术应用赋能，全面提升配电网可观、可测、可调、可控能力，加快建设满足分布式光伏规模化开发和就近消纳要求的现代智慧配电网。

(三) 高标准建设新型智能微电网。按照《常州市新型智能微电网试点建设推进方案》，围绕“保供、促安、提效、降本、增绿”五大核心功能，以光储充场站、建筑楼宇、工业企业、产业园区、和美乡村五种典型场景为重点，推进先进能源技术应用，推广智能微电网能量管理系统、探索智能微电网商业模式，建设一批新型智能微电网试点示范项目，增强分布式光伏就地消纳能力，实现源网荷储一体化发展。

二、科学推进系统调节能力提升

(一) 加快推进新型储能项目建设。充分利用电化学储能

响应快、配置灵活等优势，增加分布式光伏并网消纳能力。重点发展电网侧储能，更好发挥顶峰、调峰、调频、黑启动等多种作用，提高系统运行效率。推动新型储能技术多元化发展，积极支持华能金坛盐穴压缩空气储能项目建设。

（二）深入挖掘各类资源调节潜力。开展对储能设施调节性能的评估认定，提出管理要求，保障调节效果；合理评估非工空调、快上快下等负荷侧调节资源参与系统调节的规模和置信度，持续挖掘调节潜力；继续丰富虚拟电厂监测管理平台资源池，提升用户能源管理能力和参与需求响应能力；鼓励探索“分布式光伏+蓄热式电锅炉”、“分布式光伏+空气源热泵”等应用场景，推动电动汽车参与分布式光伏消纳，为系统调节提供更多资源。

（三）提升电网综合承载能力。创新应用数字化技术，加强配电网层面源网荷储协同调控，有序开展交直流混合配电网、柔性互联等新技术应用，综合采用运行方式调整、网架延伸、配变增容布点等多种手段，逐步构建主配微网协同的新型有源配电网调度运行模式，提升电网综合承载力和灵活性。

三、积极促进网源协调发展

（一）加强配电网规划引导。各辖市、区发改部门要结合新能源消纳形势，以服务分布式光伏发展为重点，会同供电公司定期开展配电网规划工作。特别在分布式光伏发展较快的地区，如分布式光伏渗透率超过 50%，应及时启动专项配电网规划工作，进一步加强规划深度并形成滚动调整机制，规划中应将分布式光

伏开发规模和布局作为规划重要边界条件予以明确，要根据分布式光伏发展现状、资源情况、负荷水平和电网承载力等，有针对性地做好分布式光伏项目的接网消纳方案。

（二）定期分析和发布承载力情况。各辖市区发改部门要会同供电公司做好配电网承载力分析，根据《分布式电源接入电网承载力评估导则》（DL/T2041-2019）划分“红、黄、绿”评估等级，按季度形成分布式光伏接入电网承载力评估结果，并将电网受限情况向社会公开。各辖市区发改部门要根据配电网规划和电网承载力评估结果，对分布式光伏项目进行监管，并引导分布式光伏向承载能力充足地区开发建设。供电公司要根据承载力评估结果及分布式光伏项目具体需要，及时安排网架增强及台区改造计划，保障分布式光伏项目有序接网消纳。

（三）推进精准化并网管理。各辖市区应加强电网承载力评估结果运用，并在分布式光伏项目备案时将接网模式细分为“全部自发自用”、“自发自用、余电上网”、“全额上网”三类进行科学分类管理，提高并网管理精准化水平。接入电网承载力评估划为红色等级的区域，除“全部自发自用”项目，其他项目应暂缓项目备案；划为黄色等级的区域，供电公司应优先保障“全部自发自用”和装机容量在 8 千瓦及以下的“自发自用、余电上网”分布式光伏项目接入，对“全额上网”和装机容量在 8 千瓦以上的“自发自用、余电上网”分布式光伏项目，供电公司结合本地电网剩余可接入容量，并校核上级电网设备安全裕度，统筹安排项目

接网工作，原则上项目接入后不应超过输变电设备限额的 80%；划为绿色等级的区域，不得增加任何前置条件限制分布式光伏项目开发接入。

（四）优先就近就低接入电网。鼓励分布式光伏投资企业开展分布式光伏“整村连片”规模化开发，支持分布式光伏项目靠近电力负荷建设，在用电负荷密集且电网网架较强的地区，采用低压就地接入方式，实现电力就地消纳。分布式光伏项目接入电压等级原则上参照《配电网规划设计技术导则》(DL/T5729-2023) 相关标准执行，确有必要进行多电压等级论证的，最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比选确定。若高低两级电压均具备接入条件，综合考虑余电上网容量、就地平衡情况等，优先采用低电压等级接入。不具备低压接入条件的地区，可通过汇流升压至中、高压配电网或在相应变电站（台区）配置独立储能等方式改善接入条件，经接入系统评估满足电网安全要求后安排接入。

（五）推动分布式光伏参与绿电交易。各辖市区发改部门应会同供电公司作为绿电消费企业提供交易政策咨询和培训指导，协助分布式光伏发电企业办理建档立卡、绿证申请、市场注册等各项交易业务。在具备绿证核发条件并申请成功后，及时组织分布式光伏发电企业常态化参与省内电力市场绿电交易，试点开展分布式光伏聚合参与省内绿电交易，更好将分布式光伏上网电量的绿色电力环境价值转换为经济效益，促进分布式光伏通过绿电

交易提高投资收益。

四、持续优化接网服务流程

(一) 优化接网受理流程。供电公司要按照《电网公平开放监管办法》(国能发监管规〔2021〕49号)要求,公平无歧视地为合规的分布式光伏项目提供电网接入服务。供电公司应确保申请渠道畅通,采取“线上受理”、“一次告知”等方式受理接入电网申请。对个人利用自有住宅及在住宅区域内建设的分布式光伏发电项目应依规对项目自然人身份证明、项目所在地址权属和自购设备发票等支撑性材料进行评估确认;无法提供上述证明的应依规提供项目备案文件。

(二) 加快出具接入意见。对于通过 220 伏或 380 伏接入的分布式光伏项目,业主不需开展专门的接入系统设计,可由供电公司对项目进行评估后,提供接入系统典型设计方案等免费服务,并于 7 个工作日内出具书面答复意见;对于通过 10 千伏及以上电压接入的分布式光伏项目,业主需依规委托具有相应资质的设计单位开展项目接入系统设计,并向供电公司提供接入系统设计报告,经评估接入系统方案符合规范、具备条件后,供电公司应于 10 个工作日内出具书面答复意见。

(三) 科学简化接网手续。为简化工作流程,缩短接入时限,35 千伏及以上电压等级接入的分布式光伏项目和接入工程项目均备案(核准)后,供电公司应与分布式光伏项目业主在 12 个工作日内签订接网协议。项目竣工后,供电公司应在 10 个

工作日内组织设备验收及调试，合格后并网运行。供电公司现场验收时，应核查工程是否与备案、接入方案以及设计图纸一致，并检查光伏组件、逆变器、并网开关、电缆、变压器、无功补偿、继电保护和安全自动装置等核心涉网设备及相关资料，未经供电公司验收或验收不合格的项目不得并网。

（四）加强运行维护管理。项目投资主体要切实承担起分布式光伏项目建设及运行维护主体责任，及时消除项目安全隐患，确保光伏发电系统安全运行。对未经备案或履行并网手续将光伏私自并网、转供其他用户、并网后擅自增加发电容量等情形，按照《供电营业规则》等有关规定处理。已纳入补贴清单的项目，擅自增加并网容量导致实际容量与补贴清单备案容量不符的，按国家有关要求核减补贴资金。

常州市发展和改革委员会

2024年11月11日



常州市发展和改革委员会办公室

2024年11月11日印发
