

关于高质量做好全省分布式光伏 接网消纳的通知

(征求意见稿)

各设区市发展改革委，省电力公司，有关电力企业：

为进一步做好新形势下分布式光伏接网消纳工作，提升对新能源的消纳能力，加快构建新型电力系统，现就有关事项通知如下。

一、充分发挥电网配置平台作用

(一) 加快配电网升级改造。积极适应大规模分布式光伏快速发展的新形势，有针对性地开展全省城乡新型配电网的规划构造，坚持系统思维和问题导向，适度超前规划建设，有序加大配电网投资力度，加快建设满足分布式光伏规模化开发和就近消纳要求的新型智能配电网。2024-2025 年，我省配电网计划投资共约 400 亿元；2026-2030 年，我省配电网计划投资共约 1100 亿元。

(二) 提高主干电网输送能力。不断优化电网结构，加强县域电网与主网联系，保障分布式光伏汇集外送，提高主要断面输送能力，通过 500 千伏东通道加强、西通道扩容扩建、扬镇过江交流改直流等工程，提高苏北和沿海地区的新能源接网和外送能力。到 2025 年，我省北电南送过江输电通道能力达到约 2500 万千瓦，到 2030 年提高到约 2800 万千瓦。

(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，综合采用运方调整、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。到 2025 年，我省电网分布式光伏接入能力不低于 5000 万千瓦，到 2030 年不低于 8000 万千瓦。

二、科学推进系统调节能力提升

（一）提高煤电支撑能力。坚持“先立后改”，科学合理优化煤电布局，在负荷中心和重要城市周边规划建设一批兜底保障煤电，充分发挥支撑性清洁煤电对促进可再生能源消纳的调节性作用，确保华能太仓、国能常州和国信沙洲等项目按时投运，加快推进国电投滨海、大唐吕四、华电望亭、中电常熟等项目。到 2025 年，我省清洁燃煤发电装机达到约 9000 万千瓦，到 2030 年达到约 1 亿千瓦。

（二）加快调峰燃机建设。按照有序适度的原则，重点考虑在电网分区平衡有缺口、网架支撑薄弱、调峰需求较大的地区布局发展调峰燃机项目，加快推进华能南通、大唐南电、华电望亭等燃气轮机创新发展示范项目建设。到 2025 年，全省各类燃气发电装机达到约 2250 万千瓦，到 2030 年达到约 2800 万千瓦。

（三）大力推进储能建设。积极开展抽水蓄能电站规划布局，加快建设连云港抽水蓄能电站项目，充分利用电化学储能响应快、配置灵活等优势，重点发展电网侧储能，加快华能金坛、国信淮安等盐穴压缩空气储能项目建设，研究探

索长时长储能技术试点应用，提高储能运行效率。到 2025 年，全省抽水蓄能和新型储能装机规模达到约 900 万千瓦，到 2030 年达到约 1300 万千瓦。

三、积极促进网源协调发展

（一）加强配电网规划引导。各设区市发展改革委要按照《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）的要求，科学研判各地新能源消纳利用情况，部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源消纳利用率条件，并开展年度动态评估。各设区市发展改革委要结合新能源消纳形势，以服务分布式光伏发展为重点，组织各县（区）电力主管部门和电网企业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，如县（区）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。省电力公司配合电力主管部门，根据配电网规划深度要求，于今年 8 月 15 日前编制专项配电网规划大纲和模板供各地参考。

（二）动态评估电网承载力。各设区市发展改革委要按照国家能源局《分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点实施方案》（国能综通新能〔2023〕74 号）和《分布式电源接入电网承载力评估导则》（DL/T 2041-2019）等要求，组

织各县（区）电力主管部门和电网企业按季度动态测算电网承载能力，针对电网受限情况向社会公开，为光伏投资主体提供便捷的电网承载能力查询服务。各地光伏备案管理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。电网企业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“一地一策”精准化管理。各设区市发展改革委要组织各县（区）电力主管部门会同电网企业，根据配电网规划和电网承载力，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，统筹安排分布式光伏项目接网的规模和时序。新建项目申请接入容量不超过电网剩余可接入容量和满足电网安全要求的，可依规启动办理接网流程；新建项目申请接入容量超过电网剩余可接入容量、不满足电网安全要求的，要分析研究独立储能、常规电源灵活性改造、新增调节电源、终端电气化水平等对分布式光伏接网能力的影响，并提出针对性解决措施后，再有序安排接网；新建项目如自愿承诺接受较低的利用率，在满足电网安全要求的条件下，也可经综合评估后有序安排接网，并按照自愿承诺的利用率严格接受电网调度运行，具体要求由各地自行制定。

（四）开展“一站一策”差异化接网。各设区市发展改革委要将分布式光伏项目接网模式细分为“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，提高消纳水平。对“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，可简化流程，由电网企业提供绿色通道并网服务；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，要根据配电网规划和电网承载力评估结果进行综合研判，符合规划和满足承载要求的可由电网企业根据相应接网管理流程有序安排接入。

（五）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。原则上分布式光伏项目装机容量在 8 千瓦及以下的接入电压等级为 220 伏；8 至 400 千瓦的接入电压等级为 380 伏；400 至 6000 千瓦的接入电压等级为 10 千伏；6000 千瓦以上、不能就地平衡的，可接入 10 千伏以上电压等级。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。

（六）支持开展分布式储能建设。各设区市发展改革委根据分布式光伏发展情况，可适时出台有关配储政策，鼓励分布式光伏投资企业按照一定比例配建或租赁分布式储能设施，并以聚合共建、租赁共享等模式集中统筹建设分布式

电网侧储能。设区市发展改革委出台配储政策后，可按不高于 10 万千瓦的规模进行分布式电网侧储能的规划建设，分布式电网侧储能直接接入 35 千伏及以下电压等级电网。各设区市发改委牵头负责本地分布式电网侧储能项目规划配置及投资主体确认工作，鼓励社会资本参与建设和运营管理。各设区市发展改革委应组织各县（区）电力主管部门和电网企业根据配电网规划，科学制定分布式电网侧储能的规划布局方案，并附投资主体方案及时报省发展改革委进行规划评估。在满足独立接入、独立计量等技术要求的前提下，纳入省级规划的分布式电网侧储能项目可按照“苏发改能源发〔2023〕775号”的充放电调用政策进行结算。

（七）切实提升涉网运行性能。分布式光伏项目的频率和电压适应性需满足《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T 29319-2024）等国家要求，具备相应耐受频率异常能力和高、低电压穿越能力。为确保电力系统安全稳定运行，分布式光伏项目原则上应具备“可观、可测、可调、可控”功能，响应电网指令，在线参与电力系统调节。新建分布式光伏项目均应在投运前满足上述涉网性能要求，存量和在建分布式光伏项目应加快技术改造，原则上需于 2025 年 6 月底前满足相关要求。不具备技术改造条件的分布式光伏项目需通过配置新型储能等调峰能力的方式，公平承担电网调峰责任，具体管理细则和调峰能力配置方案由电网企业依规明确。已具备涉网调节性能或配置调峰能力的分布式光伏项目，不纳入电网辅助服务分摊范围。

(八) 推动分布式光伏参与绿电交易。各设区市发展改革委应协同江苏电力交易中心在各地设立绿电交易服务站，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、大力优化接网服务流程

(一) 及时回复接网申请。电网企业要按照《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。申请接入电网的分布式光伏项目业主应向电网企业提交并网意向书，明确备案类型、装机规模、并网模式等并网相关信息，并对其真实性、合法性、完整性负责。电网企业在收到分布式光伏项目并网意向书后，应在2个工作日内给予受理意见的正式回复。电网企业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，并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。

(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，可由电网企业对项目进行评估后，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，并向电网企业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，电网企业应于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核准（备案）后，电网企业应与分布式光伏项目业主在10个工作日内签订接网协议。项目竣工后，电网企业应在10个工作日内组织设备验收及调试，合格后并网运行。

各设区市发展改革委可根据本文件内容，会同电网企业和分布式光伏项目企业，结合当地实际制定本地区具体细则。