

省发展改革委关于印发《江苏省深化新能源 上网电价市场化改革 促进新能源高质量 发展实施方案》的通知

（苏发改规发〔2025〕5号）

各设区市发展改革委，国网江苏省电力有限公司，江苏电力交易中心，各有关经营主体：

为贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）要求，平稳有序推进我省新能源上网电价市场化改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进新能源行业高质量发展，结合江苏实际，制定以下实施方案。

一、新能源上网电价全面由市场形成

2026年1月1日起，全省新能源项目（光伏发电、风力发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价直接参与市场交易，也可聚合后参与市场交易，未直接或聚合参与市场交易的，默认接受市场形成的价格。根据电力市场建设和行业发展实际，适时推动生物质发电等其他新能源发电项目参与电力市场交易。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按国家跨省跨区送电

相关政策执行。

完善市场交易机制。参与市场交易的新能源项目，可参与年度（多年）、月度（多月）、月内、日以上等电力中长期交易，公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。不断完善中长期交易规则，允许供需双方结合新能源出力特点，自主确定中长期合同的量价、曲线等。新能源项目中长期交易申报电量上限，现阶段按照机组额定容量扣减机制电量对应容量后的上网能力确定。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，形成相对稳定的供需关系。新能源项目参与市场后，因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的财政补贴标准，按国家原有规定执行。

完善市场价格形成机制。适当放宽现货市场限价，现货市场申报、出清价格上限，考虑当前省内工商业用户尖峰电价水平和市场电源发电成本等因素，暂定为 1.5 元/千瓦时，申报、出清价格下限，考虑新能源发展需要和市场建设实际等因素，暂定为 0 元/千瓦时，并将根据新能源项目在电力市场外获得其他收益和市场运行情况，适时进行调整。默认接受市场形成价格的新能源项目，电力现货市场整月结算运行期间，现阶段结算价格按照发电侧实时市场同类项目日加权均价确定，乘以日电量后，通过月度加权方式结算，具备分时计量条件后，结算价格参照发电侧实时市场同类项目分时加权均价确定；电力现货市场未整月结算运

行期间，结算价格根据我省月度竞价同类项目加权均价确定。

二、建立支持新能源高质量发展制度机制

建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源项目参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算机制。区分存量项目和增量项目，分别明确纳入机制的电价水平、电量规模和执行期限等。

（一）存量项目

2025 年 6 月 1 日以前已全容量并网的新能源项目为存量项目，2025 年 6 月 1 日以前已开展并完成竞争性配置的承诺配建储能的海上风电项目，视同存量项目。集中式新能源项目、10 千伏及以上全额上网的分布式新能源项目，全容量并网时间以并网调度协议签订时间为准；除 10 千伏及以上全额上网分布式项目外的分布式新能源项目，全容量并网时间以省电力公司营销系统中明确的全容量并网发电时间为准。具体项目由电网企业配合能源主管部门组织认定。

电量规模。妥善衔接现行具有保障性质的电量规模政策，新能源项目机制电量占其上网电量的比例不高于 90%；户用分布式光伏项目、光伏扶贫项目机制电量比例为 100%。参与过绿电交易的新能源项目的机制电量比例，以前述比例为基础，扣减绿电交易结算电量占上网电量的比例确定。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。

机制电价。存量项目机制电价参考我省燃煤发电基准价 0.391 元/千瓦时执行。

执行期限。按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与全容量投产满 20 年对应年份两者中较早者确定（原特许权风电项目投产发电利用小时数为满 30000 小时）。到期后，存量项目不再执行机制电价。

（二）增量项目

2025 年 6 月 1 日起全容量并网且未纳入过机制的新能源项目，由省发展改革委会同省能源局、省电力公司、省电力交易中心，在全省范围内统一组织开展增量新能源项目可持续发展价格机制竞价。

竞价分类。综合新能源项目建设成本和运行特性，暂分为海上风电项目（含海上风光同场项目）、其他风电项目和光伏项目（含其他海上光伏项目）两类。

电量规模。每年新增纳入机制的电量规模，由省发展改革委会同省能源局，结合国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况和用户承受能力等因素予以明确，具体以每次竞价公告为准。为引导新能源项目充分竞争，降低全社会用能成本，竞价申报电量规模，按照不低于每年机制电量总规模的 125% 设定，如全部竞价项目申报电量低于机制电量总规模的 125%，机制电量总规模相应缩减；单个项目竞价电量申报比例上限，不高于其预计年度上网电量的 90%。

机制电价。竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期考虑成本因素、

避免无序竞争等设定竞价下限，具体以每次竞价公告为准。竞价时，按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限，不得低于竞价下限。价格相同时，按照申报时间优先确定排序，直至满足竞价总规模。最后一个入选项目，按照中标价格的申报容量纳入机制电量。

执行期限。增量项目执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，具体以每次竞价公告为准。增量项目执行机制电价前，必须满足可观、可测、可调、可控条件且已投产。到期后，不再执行机制电价。

（三）结算方式

省发展改革委委托省电力公司，开展新能源项目可持续发展价格机制结算。对纳入机制的电量，由电网企业每月按机制电价开展差价结算，新能源项目市场交易均价低于或高于机制电价的部分，纳入系统运行费用，由全体工商业用户分摊或分享。市场交易均价，电力现货市场整月结算运行期间，按照月度发电侧实时市场同类项目加权均价确定；电力现货市场未整月结算运行期间，根据月度竞价同类项目加权均价确定。机制电量分解至月度执行，根据新能源项目每月实际上网电量，并区分存量项目和增量项目不同的机制电量比例进行确定。现阶段，机制电量不再开展其他形式的差价结算。

（四）调减和退出

已纳入机制的新能源项目，可在每年开展竞价前，自主通过

电网企业“新能源云”平台或“网上国网”App，申请下调次年机制电量比例，调低比例部分，不得再次申请纳入机制执行范围。已纳入机制的新能源项目，在执行期限内，可自愿申请退出。新能源项目执行到期或在执行期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

三、强化新能源市场化改革与有关政策的协同

（一）强化与电力现货市场、绿电绿证交易的协同

推动完善现货市场结算方式，逐步将现行存量结算方式调整为差价结算方式，更好适应电力市场发展需要。完善绿电交易规则，绿电交易以双边协商方式为主，也可选择挂牌方式，应分别明确电能量价格和绿证价格，鼓励发用双方签订多年期绿电购买协议。纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量，不再参与绿电交易，不重复获得绿证收益，对应绿证划转至省级账户，并结合国家部署和用户需求，探索建立省级账户绿证分配和交易机制。

（二）强化与竞争性配置、配置储能政策的协同

鼓励新能源项目建设运营商综合考虑新能源项目出力特性、调节性能等实际，自愿配建或租赁储能设施，与新能源项目协同发挥作用，提高市场获利能力。配置储能不作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。2025年6月1日以前已并网的新能源存量项目，继续执行我省配置储能有关政策要求。推动新型储能参与电能量市场、辅助服务市场，有序建立可靠容量补

偿机制,探索建设容量市场,对电力系统可靠容量给予合理补偿。

四、保障措施

(一)加强政策宣传。省发展改革委会同省能源局、省电力公司加强对各地的指导,开展改革政策宣传解读,跟踪政策执行进展,积极回应社会关切。各设区市发展改革委会同当地供电公司,配合做好政策宣传和本地新能源项目开展增量项目竞价等工作的告知。

(二)提升支撑能力。省电力公司要通过营业网点、“网上国网”App等渠道,认真做好存量项目差价结算协议签订,未签订差价结算协议的新能源项目,原购售电合同保持有效,其中价格条款按照最新电价政策执行;与通过竞价方式纳入机制电量的增量项目,及时完成差价结算协议签订;持续完善新能源项目管理、计量、并网、结算等服务,对新能源可持续发展价格结算机制执行结果,进行单独归集。省电力公司负责建立并运行增量项目机制电价竞价系统,省电力交易中心负责健全电力交易平台,按要求进行电力市场交易信息披露,坚持公开透明,优化市场服务能力。

(三)做好跟踪评估。省发展改革委会同省能源局、省电力公司、省电力交易中心按照各自职责,密切跟踪电力市场交易价格波动、新能源项目发电成本和收益变化、用户电价水平变化等,适时评估改革影响,及时总结改革成效,优化调整政策措施。

本方案自2026年1月1日起实施,有效期至2030年12月

31 日。

附件：1.江苏省新能源可持续发展价格结算机制实施细则
2.江苏省增量新能源发电项目机制电价竞价实施细则
3.江苏省新能源发电项目成本调查实施细则

江苏省发展改革委

2025年10月15日

附件 1

江苏省新能源可持续发展价格结算机制 实施细则

第一章 总则

第一条 为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）和《江苏省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》（以下简称《方案》）要求，平稳实施新能源可持续发展价格结算机制，稳定新能源项目收益预期，助推新能源项目公平参与电力市场交易，制定本细则。

第二条 本细则适用于直接接入江苏电网的存量与增量风力发电、光伏发电项目。源网荷储一体化、微电网、绿电直连等新型主体和增量配电网内部建设的风力发电、光伏发电项目自身无法消纳的电量，应参与电力市场交易，按照市场规则结算，不适用本细则。

第三条 新能源项目参与电力市场交易后，在市场外建立新能源可持续发展价格结算机制，区分存量项目和增量项目分类施策。存量项目是指2025年6月1日（不含）以前已全容量并网的新能源项目，2025年6月1日以前已开展并完成竞争性配置

的承诺配建储能的海上风电项目，视同存量项目。增量项目是指2025年6月1日（含）起已全容量并网且未纳入过机制的新能源项目。

第四条 纳入机制的新能源项目需与省电力公司完成机制电价差价协议签订工作，明确纳入机制的新能源项目电价水平、电量规模、执行期限等内容。存量项目，在差价结算协议签订前，按最新电价政策执行。增量项目，按照《江苏省增量新能源发电项目机制电价竞价实施细则》执行。

第二章 机制电量

第五条 存量新能源项目机制电量占其上网电量的比例不高于90%；户用分布式光伏项目、光伏扶贫项目机制电量比例为100%。新能源项目在前述规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。参与过绿电交易的新能源项目，机制电量比例按照前述同类项目比例，扣减绿电交易结算电量占上网电量的比例确定。绿电交易结算电量占上网电量的比例，按该项目2025年1-5月绿电交易结算电量占其上网电量的比例和全省2025年1-5月新能源绿电交易结算电量占全省新能源上网电量的比例两者中较小者确定。首年未自主确定机制电量比例的新能源项目，默认按同类别项目的最高比例执行；以后年度未申报调整机制电量的新能源项目，视为按该项目上一年比例执行。

第六条 增量项目通过竞价获得机制电量，竞价分类暂分为海上风电项目（含海上风光同场项目，下同）、其他风电和光伏

项目（含其他海上光伏项目，下同）两类。机制电量总规模根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素确定。单个增量项目机制电量规模，通过竞价方式分类形成。

第七条 鼓励分布式项目自主申报或通过聚合商申报机制电量，不申报机制电量的增量项目，视为不参与机制电量。

第八条 机制电量分解至月度执行。

存量项目各月结算电量=各月实际上网电量×年度机制电量比例。增量项目各月结算电量=各月实际上网电量×固定比例，其中：固定比例=年度机制电量÷预计年度上网电量，预计年度上网电量=项目装机容量×全省近三年同类型电源平均发电利用小时数×近三年平均上网电量占发电量的比例。全省近三年同类型电源平均发电利用小时数、近三年平均上网电量占发电量的比例，具体以每次竞价公告为准。

增量项目当年已结算机制电价的电量累计达到年度机制电量规模，当月超过部分和后续月份不再执行机制电价；年底未达到年度机制电量规模，不足部分电量不再执行机制电价，不跨年滚动。

第九条 纳入机制的电量不再参与绿电交易，不重复获得绿证收益，对应绿证划转至省级账户，并结合国家部署和用户需求，探索建立省级账户绿证分配和交易机制。

第十条 新能源项目全容量并网时间，集中式新能源项目、

10 千伏及以上全额上网的分布式新能源项目，以并网调度协议签订的时间为准；除 10 千伏及以上全额上网分布式项目外的分布式新能源项目，以省电力公司营销系统中明确的全容量并网发电时间为准。

2025 年 6 月 1 日起，对原有备案证剩余未并网容量申请并网的，应作为增量项目，参与机制电价竞价。存量项目如申请原有备案证新增容量并网，新增容量部分，需向当地政府行业主管部门重新备案后，作为增量项目，参与机制电价竞价。增量项目备案证容量需全容量并网，方可参与机制电价竞价。具体由电网企业配合能源主管部门组织认定。

第三章 机制电价

第十一条 存量项目机制电价，参照我省燃煤发电基准价 0.391 元/千瓦时执行。

第十二条 增量项目机制电价，每年组织已全容量并网和预计于次年底前全容量并网，且均未纳入过机制执行范围的新能源项目，自愿参与竞价形成。竞价上下限，由省发展改革委于每年开展增量项目竞价前制定并发布。

第十三条 享有财政补贴的项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准，按照国家原有规定执行。

第十四条 参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照国家跨省跨区送电相关政策执行。

第四章 执行期限

第十五条 存量项目执行期限，按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与全容量投产满 20 年对应年份（具体到月）两者中较早者确定（原特许权风电项目发电利用小时数为满 30000 小时）。存量项目因共用计量装置无法确定全生命周期合理利用小时数的，按照投产满 20 年确定。依据《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）规定，海上风电项目、其他风电项目和光伏项目全生命周期合理利用小时数分别为 52000 小时、36000 小时、22000 小时，其中国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在全生命周期合理利用小时数基础上增加 10%。

第十六条 增量项目执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定。对于未投产项目，纳入机制的增量集中式项目，按进入商业运营的次月 1 日、竞价申报投产时间的次月 1 日和入选次年 1 月 1 日三者中较晚者起执行机制电价；增量分布式项目，按省电力公司营销系统中明确的全容量并网发电时间的次月 1 日、竞价申报投产时间的次月 1 日和入选次年 1 月 1 日三者中较晚者起执行机制电价。对于已投产项目，纳入机制的增量集中式项目，按进入商业运营的次月 1 日和入选次年 1 月 1 日两者中较晚者起执行机制电价；增量分布式项目，按省电力公司营销系统中明确全容量并网发电时间的次月 1 日和入选次年 1 月 1 日两者

中较晚者起执行机制电价。

第十七条 纳入机制的增量项目执行履约保函机制，具体按照《江苏省增量新能源发电项目机制电价竞价实施细则》执行。

第十八条 并网运行未满足前述规定的机制电价执行期限，且累计上网电量未超过机制电价执行期限小时数的风电场改造升级项目，改造升级工期纳入机制电价执行年限。改造升级完成后，年度机制电量规模，不超过改造升级前装机容量对应的机制电量规模。

第十九条 已纳入机制的新能源项目，在机制执行期限内，可自愿申请退出。新能源项目执行到期或在机制执行期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。自愿退出的项目，不得参与后续年份的机制电价竞价。

第二十条 已纳入机制的新能源项目，在机制执行期限内，可自愿减少次年机制电量比例，每年开展增量项目竞价前可申请调减一次。存量项目每次调减机制电量比例，原则上应为 10% 的整数倍（直至为 0），增量项目每次调减年度机制电量，原则上为上一年 10% 的整数倍（直至为 0），增量项目每月执行比例，原则上不变更。退出后的机制电量，不再纳入后续机制电量执行范围，剩余机制电量按照调减后比例计算。

第二十一条 申请减少机制电量的新能源项目，通过电网企业“新能源云”平台或“网上国网”App 提出次年机制电量调减申请，电网企业应在收到申请的 15 个工作日内完成调整协议签

约。存量项目未申请调低机制电量比例的，按上一年比例执行；增量项目未申请调低年度机制电量的，按上一年机制电量执行。

第二十二条 纳入机制的新能源项目，已投产后如发生法人变更等信息变更的，应及时完成发电业务许可证等手续变更，同时于信息变更后 5 个工作日内，通过电网企业“新能源云”平台或“网上国网”App 提出变更申请，电网企业应在受理变更后的 10 个工作日内，完成差价结算协议重签。如项目信息变更后，超过 1 个月仍未履行变更手续的，扣除自发生变更起至向电网提出变更申请期间的机制电量。未投产项目如法人变更，项目建设地点、建设规模、建设内容发生重大变更，总投资发生 20% 以上变化或者放弃建设的，需履行变更手续，已参与的竞价结果失效，需重新参与竞价。

第五章 差价结算

第二十三条 对纳入机制的电量，由电网企业每月按机制电价开展差价结算。市场交易均价低于或高于机制电价的部分，纳入“系统运行费用—新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”，由全体工商业用户分享或分摊。差价结算费用=机制电量×（机制电价-市场交易均价）。市场交易均价，在电力现货市场整月结算运行后，按照月度发电侧实时市场同类项目加权均价确定；电力现货市场未整月结算运行期间，根据月度竞价同类项目加权均价确定。

第二十四条 省电力交易中心应将分时加权均价、日加权均

价、月度市场交易均价等信息，及时推送省电力公司。差价结算费用纳入新能源项目当月上网电费结算，省电力公司负责对纳入机制的电量开展差价结算费用结算，与市场交易形成的电费合并后，形成电费结算账单，并与新能源项目完成电费收支。

第六章 附则

第二十五条 本细则由省发展改革委负责解释。

第二十六条 本细则自 2026 年 1 月 1 日起实施，有效期至 2030 年 12 月 31 日。

附件2

江苏省增量新能源发电项目机制电价 竞价实施细则

第一章 总则

第一条 为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）和《江苏省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》要求，推动增量新能源项目获得新能源可持续发展价格结算机制的竞价组织工作开展，引导新能源项目有序健康发展，制定本细则。

第二条 竞价工作由省发展改革委组织开展，按照流程透明化、规则统一化、操作规范化的原则，通过公开竞价，确定增量项目的机制电价和机制电量，确保竞价公平公正公开，有效发挥新能源可持续发展价格结算机制对推动新能源高质量发展的积极作用。

第二章 竞价组织与参与主体

第三条 省发展改革委会同省能源局、省电力公司、省电力交易中心，依托“新能源云”平台和“网上国网”App开展竞价工作，包括集中式、分布式新能源项目资格审核和竞价等。

集中式新能源项目主要通过“新能源云”平台提交材料，分

布式新能源项目主要通过“网上国网”App提交材料，完成项目信息和申报价格填报。“新能源云”平台、“网上国网”App竞价业务功能模块，分别提供模块入口，材料审核通过的项目衔接传递至“新能源云”平台，实现数据贯通和统一出清。

第四条 竞价主体和所需提供材料。

（一）主体范围

1.全容量并网项目。2025年6月1日（含）后、竞价公告发布前全容量并网且未纳入过机制执行范围的集中式、分布式（分散式，下同）新能源项目（不含已明确电价的竞争性配置项目，下同）。

2.承诺并网项目。经项目建设单位自行评估，预计于次年底前全容量并网且未纳入过机制执行范围的集中式、分布式新能源项目。

3.分布式聚合商。具备合法资质，并与所代理项目已签订书面竞价代理协议的聚合商。

（二）所需提供材料

1.全容量并网项目。集中式项目应提供政府主管部门出具的核准（备案）文件、发电业务许可证（豁免项目除外）、并网调度协议等材料。分布式项目应提供备案文件、购售电合同、并网调度协议等材料。

2.承诺并网项目。项目应提供政府主管部门出具的核准（备案）文件，并提供建成时间承诺书。户用分布式光伏项目还应提

供个人身份证明、自有住宅产权证明等材料。

3.分布式聚合商。分布式聚合商应具备聚合分布式电源等资源的能力，与所代理新能源项目签订书面竞价代理协议，有固定经营场所，有能够满足参加机制竞价的报量报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台等。分布式聚合商代理参与竞价前，应在江苏电力交易平台注册生效。聚合商所聚合的新能源项目，应符合现行参与电力市场交易的相关规定要求。

第三章 竞价电量规模、价格限制与执行期限

第五条 竞价电量规模。

1.首次竞价电量规模。首次竞价项目为 2025 年 6 月 1 日(含)至 2026 年 12 月 31 日之间全容量并网项目。机制电量总规模原则上结合我省增量新能源项目上网电量规模,参考存量项目机制电量比例确定。

2.第二年及以后竞价电量规模。竞价项目为 2025 年 6 月 1 日(含)至竞价次年 12 月 31 日之间全容量并网且未纳入过机制执行范围的项目。每年开展增量项目竞价前,由省发展改革委同省能源局,根据全省当年国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重的预计完成情况、用户承受能力等因素,明确下一年度新增纳入机制的电量规模。完成情况预计高于消纳责任权重的,次年纳入机制的电量规模,可在前一年基础上适当减少;预计低于消纳责任权重的,次年纳入机制的电量规模,可在前一

年基础上适当增加。

3.分类型竞价规模确定。综合新能源项目建设成本和运行特性，暂分为海上风电项目（含海上风光同场项目，下同）、其他风电和光伏项目（含其他海上光伏项目，下同）两类，分别通过竞价形成机制电价，具体以每次竞价公告为准。

4.单个项目申报电量规模上限。为避免单个项目全电量入围机制电量后，非理性报价干扰电力市场交易，单个项目申报电量比例上限，不高于预计年度上网电量的 90%，每年结合机制电量竞价规模动态调整。预计年度上网电量不超过我省近三年同类项目平均发电利用小时折算的上网电量，其中：项目预计年度上网电量=项目装机容量×全省近三年同类型电源平均发电利用小时数×近三年平均上网电量占发电量的比例。全省近三年同类型电源平均发电利用小时数、近三年平均上网电量占发电量的比例，具体以每次竞价公告为准。

第六条 竞价方式和价格限制。

1.增量项目竞价上下限。竞价上限，依据合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定；竞价下限，依据全省同类项目最先进电站造价水平（即初始投资）折算度电成本，具体以每次竞价公告为准。

2.统一竞价确定机制电价及入选电量。竞价申报电量规模按照不低于每年机制电量总规模的 125%设定，如全部竞价项目申报电量低于机制电量总规模的 125%时，机制电量总规模相应缩

减。竞价时，按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限，不得低于竞价下限。价格相同时，按照申报时间优先确定排序，直至满足竞价总规模，最后一个入选项目，按照中标价格的申报容量纳入机制电量。

第四章 竞价流程

第七条 竞价准备阶段。

1.成立竞价工作小组。由省发展改革委会同省能源局、省电力公司、省电力交易中心成立竞价工作小组，负责推进增量新能源项目竞价相关工作。

2.发布年度竞价通知和竞价公告。省发展改革委发布年度竞价通知，明确年度竞价电量规模、竞价项目类型、竞价上下限、执行期限、全省近三年同类型电源平均发电利用小时数、近三年平均上网电量占发电量的比例、履约保函要求等事项。在省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心的官方网站、“新能源云”平台和“网上国网”App 发布竞价组织公告，包括竞价项目类型、竞价需提供的材料、竞价上下限、机制电价执行期限、全省近三年同类型电源平均发电利用小时数、近三年平均上网电量占发电量的比例、竞价流程、履约保函要求等事项。

第八条 材料审核阶段。

1.提交竞价材料、申报价格、提交履约保函。参与竞价的新能源项目，需在竞价通知和公告发布后的 10 个工作日内，通过

“新能源云”平台、“网上国网”App 提交竞价相关材料，完成项目信息和申报价格填报。未按期完成的，视为放弃竞价资格。

已投产新能源项目提交资料包括：项目核准（备案）文件、购售电合同、发电业务许可证（豁免项目除外）、并网调度协议、竞价信息填报承诺书等；聚合商应提供营业执照、法人身份证明、市场主体入市协议、竞价信息填报承诺书，所有代理项目的项目核准（备案）文件、购售电合同、并网调度协议、项目单位竞价代理协议等。

未投产新能源项目提交资料包括：（1）集中式项目：项目核准（备案）文件、营业执照、项目业主资信证明、项目建设场址使用或租赁协议、省电力公司出具的项目电网接入意向函、项目实施方案、设备供应发票（或其他具备开工条件的证明）等。

（2）除自然人户用外的分布式光伏项目：项目核准（备案）文件、营业执照、项目所依托的房屋（设施）产权证明（土地证、宅基地证或者乡镇及以上政府出具的房屋产权证明等）、房屋租赁合同或合同能源管理协议（如建筑为项目建设单位所有）、设备供应发票（或其他具备开工条件的证明）、电网企业出具的并网意向受理通知书、建成时间承诺书、竞价信息填报承诺书等。

（3）自然人户用分布式光伏项目：个人身份证明、自有住宅产权证明、项目核准（备案）文件、设备供应发票（或其他具备开工条件的证明），电网企业出具的并网意向受理通知书、建成时间承诺书、竞价信息填报承诺书等。（4）聚合商项目：营业执

照、法人身份证明、市场主体入市协议、竞价信息填报承诺书，代理项目单位竞价代理协议，所代理项目的备案文件（工商业分布式光伏）或产权证明（户用分布式光伏）及其他作为单个项目独立竞价需提供的材料等。

2.竞价材料审核。提交材料截止后 5 个工作日内，竞价工作小组对提交材料的完整性、合规性进行审核。聚合商可选择参与不同年度、不同场次的竞价。同一场次中，任一分布式项目主体，仅可选择一家聚合商作为其竞价代理机构。如审核中发现项目材料缺失的，相关企业应在审核驳回后 3 个工作日内补齐，并申请再次审核。

3.履约保函开具要求。已投产参与竞价的新能源项目和未投产自主参与竞价的自然人户用分布式光伏项目，原则上不收取保函。其他未投产的参与竞价新能源项目，需提交在国内银行营业网点开具的履约保函。分布式聚合商代理参与竞价的未投产项目（不含自然人户用分布式光伏项目），需合并开具履约保函。

履约保函的内容包括保函编号、签发日期、保函金额、申请人及受益人的名称、银行详细地址、联系电话等信息、有效期、保函使用条件等。保函金额可按照项目核准（备案）装机容量、全省该类电源过去三年平均发电利用小时、全省该类电源过去三年平均上网电价三者乘积的一定比例确定，具体以每次竞价公告为准。履约保函有效期，不得早于申报投产时间向后推 9 个月。

4.履约保函退还机制。竞价结束后，按单个项目开具履约保

函的，未入选新能源项目可申请退还履约保函，入选项目全容量并网后，可申请退还履约保函。分布式光伏竞价代理商所代理项目和同一发电企业申报多个项目合并开具一份履约保函的，其全部入选项目全容量并网后，可申请退还履约保函。

5.未按期投产考核。入选项目如未按期全容量并网的，省电力公司可根据项目投产等履约情况，申请使用保函，向保函开立单位出具原件，要求支付款项，同时向相关主体发出执行告知书，说明其实际投产情况。

第九条 竞价实施阶段。

1.申报价格出清。审核结束后，“新能源云”平台对通过审核的项目自动完成价格出清。出清价格为公布的竞价下限时，该场次自动取消，并在下调竞价下限后，重新组织竞价。

2.公示竞价结果。价格出清结束后，在“新能源云”平台、“网上国网”App 公示拟入选项目，公示期为 3 个工作日。单个项目参与竞价的，公示信息包括项目名称、项目类型、项目入选电量、机制电价、执行期限等。聚合后统一参与竞价的，公示信息包括聚合项目名称、聚合入选总电量、代理项目名称、代理项目类型、代理项目入选电量、机制电价、执行期限等。竞价主体对公示结果有异议的，可在公示期内以书面形式正式提出，并提供相关支撑性材料。公示期内未提出异议，视为认同竞价结果。

3.公布竞价结果。公示期结束且各方无异议后，报请竞价工作小组审定，并由省发展改革委发布竞价结果。发布内容包括：

竞价项目总体情况，包括机制电量规模、机制电价、分类型项目个数和机制电量规模；竞价入选项目清单，包括项目名称、项目类型、投产时间、项目入选电量、机制电价执行期限、聚合项目名称等。

4.签订协议。竞价结果公布后，省电力公司与入选项目应完成差价结算协议签订，通过聚合方式入选的项目可由聚合商与省电力公司签订差价结算协议。差价结算协议应明确项目基本情况、纳入机制的电量规模、机制电价、结算参考价格、差价结算方式、执行期限等内容。未在规定时间内签订的，视为接受竞价结果，并执行机制电价差价结算。

差价结算协议原则上每年一签，协议期限届满前，如新能源项目未退出机制或不调减次年机制电量的，协议到期后自动延期一年，延期次数不限，至机制执行到期之日止。

第五章 监督与考核

第十条 参与竞价并纳入增量机制电量的新能源项目，应按照规定时间投产。新能源项目全容量并网时间晚于申报投产月份，但不超过6个月（含，按自然月计算）时，省电力公司应根据延期天数（自申报投产时间次月1日至实际投产日期）每日扣除该项目对应履约保函金额的一定比例作为违约金，具体以每次竞价公告为准。违约金在项目实际投产后，采用一次性扣除方式从履约保函中扣除。新能源项目全容量并网时间较申报投产月份，晚于6个月以上时（按自然月计算），该项目当次竞价结果

作废，扣除该项目对应全部履约保函，并取消后续参与竞价的资格。因重大政策调整、自然灾害等不可抗力因素变化导致的延期，提供省级行业主管部门出具的证明材料，经竞价工作小组审核后，可免于取消参与后续竞价资格和扣除履约保函资金。

第十一条 因竞价工作实施过程中引起的争议问题，由省电力公司与竞价主体协商解决；协商不成的，可提请竞价工作小组参与处理。在问题处理期间，合同或协议的履行以已签订合同条款约定为准，其他参与竞价的主体相关工作正常进行。通过聚合商代理参与竞价工作的，聚合商视为法定竞价主体，发生争议时，由其代理的项目单位应首先与聚合商协商处置。

第十二条 各竞价主体应自觉维护竞价秩序，严格遵守国家、省政策规定和电力交易市场相关规则，参与增量新能源项目竞价时，不得滥用市场支配地位操纵竞价价格，不得实施串通报价、哄抬价格和扰乱市场秩序等行为。

第十三条 竞价工作小组应严守保密规定，做好监测和风险监控，对违反竞价规则、串通报价等违规行为，视情节在行业内予以通报。

第十四条 本细则自 2026 年 1 月 1 日起实施，有效期至 2030 年 12 月 31 日。

附件 3

江苏省新能源发电项目成本调查实施细则

第一章 总则

第一条 为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）和《江苏省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》要求，了解掌握新能源项目成本变化，支撑增量项目竞价工作顺利开展，依据《中华人民共和国价格法》《政府制定价格成本监审办法》（国家发展改革委令 第8号）等相关规定，制定本细则。

第二条 本细则适用于省发展改革委为制定新能源项目可持续发展价格结算机制相关的机制电价、执行期限等，对新能源项目开展的成本调查工作。

第三条 基本要求。

（一）合法性。计入成本的费用应当符合《中华人民共和国会计法》等有关法律法规、国家有关财务制度和国家价格监管制度等规定。

（二）合理性。计入成本的费用应当反映生产经营活动正常需要，并按照合理方法和合理标准核算。影响成本水平的主要技术、经济指标，应当符合行业标准或公允水平。

(三) 真实性。相关成本数据应当以经会计师事务所、审计部门或税务部门审计(审核)的年度财务会计报告、手续齐备的会计凭证、账簿以及新能源发电企业提供的真实、完整、有效的其他相关资料为基础。

(四) 相关性。计入成本的费用应当与新能源项目生产经营活动直接或间接相关,非生产性支出不应纳入成本。

第二章 工作流程

第四条 省发展改革委牵头组织成本调查工作,履行主体责任,对成本调查结论负责。

第五条 对象范围。

(一) 成本调查通知发布前已并网运行且正常运营一个完整会计年度及以上的风力发电和光伏发电项目,其中:风电项目分为陆上(含集中式和分散式)、海上两类;光伏发电项目分为集中式、分布式两类。

(二) 新能源发电企业可根据调查范围项目类型,以单位容量建设投资最低、全投资内部收益率最优、度电成本最低为原则,自行选择本企业所属具有代表性的每类型一定数量项目,应优先选择实施成本调查年度的上一年建成投运项目。

第六条 资料收集。

(一) 省发展改革委向新能源发电企业下发《新能源发电项目成本调查通知》,明确范围、内容、项目所需提供的佐证材料和有关工作要求。新能源发电企业应在 10 个工作日内,提交符

合要求的成本资料。

(二) 新能源发电企业按通知要求,配合开展成本调查工作,客观如实反映情况,及时准确完整填报《新能源发电项目成本测算表》等材料,由法定代表人签字,加盖企业公章,提供相关支撑性材料,主要包括:

1. 新能源项目成本测算表。包括企业基本信息、项目概况、技术参数、成本构成、经济性指标等。

2. 项目资料。公司营业执照、公司涉及项目的核准(备案)文件、电力业务许可证(豁免项目除外)、项目可行性研究报告、具备资质的评审机构出具的项目工程决算报告和决算表。

3. 会计核算及财务资料。项目各类组件采购合同、项目土地使用证或土地租赁合同、项目审计报告、会计报表(三大报表)。

4. 企业认为其他与项目成本相关的支撑性资料,例如填报表格过程中涉及有关数据证明性材料。

(三) 新能源发电企业法定代表人签署《承诺书》,对提供数据的完整性、真实性、准确性负法律责任。

(四) 新能源发电企业按期将纸质盖章件提交省发展改革委或委托开展成本调查工作的相关机构,并将电子版发送至指定工作邮箱。

第七条 成本资料审核。

(一) 完整性审核。发现材料提供不完整的,要求企业3个工作日内补充完整。

(二) 准确性审核。依据行业标准、市场价格信息等进行成本数据校核，审查数据准确性。发现存疑数据的，要求企业尽快补充说明或重新提交，并按一定比例随机抽取项目样本，开展现场核查。

(三) 合规性审核。重点审查企业成本申报是否符合国家和省政策法规等。

第八条 成本数据调整。如发生以下情形时，新能源发电企业应及时调整申报成本数据。

(一) 政策法规变化。新政策法规影响成本计算，按成本调查机构要求，调整申报成本数据。

(二) 重大运营变化。生产工艺重大改进、设备升级或长期故障维修等导致成本显著变化，应及时调整申报成本数据。

(三) 成本调查机构可根据形势变化，要求新能源发电企业进行成本数据更新。

第三章 新能源发电项目成本构成及运行情况

第九条 新能源项目成本，是指从项目前期开发、建设、运营到最终退役的全生命周期内，为完成发电目标所投入的全部经济资源，包括建设成本、运行维护费、财务费用等。

第十条 新能源项目建设成本，是指从前期准备到工程竣工并网期间，为完成项目实体建设所发生的一次性投资费用，涵盖设备采购、施工安装、土地开发、工程设计等直接和间接投入。

(一) 新能源项目建设成本，按项目工程决算报告或项目可

研报告数据填写。如多个新能源项目存在共用设备设施的，可按照装机容量比例、发电量比例或收入比例分摊计入相关项目成本。

(二)按照不同新能源项目类型，列明重点组成的单价数据。风电项目包括风机塔筒、吊装费用、基础处理费用、升压站、送出海缆（仅涉及海上风电项目）、征地费用、租地费用等。光伏发电项目包括组件、支架、升压站、征地费用、租地费用等。

第十一条 运行维护费是新能源发电企业维持项目正常运行的费用，包括材料费、修理费、人工费、土地（海域）使用费、保险费用和其他运营费用。

(一)材料费，指新能源项目所耗用的消耗性材料、事故备品等，包括自行组织日常检修发生的材料消耗、委托外部社会单位检修需要自行购买的材料费用。材料费按照剔除不合理因素后的近三年平均水平计入（投产时间不足三年的，按照过去 1-2 年的均值确定，下同），如签订长期协议的，按照协议年限分摊计入。

(二)修理费，指新能源项目为了维护和保持发电设施正常工作状态所进行的外包修理活动发生的检修费用，不包括自行组织检修发生的材料消耗和人工费用。修理费按照剔除不合理因素后的近三年平均水平计入，如签订长期协议的，按照协议年限分摊计入。

(三)人工费，指从事新能源项目日常运行的职工薪酬支

出，包括工资总额（含津补贴）、职工福利费、职工教育经费、工会经费、社会保险费用、住房公积金和临时用工支出等。人工费按照最近一年水平计入。部分人员身兼几个项目工作的，按照工作量比例或收入比例分摊计入相关项目成本。

（四）土地（海域）使用费，指新能源项目为获取土地或海域使用权支付的土地租赁费或海域使用费。

（五）保险费用，指新能源项目为转移生产经营过程中可能面临的财产损失、责任风险或人员意外等所购买的各类商业保险费用，包括发电设备财产保险、第三者责任险、自然灾害险等。保险费用按照实际投保合同确定。

（六）其他运营费用，指新能源项目正常运营发生的除前述费用以外的费用。按照实际发生数剔除不合理因素后的近三年平均值计入。如分摊所属企业的管理费用、销售费用等，可按照项目装机容量比例、发电量比例或收入比例分摊计入相关项目成本。

第十二条 财务费用包括在生产经营过程中，项目所发生的利息收支、汇兑损益、金融机构手续费以及筹资过程中发生的其他财务费用。利息支出参考同期全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）水平确定。自有资本金比例未达国家要求的部分，借款利息不计入成本。

第十三条 如涉及储能配套项目的折旧及相关费用、储能租赁费用、新能源项目在开发或运行过程中的非技术成本，需在调

查补充事项中单列。

第十四条 下列费用不计入调查成本构成。

（一）按照国家有关规定由政府补助、政策优惠、社会无偿捐赠或有其他收入来源补偿的费用；

（二）各类赞助、滞纳金、违约金、罚款；

（三）向上级公司或管理部门上交的利润性质的管理费用、代上级公司或管理部门缴纳的各项费用、向出资人支付的利润分成以及对附属单位的补助支出等；

（四）其他不能计入新能源项目发电成本的不合理费用。

第十五条 项目运行情况。

（一）发电量数据以省电力公司计量为准，上网电量数据以结算单为准，接近三年平均值核定。

（二）全额上网的项目，分类型确定厂用电率。

（三）弃电损失，因电网限电导致的电量损失，按合理比例（如历史均值）计算，不包括新能源发电企业自身运营问题导致的停机电量损失。

第四章 附则

第十六条 新能源发电企业应当建立健全独立的项目成本核算制度，完整准确记录新能源项目的生产经营成本等信息。

第十七条 在新能源项目成本数据审核过程中，如发现虚报、瞒报数据的情况，除相关项目数据不纳入统计口径外，将视情节在行业内进行通报。

第十八条 成本调查工作人员与新能源发电企业有利害关系的，应当回避。成本调查工作人员不得将获得的新能源项目成本资料，用于新能源可持续发展价格结算机制制定以外的任何其他目的，不得泄露新能源发电企业的商业秘密。

第十九条 本细则由省发展改革委负责解释。

第二十条 本细则自 2026 年 1 月 1 日起实施，有效期至 2030 年 12 月 31 日。