

江苏省发展和改革委员会 国家能源局江苏监管办公室文件

苏发改能源发〔2025〕1141号

省发展改革委 江苏能源监管办 关于开展2026年电力市场交易工作的通知

省电力公司，江苏电力交易中心有限公司，有关发电企业、售电公司、电力用户、新型主体：

根据国家电力体制改革工作部署和我省电力市场建设总体安排，结合我省现货交易、绿色电力交易等工作要求，现就我省2026年电力市场交易有关工作通知如下。

一、市场准入

（一）发电企业

1、公用燃煤、燃气、核电、光伏、风电等省内各类发电机

组，山西阳城电厂、华东区域统配机组等省外电源，可参与省内中长期交易。

2、依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类），进入商业运营。新入市的发电企业需提交信用承诺书。

3、并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费，达到能效、环保要求，可参与市场交易。

（二）电力用户

1、积极推进工商业用户全部进入电力市场，鼓励存量电网企业代理购电用户进入市场，逐步缩小电网企业代理购电用户范围，原则上10千伏及以上的工商业用户直接参与市场。

2、为规范落实公平竞争审查工作要求，促进市场公平竞争，优化营商环境，用户可自主选择与发电企业直接交易或由售电公司代理交易。选择与发电企业直接交易的用户为一类用户，选择由售电公司代理交易的用户为二类用户。

（三）售电公司

售电公司需根据参与市场交易电量向江苏电力交易中心提供履约保函或者履约保险等履约保障凭证，具体按照《售电公司管理办法》《江苏省电力中长期交易规则（2023版）》相关规定执行。

(四) 新型主体

虚拟电厂、独立储能等新型主体可按有关政策规定，在江苏电力交易中心办理注册手续，并参与市场交易。其中，负荷类虚拟电厂参照售电公司，发电类虚拟电厂参照发电企业参加中长期交易。具体按国家、省相关文件执行。

二、市场交易电量

(一) 发电企业

1、省内机组

为保障每月保量保价的优先发电电量不超过当月保障居民、农业用户用电和代理工商业用户购电规模，按照《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）要求，有序放开发用电计划，推动各类发电主体积极参与市场。省电力公司根据每月优发优购电量匹配预测情况，确定核电每月保量保价小时数，由电力交易中心在年度交易公告里发布。每月保量保价电量优先于市场化电量结算，如机组因自身原因不能完成当月保量保价电量，后续不予追补。

(1) 燃煤机组：燃煤机组原则上全部电量参与市场交易，按照国家发展改革委《关于做好2026年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2025〕1502号）要求，随煤电容量电价标准提高适当放宽燃煤发电企业年度电力中长期合同签约比例要求，原则上不低于上一年实际上网电量的60%，并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不

低于预计市场化上网电量的80%。

(2) 燃气机组：结合天然气资源供应等情况，可自主选择参与年度、月度等市场化交易。

(3) 核电机组：江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量300亿千瓦时左右（其中#1-2机组100亿千瓦时左右），其余上网电量均为保量保价电量。请省电力公司结合优发优购电量情况和核电机组发电运行安排，合理确定核电机组每月保量保价小时数。

(4) 光伏、风电：全省光伏、风电上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。集中式新能源报量报价直接参与市场，具备分时计量条件的分布式光伏、分散式风电可直接参与交易、聚合参与交易或默认接受市场形成的价格，不具备分时计量条件的以及未在交易系统提交入市申请的分布式光伏、分散式风电默认接受市场形成的价格。考虑到自发自用项目每月上网电量的不确定性较高，分布式光伏、分散式风电主要参加月度和月内交易。未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内或自愿放弃对应电量补贴、已在国家能源局资质管理中心建档立卡并匹配成功且具备分时计量条件的风电和光伏发电企业，机制电量以外上网电量可自愿参与绿电交易。若风电、光伏同时参加常规电能量和绿电交易，注册信息、聚合关系、交易单元、结算单元需保持一致。分布式光伏、分散式风电成功核发绿证后，可参加绿电交易。

中长期交易（含绿电交易）各时段申报电量上限，现阶段按照额定容量扣减机制电量对应容量后的上网能力确定。增量项目机制电价竞价结果发布前，申报电量上限暂参照存量项目设定，增量项目机制电价竞价结果发布后，申报电量上限应按照实际竞价结果按需调整。光伏年度交易电量考虑光伏全年物理发电特性确定，月度、月内、日以上分时段能量块交易电量考虑光伏对应月份物理发电特性确定。

2、省外电源

点对网专线送江苏的山西阳城电厂全部上网电量参与市场交易，其中年度交易电量原则上不低于上一年实际上网电量的60%，并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计市场化上网电量的80%。

华东区域统配机组中，秦山核电年度交易电量10亿千瓦时左右；皖电东送机组年度交易电量50亿千瓦时左右，剩余电量通过月度等方式组织。

积极利用送电我省的雁淮、锡泰、吉泉等特高压专用输电通道组织开展跨区跨省绿电交易，具体交易规模根据送端送出能力、通道富余空间和送受双方交易意愿确定。

（二）电力用户及售电公司

1、市场化用户全电量参与市场交易，自行选择作为一类用户参加批发交易或作为二类用户参加零售交易。新能源可持续发展价格结算机制对应的机制电量，相关电量同步计入用电侧签约

比例（20%左右）。按照国家发展改革委《关于做好2026年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2025〕1502号）要求，考虑受电、本地各类型电源年度中长期合同签约比例要求、发电集中度、新能源机制电量等因素，计入机制电量占比后，一类用户年度交易电量原则上不低于其上一年度用电量的60%，售电公司年度交易电量原则上不低于其所有签约用户上一年度用电量之和的60%。同时，通过后续合同签订，保障用电侧每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计用电量的80%。

2、鼓励售电公司与其签约的二类用户约定合理比例的实际用电量与现货价格进行联动，合理控制现货试点交易价格波动。

3、电网企业根据代理购电用户电量预测以及优发、优购电量匹配情况，确定代理购电市场化交易采购电量，应按需参加年度、月度、月内交易等。

三、市场交易价格

1、市场用户的用电价格由电能交易价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。其中一类用户的电能交易价格由市场交易形成，二类用户的电能交易价格按其与售电公司签订的零售合同执行。上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加均按照国家 and 省相关规定执行。

2、我省合规在运的公用煤电机组执行两部制电价，其中：

年度、月度交易电量电价通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成，上下浮动幅度原则上均不超过20%。为做好中长期和现货衔接，充分发挥现货市场的价格发现和引导作用，月内交易价格和日以上分时段能量块交易申报价格上下限和现货市场电能量结算分时价格上下限保持一致。容量电价按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《关于做好煤电容量电价机制改革有关工作的通知》（苏发改价格发〔2023〕1349号）有关规定执行。高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。

3、核电机组、燃气机组、风电光伏机组的中长期交易价格不设限制。燃气机组参与市场交易的，继续执行我省气电联动有关政策。带补贴光伏风电项目参加常规电力交易，补贴政策按照国家规定继续执行。绿电交易价格包括电能量价格和绿色电力环境价值，上网环节线损费用按照电能量价格计算，依据有关政策规则执行。售电公司与二类用户的绿电交易零售价格中的绿色电力环境价值，应与其在批发市场对应绿电交易的绿色电力环境价值一致。

4、综合考虑2026年煤电容量电价、现货市场连续运行等因素，江苏电力交易中心要进一步加强电力零售市场监测分析和规范运营，促进电力零售市场与中长期市场年度（月度、月内）分时段交易加权均价、现货实时市场统一结算点分时段加权均价等批发市场价格有效传导，维护二类用户合法权益。江苏电力交易

中心要完善零售套餐模板,售电公司与二类用户可通过签订补充协议等方式,约定价格浮动机制。

5、按照《关于优化工商业分时电价结构促进新能源消纳 降低企业用电成本支持经济社会发展的通知》(苏发改价格发〔2025〕426号)要求,工商业分时电价执行范围内的市场化用户,电费结算继续衔接我省分时电价政策。零售套餐约定分时曲线和分时价格的,原则上峰段加权均价以平段加权均价为基础,上浮比例不低于60%;谷段加权均价以平段加权均价为基础,下浮比例不低于60%,分时时段参照苏发改价格发〔2025〕426号文件设置,不再叠加执行我省峰段、谷段分时电价政策。如零售套餐未申报用电曲线或未约定分时价格的,结算时用户购电价格按照苏发改价格发〔2025〕426号文件规定的分时时段和浮动比例执行。用户侧报量报价参与现货市场前,一类用户全月峰段加权均价对比平段加权均价上浮比例不足60%、或谷段加权均价对比平段加权均价下浮比例不足60%的,结算时购电价格参照苏发改价格发〔2025〕426号文件规定的分时时段和浮动比例执行,峰段、谷段电价以平段加权均价为基础浮动,执行分时电价与实际交易价格形成的损益向全体工商业用户分摊或分享。315千伏安以上一类、二类用户工业用电,继续执行我省尖峰和深谷电价政策,其中,尖峰时段价格在用户结算峰段加权均价基础上,上浮20%,深谷时段价格在用户结算谷段加权均价基础上,下浮20%。尖峰电价资金统筹使用管理按我省相关政策执行。

6、已参与市场交易、改为电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，以及未参与市场交易由电网企业代理购电的高耗能企业，用电价格为电网企业代理购电价格的1.5倍加上输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加形成。

四、市场交易组织

（一）总体要求

1、充分发挥中长期交易压舱石、稳定器作用，保障中长期交易电量不低于市场交易总电量的90%。

2、本着“统一规范、高效便捷”原则，注册、零售交易、结算核对等业务全部采用线上办理。

3、年度交易采用双边协商、集中竞价和挂牌方式，月度交易、旬交易采用集中竞价等方式，日以上分时段能量块交易采用挂牌滚动撮合方式。绿电交易主要采用双边协商方式，不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

4、电网企业代理购电可根据购电需求，参加年度、月度和月内集中竞价。将采购需求电量按照全省典型负荷曲线分解至24小时，申报每小时电量，不报电价，优先成交，如某一时段未生成有效价格，则电网企业代理购电在该时段成交电量为零。

（二）市场注册

1、符合准入条件的新增经营主体参与市场交易前，需在江苏电力交易中心的交易系统(以下简称交易系统)完成注册工作，

成为合格经营主体。新投产的发电机组，在月末第四个工作日及之前完成入市申请并生效的，参加标的日期为次月及以后的电力交易并按照规定结算。对于月末第十个工作日及之前符合入市条件，但没有完成入市申请并生效的发电机组，自次月起按照交易规则进行结算；对于月末第十个工作日之后符合入市条件，但没有完成入市申请并生效的发电机组，自次月起按照交易规则进行结算。一类用户、售电公司按月参与市场。

2、常态化开展经营主体注册业务，经营主体应持续满足注册条件，否则不得办理交易相关业务。江苏电力交易中心要加强经营主体信息更新和资格审查。

3、加强二类用户身份认证管理，推进经营主体由法定代表人实名认证和授权本单位在职人员办理、认领和保管数字安全证书或电子营业执照，获得法定代表人实名认证和授权后方可使用数字安全证书或电子营业执照登录交易系统并办理相关业务。

（三）零售市场交易

1、售电公司和二类用户需在交易系统采用挂牌、协商、邀约等方式参与零售市场交易，由交易系统生成统一格式购售电合同文本，供交易双方自行下载、签订和上传，并完成交易。江苏电力交易中心以交易成交的电力零售套餐作为结算依据，对交易系统生成的购售电合同文本格式做好管理。

2、江苏电力交易中心常态化开展零售市场交易，二类用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司完成交易。零售市场交易的

最小交易周期为月度，最大交易周期不得超过售电公司履约保障凭证有效期限。未按要求经过法定代表人实名授权而签订多年交易周期零售合同的，2026年零售服务关系按零售合同交易周期自动顺延，2027年及以后零售服务关系，需法定代表人实名授权后再次确认。

3、购售电合同有效期内，售电公司和二类用户可通过自主协商变更、解除合同，其中二类用户次月（含2026年1月）执行合同最晚需在当月底前2个工作日完成交易，2026年1月起新参与市场的售电公司最晚需在2025年12月9日前完成至少一笔零售交易。

4、二类用户在交易系统办理市场注册、账号密码设置、平台登录、套餐下单、合同签订（变更、解除）等关键业务时，江苏电力交易中心需将办理情况告知法定代表人，确保二类用户入市知情、意愿真实。针对二类用户重置账号密码、套餐价格参数达到风险预警阈值、签订3年期及以上合同、零售套餐上调价格、合同解除等情形，需法定代表人再次确认。

5、二类用户解除合同或购售电合同到期，应及时参与后续市场交易，可与售电公司在购售电合同中约定自动续约等条款，确保合同到期后未完成下一个周期零售交易时，与原售电公司按自然月滚动延长零售服务关系，或由保底售电公司开展保底售电服务，直至完成下一个周期零售交易，防范合同到期参与市场中断风险。对于已参与市场交易的用戶，购售电合同未约定自动续

约的，如到期后既未作为一类用户与发电企业完成交易，也未作为二类用户与售电公司完成交易，视为改由电网企业代理购电。

6、加强零售套餐价格与履约保障凭证额度预警管控。二类用户可与售电公司约定不分时或分时零售套餐，应保持实际用电量一半以上与批发市场价格联动，其中与现货实时市场价格联动的实际用电量比例为10%左右。江苏电力交易中心做好对售电公司履约保障凭证额度跟踪预警，对额度达到预警的及时通知售电公司补缴，多次补缴不及时的适当提高补缴标准；做好零售套餐风险预警提醒，可参考批发市场交易价格，设定零售套餐价格参数预警阈值，交易达到预警阈值的由法定代表人再次确认，实际交易结算价格达到预警阈值的，再次告知法定代表人。

7、售电公司需对二类用户做好售后服务。二类用户可从套餐描述相符度、价格合理性等方面对已购套餐打分和评价，对当前正在执行的零售合同、待执行的零售合同向售电公司提出售后诉求，售电公司限期答复二类用户。针对售电公司售后数量、售后种类、答复时效等内容，江苏电力交易中心建立常态通报机制。对于售电公司售后服务态度恶劣、情节严重的，暂停新增二类用户签约资格1个月。

8、建立保底售电机制。售电公司存在符合《售电公司管理办法》保底售电服务启动条件的，江苏电力交易中心报省能源主管部门、能源监管机构同意后，启动保底售电服务。原则上所有售电公司均可申请成为保底售电公司，由江苏电力交易中心制定

保底售电服务具体方案，选取售电规模前20家作为保底售电公司，及时向经营主体公布，并做好保底售电服务组织实施。

9、提升零售市场信息透明度。积极拓展信息公开渠道，充分利用电力交易平台、e-交易App、微信公众号等渠道向二类用户普及政策规则基础知识，推送批发、零售交易均价等市场行情信息，促进零售市场信息向用户充分传导。

（四）年度交易

1、年度协商交易。2025年12月12、15、16日，各经营主体在交易系统中通过电子签的方式，完成年度协商交易合同电价和合同电量的申报与确认。年度协商交易分时段开展，交易双方自行约定全年各时段的量价。

2、年度挂牌交易。2025年12月11、17日，各经营主体在交易系统中开展年度挂牌交易。年度挂牌交易分时段开展，采用滚动撮合方式。

3、年度竞价交易。2025年12月11、17日，各经营主体在交易系统中开展年度竞价交易。年度竞价交易分时段开展，采用边际统一出清方式。

4、省电力公司及增量配电网企业应为符合条件的经营主体（含售电公司查询签约期内的二类用户）提供历史用电数据查询服务，委托电力交易中心代为发布。

（五）月度、月内交易

1、每月开展次月月度集中竞价交易前，各经营主体可协商

调整次月的年度交易合同分月计划，并在交易系统中确认。次月年度交易合同分月计划调增或调减的电量，交易系统自动平均分摊至合同后续月份，并作为后续月份分月计划，以此类推。调整年度分月计划不得修改已约定的电力曲线。

2、月度、旬集中竞价交易分时段开展，采用边际统一出清方式。结合全省调度用电历史数据，电力交易中心区分工作日、双休日和法定节假日（春节假期还需考虑前后七个自然日）明确月分日分解系数。

3、日以上分时段能量块交易按工作日滚动组织。

4、发电企业合同电量转让交易带曲线开展，经营主体自行协商每天每小时转让电量、电价。

（六）绿电交易

1、为更好满足我省用户购买、消纳绿电的需要，省内用户可洽谈签订多年期绿电购买协议（PPA）。协议签订后，电力交易中心及时组织在交易平台备案执行，不设交易窗口期。多年期绿电购买协议执行过程中，如双方协商一致，可在电力交易中心备案调整未执行部分的量价。

2、省内绿电交易采用分时段双边协商方式开展，参与绿电交易的售电公司应在交易前与二类用户达成意向性协议，明确本场绿电交易成交电量预分配给二类用户的电量（电力）、价格（包括电能量价格、绿色电力环境价值及偏差补偿）等信息或分配原则，售电公司各时段申报电量不得高于其签订的此次交易已预分

配的电量之和。交易出清后售电公司可对已成交电量的分配情况进行调整，但不得修改成交总量。售电公司单个批发合同可与单个二类用户关联，也可与多个二类用户关联。

3、售电公司每月可对年度及多年绿电交易的次月计划电量及分配情况进行调整，全年合同总量保持不变。每月计划总量为该售电公司已向二类用户分配的电量之和，调整年度分月计划不得修改已约定的电力曲线。

4、售电公司对绿电电量分配及调整工作均需二类用户确认后方可生效。

（七）分布式新能源聚合交易

分布式新能源聚合商、电源类虚拟电厂参与批发交易前，应首先通过电力交易平台与分布式发电主体建立服务关系，签订以月为最小周期的分布式电源购售电合同，合同应明确主体名称、关联户号、合同期限、费用结算、偏差处理方式、违约责任等内容。分布式新能源聚合商、电源类虚拟电厂在批发市场，以发电企业身份与电力用户、售电公司开展电力交易，进行批发侧结算。分布式发电主体在同一合同周期内仅可与一家聚合商或虚拟电厂确定聚合关系。

（八）安全校核和结算

1、年度、月度和旬交易后，省电力调控中心会同江苏电力交易中心做好各经营主体交易电量的安全校核工作。

2、现阶段，新能源机制电量不再开展其他形式的差价结算，

不重复获得绿证收益。绿电交易电量的绿证收益按当月绿电合同电量、扣除机制电量的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定。参加绿电交易的风电和光伏企业扣除机制电量的剩余上网电量或用户用电量低于绿电交易月度计划以致多笔合同不能全部兑现时，按照绿电交易合同分月电量比例拆分出每笔交易的上网侧和购电侧可结算电量后取小结算绿色电力环境价值。如电力用户提出小时级绿电溯源需求，经售电公司确认后，可优先拆分合同电量并按照小时级开展绿证收益结算。

3、具备分时计量条件后的分布式光伏、分散式风电直接或聚合参与市场交易的，按照市场规则结算。分布式光伏、分散式风电未直接或聚合参与市场交易的，默认接受市场形成的价格。

4、当零售套餐价格参照的交易品种未成交或尚未开展时，该交易价格按照如下顺序替代结算：用户侧现货结算月度算术均价、能量块交易月度加权均价、月度集中竞价出清加权均价、上月月度集中竞价出清加权均价、省内年度交易加权均价。

5、省电力公司及增量配电网企业应按照现货日清算要求，在T+1日将用户T日分时段电量数据传送给江苏电力交易中心，作为结算基础数据。省电力公司负责将发电企业、配电网公司的关口电能计量点的电量数据，传送给江苏电力交易中心，作为结算基础数据。

五、其他事项

1、江苏电力交易中心应在年度交易公告里发布全省典型负

荷曲线、全年光伏典型发电曲线，在月度交易公告里发布对应月份光伏典型发电时段、月分日分解系数等。

2、各经营主体应依法依规开展注册、交易、合同签订等工作，如发现失信或违规行为，将按照国家和我省相关规定处理。

3、省电力公司及增量配电网企业要建立与交易系统的接口，积极配好做好电力市场注册绑定及交易结算等相关工作。

4、加强电力市场履约监管。做好经营主体履约环境、市场竞争、合同履行、公共信用等监测预警和监管。江苏省公共信用信息中心通过交易系统见签中长期电力市场交易合同。江苏电力交易中心牵头做好经营主体信用评价工作。

5、各经营主体要严格落实《国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》（国能综通监管〔2024〕148号）文件要求，自觉维护公平公正电力市场秩序，规范交易行为，不得操纵市场价格，不得进行不正当竞争。市场运营机构要按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任。江苏电力市场管理委员会要充分发挥市场自律和社会监督作用，进一步强化市场内部自律管理，督促市场成员签订自律公约并规范执行。

6、执行中如遇国家政策调整，以国家最新政策为准。

(此页无正文)



江苏省发展和改革委员会办公室

2025年12月3日印发
