

江西省能源局文件

赣能运行字〔2025〕99号

江西省能源局关于做好2026年电力市场化 交易工作的通知

国网江西省电力有限公司，江西电力交易中心有限公司，各设区市发展改革委、赣江新区经发局、上饶市工信局，各经营主体：

为深入推进我省电力市场化改革工作，保障电力市场规范运行，根据《国家发展改革委 国家能源局关于做好2026年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2025〕1502号）、《电力现货连续运行地区市场建设指引》（发改能源〔2025〕1171号）、《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》（赣发改价管〔2025〕718号）等文件精神，现就做好2026年全省电力市场化交易工作通知如下：

一、经营主体

(一) 发电企业

现阶段，暂由以下电源参与电力市场化交易，后续将根据国家和省工作要求等情况适时调整电源入市要求。

1. 燃煤发电机组：符合市场准入要求和技术条件、纳入调度管理的公用燃煤机组全部参与市场。

2. 新能源机组：风电、光伏发电企业上网电量全部进入市场，按照《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》（赣发改价管〔2025〕718号）及其配套文件要求参与市场化交易。

(二) 电力用户

10千伏及以上工商业用户原则上要直接参与市场化交易（直接向发电企业或售电公司购电），暂无法直接参与市场化交易的由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场化交易。参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户，其统一社会信用代码在电网企业营销系统内关联的所有工商业用电户号及计量点均纳入市场化交易。

电力用户选择参与批发市场的，在同一合同周期内不得同时委托售电公司购电；电力用户选择参与零售市场的，在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，零售服务关系最短期为1个自然月。电力用户可按自然月自主选择参与批发、零售市场交易，同一自然月只能选择其中一种模式。

(三) 售电公司

须在电力交易机构注册生效、并持续满足注册条件，具备交易资格，按要求在交易平台披露相关信息；并按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）等相关规定，在参与交易前向交易中心提交足额履约保障凭证。

（四）新型经营主体

符合市场准入要求和技术条件的新型储能、虚拟电厂等新型经营主体，在江西电力交易中心注册生效后，可以根据自身情况自主选择发、用电侧经营主体身份参与市场化交易。虚拟电厂市场注册条件和流程、与聚合资源主体签订聚合服务套餐、参与电力市场交易事项按照省内虚拟电厂运营方案及电力市场相关规则、细则执行。

二、交易安排

2026年，江西电力市场深化中长期交易机制，继续开展现货市场连续结算试运行，进一步做好峰谷分时电价政策与电力市场的衔接、中长期市场与现货市场的衔接，保障电力市场平稳运行，力争年内现货市场转正式运行。

（一）中长期交易

为做好中长期市场与现货市场的衔接，采取分时交易模式开展中长期交易。交易周期分为年度交易、月度（多月）交易、月内交易，交易方式包括双边协商、集中竞价交易、挂牌交易及滚动撮合交易等。为充分发挥电力中长期合约保供稳价基础性作用，要求高比例签订电力中长期合同，市场化电力用户和燃煤发

电机组年度中长期合同签约电量不低于上一年用电量/实际上网电量的 60%，并通过后续月度（多月）、月内（日滚动）合同签订，保障全年中长期合同签约电量不低于 80%。鼓励新能源企业参与年度交易。中长期交易合同应明确交易电量、价格、结算参考点等关键要素。要结合发电企业分时段发电能力、用户侧容量需求、历史用电量等因素设置交易上限，避免明显超发、超用电量签约。

1. 年度交易。年度交易采用“集中竞价+双边协商”方式开展。集中竞价按时段组织，分解形成各月 48 时段电量、电价。各市场化电力用户和燃煤发电企业集中竞价交易达成的交易合同电量应不低于年度中长期交易合同电量的 5%，鼓励新能源企业参与集中竞价交易。进一步完善分时段交易模式，年度双边协商由购售双方自行约定，形成各月交易均价和分时电量。各经营主体次月交易开市前，经购售双方协商一致，在保持年度双边协商交易均价、各月交易总电量不变的情况下，允许通过电力交易平台调整次月年度双边协商交易分月合同的各时段电量、电价，各时段交易价格可参照省内峰谷分时电价或现货结算试运行期间价格进行协商（如制定省内中长期价格与现货价格衔接机制，按相关规定执行），形成次月 48 时段电量、电价。鼓励新能源通过双边协商交易参与年度绿色电力交易。

2. 月度（多月）交易。多月交易按月连续运营，在每月月度交易前采用“集中竞价、挂牌交易、双边协商”等方式开展，集

中竞价按时段组织分解形成各月 48 时段电量、电价，挂牌交易按曲线组织形成各月 48 时段电量、电价，双边协商交易按照经营主体提交的多月交易意向协议按需开展，经营主体根据自身需求通过多月交易调整合同电量。月度交易采用集中竞价、滚动撮合、挂牌交易方式开展，形成月度 48 时段交易合同。

3. 月内交易。各经营主体参与月内交易（日滚动交易）按照“D-2”日 48 时段交易模式开展，根据发电机组检修计划调整情况按需组织挂牌交易。“D-2”日交易采用集中撮合交易方式，交易双方申报 D 日至 D+9 日 48 时段电量、电价，电力交易平台汇总经营主体提交的统一集中申报信息每 15 分钟开展一次出清，按照交易价格顺序撮合成交，价格一致时按照比例出清电量。

（二）现货交易

采取集中式、全电量优化模式开展现货交易，实现日前市场与可靠性机组组合分开，发电侧“报量报价”参与现货交易，新能源、电力用户自愿参与日前市场。参与日前市场的电力用户，其申报量纳入日前市场出清，出清结果仅用于市场结算。新能源功率预测全量参与日前可靠性机组组合出清，出清结果仅用于实际执行。

（三）电网企业代理购电交易

原则上电网代理工商业用户、居民和农业用户应分别参与市场。国网江西省电力有限公司分别预测代理工商业用户用电规模、居民和农业用电规模、优先发电规模，当居民和农业时段用

电量大于优发对应时段电量时，不足部分通过市场化方式采购，接受市场价格。

电网代理工商业用户、居民农业用户以“报量不报价”方式，参与年度、月度（多月）交易、月内（日滚动）挂牌交易。年度交易价格形成方式为发、用侧年度双边协商交易与集中竞价交易加权平均价；月度（多月）、月内交易价格形成方式为月度（多月）市场加权平均价。

（四）新能源交易

现阶段，机制电量不再开展其他形式的差价结算，相关电量同步计入用户侧签约比例，合同价格明确为现货实时市场统一结算点电价。在月度交易前，江西电力交易中心根据电网企业提供的次月机制电量曲线，按照用户侧次月年度、多月交易各时段的分月合同电量占比（2026 年 1 月按照用户侧预测电量占比），将机制电量曲线分解至用户侧各经营主体并发布，用户侧各经营主体扣减其对应的机制电量曲线后参与市场化交易。

原则上集中式新能源的机制外电量均应参与市场化交易，可自愿选择参与绿电交易。支持分布式新能源直接或通过聚合方式参与市场交易，对于未直接或聚合参与的，暂作为价格接受者参与市场交易，价格接受月度发电侧实时市场同类型项目价格，探索可溯源的 220kV 节点实时市场同类项目价格结算方式。鼓励分布式新能源机制外电量直接或聚合后，与同一 220kV 配电网内的电力用户通过电力交易平台开展分时绿电交易。

（五）零售市场交易

零售电力用户需按照相关要求完成市场注册、零售合同签订等工作。江西电力交易中心以经营主体通过电力交易平台签订的零售合同（套餐）作为结算依据。已参与市场化交易的零售电力用户未及时签订新的零售套餐，结算方式参照批发电力用户，具体详见结算实施细则。执行峰谷分时电价政策的零售电力用户，应与委托代理售电公司签订分时零售套餐，保障批发市场交易价格有效传导。

三、交易价格

（一）燃煤发电市场交易价格按照《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）和《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）等有关规定执行。鼓励中长期合同双方签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制，煤电年度中长期合同约定一定比例电量反映实时供需的灵活价格，具体联动时点和比例视情另行明确。

（二）参与电力市场化交易的工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。输配电价、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

（三）电网企业公布的电网代理工商业购电价格由当月平均上网电价和历史偏差电费折价组成。其中，当月平均上网电价按

照电网代理工商业用户年度、月度交易合同加权平均价执行，历史偏差电费折价按照电网代理工商业用户每月实际应承担的购电费与已结算购电费之差，由电网代理工商业用户按月分摊或分享。若价格主管部门有规定，从其规定。

（四）绿色电力交易价格根据供需关系市场形成，绿色电力交易价格应在对标燃煤市场化均价基础上，进一步体现绿色电力的环境价值，在成交价格中分别明确绿色电力的电能量价格和绿证价格。

（五）现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。经营主体在参与交易前选择结算参考点，按年自行选择为实时市场任一节点或统一结算点，默认为统一结算点。

四、工作要求

（一）强化交易组织协同。省能源局会同国家能源局华中监管局对各经营主体进行日常监督管理，维持市场正常秩序。江西电力交易中心统筹做好注册、零售套餐签订、各类交易实施等工作，在12月中下旬组织开展年度交易。江西电力调控中心做好现货市场及辅助服务市场运营，保障电网安全运行和电力平衡，完善现货及辅助服务技术支持系统建设。国网江西省电力有限公司做好电网代理购电等工作，持续升级完善计量等功能，为交易工作提供有效支撑，同时结合电网实际运行情况、历史净负荷曲线和供需形势，提出新能源同类型机组典型曲线、市场化电力用

户及电网企业代理工商业用户日常典型曲线和重大节假日（春节、“五一”国际劳动节、国庆节）典型曲线、居民农业市场化采购典型曲线、日常与重大节假日期间的用电比例系数等建议，经江西省电力市场管理委员会审议通过，并报电力监管机构、政府主管部门审定后，通过电力交易平台进行发布。

（二）强化市场运行监测。市场运营机构要认真分析研判电力市场运行态势，密切跟踪电力市场价格变化，动态评估电力市场交易风险，及时提出市场运行参数建议，做好市场监控和风险预警防控。要及时做好现货结算试运行结算数据的分析与测算，将上月情况报送至政府主管部门、电力监管机构。根据现货市场风险状况，研究探索适当提高履约保函（履约保证保险）标准。如市场出现剧烈波动或突发情况，将调整或暂停交易，保障电力平稳运行。

（三）强化市场合规经营。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）要求，进一步规范市场经营，不得操纵市场价格，不得利用市场力或串通其他经营主体在电力市场中进行排他性行为、不正当竞争。同一投资主体控股的售电公司，全年代理用户参与市场化交易电量原则上不得超过全省市场化交易电量的20%（不含电网企业代理购电电量）；拥有售电公司的发电集团与本集团售电公司的总交易规模原则上不得超过其市场化交易电量的20%。

本通知适用于 2026 年市场化交易，执行中如遇问题，请及时向省能源局报告，或与江西电力交易中心联系。如遇国家出台市场化交易相关政策，或省内峰谷分时电价政策如有调整，遵照最新政策规定执行。



抄送：国家发展改革委经济运行调节局、国家能源局华中监管局。

江西省发展改革委办公室

2025年12月19日 印发
