

湖北省能源局文件

鄂能源调度〔2024〕62号

省能源局关于印发《湖北省 2025 年电力中长期交易实施方案》的通知

各市（州）发改委（能源局）、经信局，国网华中分部、国网湖北省电力有限公司，有关发电企业、电力用户、售电公司，湖北电力交易中心：

为深入贯彻党的二十届三中全会关于深化能源体制机制改革精神，服务全国统一电力市场建设大局，积极稳妥推进湖北电力市场改革，现将《湖北省 2025 年电力中长期交易实施方案》印发给你们，请遵照执行。

附件：湖北省 2025 年电力中长期交易实施方案

(此页无正文)



抄送：国家能源局华中监管局

附件

湖北省 2025 年电力中长期交易实施方案

一、电力中长期直接交易

(一) 市场主体

1. 发电企业

火电企业：统调公用燃煤、统调燃气、统调自备燃煤（上网电量部分）发电机组；陕武直流配套燃煤发电机组。火电企业中长期交易均以机组为交易单元。

新能源发电企业：接入公用电网的集中式新能源场站。其中 110 千伏及以上新能源场站须直接参与中长期及现货交易；110 千伏以下新能源场站可直接参与市场交易或作为价格接受者，直接参与中长期交易后须报量报价参与电力现货交易，未直接参与交易的作为价格接受者，执行当月无保量保价电量比例的风电（光伏）市场化结算均价。分布式新能源按国家有关政策执行。

2. 售电公司、负荷型虚拟电厂

售电公司注册、运营、退出等，按照国家及省内有关要求执行。负荷型虚拟电厂注册、信息变更、注销等流程，初期参照《售电公司管理办法》执行。负荷型虚拟电厂注册同时应满足可调节能力应不低于 10 兆瓦、连续调节时间不低于 1 小时条件。电力

用户在同一合同周期内仅可由一家售电公司或负荷型虚拟电厂代理其参加电力中长期、现货市场交易。负荷型虚拟电厂参与电力中长期交易与售电公司保持一致。

同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司、负荷型虚拟电厂，全年市场化电量不得超过全省市场化总电量（不含电网企业代理购电电量）的 20%。

3.电力用户

原则上用电电压等级 10 千伏及以上工商业用户直接参与市场交易，鼓励 10 千伏以下工商业用户参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电。

已选择市场交易的电力用户，原则上不得自行退市。无正当理由退市的电力用户由电网企业保障正常用电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。

电力用户可选择参与批发市场，即与发电企业直接交易，也可选择参与零售市场，即通过一家售电公司（负荷型虚拟电厂，下同）代理交易，但仅可选择一种代理方式。

（二）交易类型

2025 年湖北省电力中长期交易类型包括：年度交易、月度交易、月内短周期交易和日滚动交易。其中仅年度交易可采取双边协商方式，其余交易均采取集中竞价（边际出清）方式。双边

协商交易在年度集中交易完成后开展，双边协商总成交电量不超过 20 亿千瓦时，批发用户、同一（单一）投资主体（含关联企业）控股的售电公司双边协商成交电量不超过 4 亿千瓦时。适时探索开展发电企业集中竞价报价同质性检测。

（三）交易品种

2025 年湖北省电力中长期交易主要包括：常规电能量交易与绿电交易。火电企业参与常规电能量交易，新能源发电企业可同时参与常规电能量交易与绿电交易。

新能源发电企业基于集中竞价成交电量和电价开展绿电交易，可将成交电量分为常规电量与绿电交易电量，其中绿电交易电量部分新能源企业可与有绿电交易需求的电力用户通过双边协商方式明确该部分电量的绿色电力证书（简称“绿证”）价格，形成绿电交易合同。湖北电力交易中心组织相关发电企业和电力用户在北京电力交易中心 e-交易平台进行确认。为更好满足市场主体绿电需求，继续全面放开跨省跨区绿电交易。

（四）交易规模

1.火电企业全年中长期交易电量规模不设上限，风电、光伏发电企业各月中长期交易净合约电量（含绿电交易）折合利用小时数分别不超过 35、60 小时。发电企业各小时交易电量不超出其额定发电能力。

2.统调公用燃煤机组年度交易申报电量折合利用小时数应

不低于 1500 小时。同厂区内，凡有机组年度交易申报电量折合利用小时数低于 1500 小时的，除电网安全需要外，均不得申报为必开机组。

3.电力用户应严格按照国家有关政策要求，通过年度、月度、月内短周期、日滚动交易，确保中长期合同电量不低于实际用电量的 95%。其中，批发用户、售电公司月度和月内短周期交易各小时买入（卖出）电量之和原则上不超过年度交易分月对应小时电量的 30%；日滚动交易各小时买入（卖出）电量不超过年度、月度、月内交易对应该小时电量的 30%。2024 年新增、扩容用户或用电量较上年发生较大变化的电力用户，可于年度交易前，向交易中心提出 2025 年用电计划说明，作为年度采购电量测算基数。

4.为更好服务市场主体需求，降低售电公司在春节、劳动节、国庆节长假期间偏差结算风险，2025 年 2、5、10 月份除开展常规月度交易外，增开月内短周期交易，交易标的为该月非法定节假日合同电量。

5.线损电量纳入交易范畴，综合线损率为 4.79%，发电侧合同电量=用户侧合同电量/（1-综合线损率）。

（五）全时段交易

2025 年湖北省各类中长期交易均采用 24 小时全时段交易方式开展，根据各小时交易结果形成各市场主体中长期合同曲线。

发电企业及批发用户、售电公司应参与 24 小时全时段交易。

（六）交易价格

1.年度、月度、月内短周期交易

火电机组年度、月度、月内短周期交易各小时申报价格允许范围为燃煤基准价 $\times (1\pm 20\%)$ - 容量电价，容量电价标准由省级价格主管部门确定；年度、月度、月内短周期、日滚动交易完成后，火电机组各小时中长期合同均价与容量电价之和不超过燃煤基准价 $\times 120\%$ ，超出部分按月回收，并由全体市场化用户（不含代理购电用户）按用电量占比分享，售电公司不得截留。

年度、月度、月内短周期交易各小时成交价格不超出火电机组申报价格允许范围。

2.日滚动交易

现货运行期间，日滚动交易各小时限价与现货市场申报价格上下限保持一致。现货未运行期间，日滚动交易各小时限价与年度、月度、月内保持一致。

（七）兜底保障机制

年度、月度、月内短周期集中交易出清后，对用户侧申报价格不低于市场出清价格的电量中未成交部分按各燃煤发电机组该小时年度、月度、月内短周期已成交电量占比进行分摊，价格执行该小时集中交易已成交电量均价。

年度集中交易出清后，对用户侧申报价格低于市场出清价格

的未成交电量实行兜底保障。兜底保障电量按各燃煤发电机组该小时已成交电量占比进行分摊，用户侧兜底保障电量电价为该小时集中交易已成交电量均价+10元/兆瓦时，发电侧兜底保障电量电价为该小时集中交易已成交电量均价-10元/兆瓦时。发、用两侧因兜底保障形成的价差空间由全体市场化用户（不含代理购电用户）按用电量占比分享，售电公司不得截留。

（八）结算价格

发电企业、售电公司中长期合同结算电价执行市场化交易合同电价。执行工商业分时电价的批发用户和零售用户与电网公司进行结算时，分时电价以其市场化交易购电价格为基准进行浮动，电价浮动比例按照省级价格主管部门相关文件执行，不分时用户各时段电价浮动比例为1。

1.发电侧结算

发电企业中长期结算价格按中长期合同执行。对新能源企业当月中长期合同电价较政府核准的上网电价上浮部分予以暂留。

2.批发用户结算

批发用户各小时市场化交易电量结算电价=其该小时市场化交易购电均价×该小时对应的分时电价浮动比例。现货运行期间，批发用户各小时市场化交易购电价格为其该小时中长期及现货购电综合结算均价。

3.售电公司结算

现货市场未运行期间，售电公司中长期购电费用按其与发电企业签订的中长期合同结算；现货市场运行期间，售电公司中长期合同以内电量按照按其与发电企业签订的中长期合同结算，偏差电量接受现货价格。售电收入按零售合同购电价格结算。服务费另计。

4.零售用户结算

零售用户各小时市场化交易电量结算电价=零售合同约定的该小时购电价格×该小时分时电价浮动比例+固定服务费。

（九）零售服务价格机制

零售服务价格机制分为代理售电公司联动模式和批发市场联动模式。

1.代理售电公司联动模式

代理售电公司联动模式指零售用户购电价格 50%按照其绑定的售电公司该小时中长期交易合同均价结算，50%按照其绑定的售电公司该小时中长期及现货交易综合结算均价结算。即：零售用户某小时购电价格=50%×零售用户绑定的售电公司该小时中长期交易合同均价+50%×零售用户绑定的售电公司该小时中长期及现货综合结算均价。现货市场未运行期间，零售用户某小时购电价格为零售用户绑定的售电公司该小时中长期交易合同均价。

2.批发市场联动模式

批发市场联动模式是指零售用户购电价格 50%按照批发市场该小时中长期交易合同均价结算，50%按照批发市场该小时中长期及现货综合结算均价结算。即：零售用户某小时购电价格=50%×批发市场该小时中长期交易合同均价+50%×批发市场该小时中长期及现货综合结算均价。现货市场未运行期间，零售用户某小时购电价格为批发市场该小时中长期交易合同均价。

两种模式下，售电公司与零售用户应约定单位电量固定服务费，固定服务费范围为 1-10 元/兆瓦时，固定服务费不参与分时浮动。

电力交易机构可根据市场需求，经省能源局审核同意后，逐步推出新的零售服务价格机制。

（十）合同签订

各类市场交易合同在湖北省信用机构见证下签约，保障电力中长期合同顺利履行。市场主体均应在湖北电力交易平台上规范签订电子化市场交易合同。

（十一）履约保函、保险

为进一步做好售电侧管理，防范现货市场风险，保障市场平稳有序运行，提高履约保函、履约保险等履约保障凭证额度，并与市场主体运营评价予以挂钩。对最近一次运营评价为 AAA、AA、A 类的售电公司履约保函、履约保险额度分别按国家有关标准上浮 20%、30%、40%执行，其他售电公司按上浮 50%执行。

二、电网代理购电交易

电网企业应分别预测居民农业和代理购电工商业用户用电负荷曲线，综合考虑电网综合线损率、执行保量保价的优先发电电量等因素，合理确定居民农业和代理购电工商业用户各小时采购燃煤合同电量，价格按照当月月度集中竞价交易加权平均电价确定。

湖北电力交易中心按照各燃煤发电机组优先消纳发电计划占比将居民农业和代理购电工商业用户采购燃煤合同电量分解至各机组并挂牌。发电企业应按分解合同电量及时摘牌，逾期未摘牌电量由其他燃煤机组按装机容量分摊。发电机组一年内累计三次未摘牌的，取消其该年度后续代理购电交易资格。现货运行期间，电网代理购电偏差电量接受现货价格，由此产生的损益由全体工商业用户分摊（分享）。生物质耦合发电企业可选择直接或与其母体一起参与代理购电交易。

三、电力需求侧响应交易

2025 年电力需求侧响应资源通过市场竞争形成，其注册、申报、出清结果发布等均在交易平台完成。按程序批准并以市场化方式开展需求侧响应后形成的资金，按照“谁产生、谁受益、谁承担”原则，优先由各统调燃煤发电机组按当日受阻容量占全省最大需求侧响应电力的比例承担，剩余部分纳入现货市场其他市场运营费用。需求侧响应资金“月清年结”，全年总额不超过 2

亿元，单月不超过 1 亿元，超出后等比例缩减响应补贴标准。参与需求侧响应不影响各类市场主体交易模式（代理购电用户参与需求侧响应可继续保留其现有代理购电身份）。

四、相关要求

（一）省电力公司和湖北电力交易中心及各市场主体应依照国家及省内相关规定，强化完善信息披露，进一步提高市场信息透明度，满足市场要求。湖北电力交易中心于每月 15 日前在平台公布上月全省零售用户各小时平均购电价格、服务费均价，零售用户 24 小时购电价格算术均值较小的前 5 家售电公司。现货运行期间，电力调度机构不再单独开展中长期交易安全校核。市场运营机构要强化市场交易实时动态监控，优化完善市场预警机制，遇特殊情况及时上报。

（二）零售用户应在合同中明确是否授权售电公司可查询 2024 年 1 月 1 日以来历史用电曲线，省电力公司与电力交易中心做好相关服务。未签订批发或零售合同的市场化用户该小时电费按照批发市场侧该小时平均购电价格乘以分时电价浮动比例结算，第二个月起按 100 元/兆瓦时标准加价考核。

（三）湖北电力交易中心作为市场主体注册工作的责任单位，要加强政策宣传培训，做好市场主体持续性满足注册条件的相关管理工作。原则上电网企业与电力交易机构同步办理市场主体注册、注销等业务，确保业务办结生效时间一致，具体流程由

国网湖北省电力有限公司会同湖北电力交易中心制定。为进一步服务市场用户需求，湖北电力交易中心可在地市设立市场化服务站，开展绿电政策宣传、零售套餐签约指导、签约意愿真实性核实等工作。年度交易开市前，湖北电力交易中心应至少提前 5 个工作日发布公告；月度、月内等其他交易，湖北电力交易中心应至少提前 2 个工作日发布公告。

（四）湖北电力交易中心负责将市场交易合同报省能源局备案，并在每场交易完成后三个工作日内向省能源局报告交易情况，每月 15 日前向省能源局报告上月市场交易总体情况及上月结算情况，各类交易结果同步抄送省电力公司。湖北电力交易中心年度清算工作应于次年 2 月底之前完成，并将清算情况报省能源局。

（五）省能源局将会同华中能源监管局加强市场监管，建立完善市场运营评价体系，对存在非法侵害用户权益、恶意扰乱市场秩序、串通操纵市场等行为的，相应降低其信用评分，并依法依规追究相关市场主体责任。当市场运行出现较大风险时，省能源局可视情况暂停、调整或中止交易。

本方案发布后，如遇国家和我省相关政策变动则相应调整。现货市场结算试运行期间，与本规则相冲突的，按现货市场试运行规则执行。