

山西省能源局文件

晋能源规〔2022〕2号

关于印发《2023 年全省电力市场交易 工作方案》的通知

各市能源局，国网山西省电力公司、山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各发电集团及有关发电、售电、用电企业：

为深入推进适应能源结构转型的电力市场化建设，贯彻落实国家和我省有关文件精神，做好 2023 年全省电力市场交易组织工作，省能源局会同相关部门及单位研究制定了《2023 年全省电力市场交易工作方案》，经报省人民政府同意，现予印发，请遵照执行。

(此页无正文)



(此件主动公开)

2023 年全省电力市场交易工作方案

为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《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)、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2022〕129号)有关要求,推进适应能源结构转型的电力市场机制建设,依据国家和我省电力市场相关交易规则,结合我省电力市场建设实际,制定本工作方案。

一、交易规模

2023年除居民、农业用电外,全省工商业用电全部参与电力市场交易,交易规模预计在1600亿千瓦时以上。

二、市场主体

发电企业:符合准入条件的现役省调燃煤机组、燃气机组、光伏发电(暂不含分布式光伏和扶贫光伏)、风电机组(暂不含分散式风电)、抽水蓄能电站。鼓励地方燃煤电厂、生物质发电及小水电等自主申报参与电力市场。待国家和我省绿证交易、绿电交易机制进一步完善后,适时推动平价新能源项目参与电力市场交易。

电力用户:鼓励全体工商业用户直接参与市场交易,暂未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。

售电公司：按照国家和我省相关规定参与电力市场交易。

三、交易安排

2023年，继续开展现货市场连续结算试运行，加快完善机制建设，优化市场衔接，规范市场管理，推动我省电力现货市场尽快迈向正式运行。

（一）批发市场

1.中长期交易分为战略性新兴产业用电交易和普通用户用电交易两个序列。列入省工信厅可参与战略性新兴产业用电交易的备案企业名单的用电，允许参与战略性新兴产业用电交易；其他入市用户（包括榆林供电公司用电）参与普通用户用电交易。

2.普通用户用电交易按年度、季度（多月）、月度、旬、日为周期组织交易。其中年度、季度交易分月组织，交易方式、时序及成交量约束等按照我省电力市场相关交易规则执行。年度、季度（多月）、月度、旬集中交易价格上下浮动原则上均不超过燃煤发电基准价的20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。年度、季度（多月）双边合约价格经购售双方协商一致后，可按月调整。

3.战略性新兴产业用电交易按照月度、旬为周期开展，在普通用户用电交易之前组织，交易采用典型曲线（由战略性新兴产业用电历史曲线计算形成）；待交易平台具备条件后，以挂牌交易方式组织分时段（24个时段）交易，用户侧中长期曲线偏差约束、

超额获利约束等按照有关交易规则执行。战略性新兴产业用户侧（含售电公司）只能在参与战略性新兴产业用电交易的用电侧市场主体之间通过零差价转让合同处理偏差，发电侧战略性新兴产业用电交易合约转让不限于参与战略性新兴产业用电交易的发电企业。

4.电网企业代理购电继续按照现行政策规定和交易规则执行，以挂牌交易方式参与年度交易、月度交易，并根据保障性优先发电量、代理购电量预测及月内实际执行情况，组织开展代理购电月内交易。

5.具备分时计量条件的低压用户、电信基站等（含售电公司代理）直接参与现货市场，通过售电公司代理时，暂不参与零售分时交易。暂不具备分时计量条件的低压用户、电信基站以及榆林供电公司用电暂不直接参与现货市场，继续按照现行交易规则参与中长期交易并开展结算。

6.积极推动建立公平充分竞争的市场机制，逐年提高火电企业参与中长期交易的供需比 K 值，2023 年原则上不低于 1.1，具体由山西省电力市场管理委员会提出并报省能源局，由省能源局会同山西能源监管办研究确定。

7.完善适应高比例新能源的现货市场机制。研究推动新能源企业以报量报价方式参与现货市场，对报价未中标电量不纳入弃风弃光电量考核，具体按照有关交易规则执行。根据实际运行情

况，持续优化独立储能、虚拟电厂等新兴市场主体参与现货市场机制。研究出台新型储能共享容量租赁交易机制。健全市场调控措施，保障现货市场年度、季度均价在合理范围内运行，允许现货价格短期波动，激发各类资源灵活性和调节能力，促进新能源消纳和电力保供。

8.按年度、季度、月度、月内为周期开展省内绿电交易，鼓励平价新能源项目自愿参与交易，带补贴的新能源项目按照国家相关政策规定参与交易。探索绿电交易与中长期普通分时段交易融合统一开展，在成交价格中分别明确绿色电力的电能量价格和绿色环境价值。

（二）零售市场

1.2023 年，普通零售用户统一通过线上零售交易平台自主选择零售套餐向售电公司购电；战略性新兴产业零售用户在电力交易平台与售电公司绑定购售电关系、按月约定月度结算方案购电，后续具备条件后通过线上零售交易平台向售电公司购电。

2.参与战略性新兴产业用电交易的售电公司应按照相关规定公开遴选。

3.除国家规定不执行峰谷电价的用户外，参与现货市场的 10 千伏及以上电压等级非战略性新兴产业用电交易零售用户（多电压等级市场主体按最高电压等级）须与售电公司签订分时零售交易合同。

4.完善售电公司信用评价管理办法和综合服务能力评价标准。推进信用评价结果应用，建立售电公司信用评价等级与履约保障凭证挂钩机制。

四、优化各类市场衔接机制

做好中长期交易与现货交易衔接，在高比例签订旬及以上中长期合约的基础上，逐步放宽短期（日滚动）交易的成交量约束及价格限制，允许市场主体灵活调整合约，规避现货价格波动风险。强化电能量市场与调频、备用等辅助服务市场衔接，加快技术创新，研究推动电能量市场与辅助服务市场联合优化出清，提高市场运行经济性。优化批发市场与零售市场衔接，鼓励售电公司结合批发市场形成的分时价格，制定分时零售套餐，引导用户侧灵活资源参与电力平衡。完善省内交易与省间交易衔接，省内发电企业要切实承担责任，在保障省内电力供应的基础上，积极参与省间外送交易。

五、落实消纳责任权重制度

各市场主体应完成所承担的可再生能源消纳责任权重任务，鼓励售电公司和电力用户消费绿电，驻晋央企和省属国有企业、高耗能企业要带头使用绿电。企业可再生能源消费量以本企业持有的当年度绿证作为相关核算工作的基准，鼓励企业购买省内新能源企业的绿证。

六、相关工作要求

(一) 加强政策宣传培训工作。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对我省电力市场建设的宣传报道，通过网页端、移动端及纸质宣传材料等多种渠道，以漫画、宣传册、短视频等，引导广大市场主体了解市场、参与市场、建设市场，推动市场健康发展。各市能源局重点引导用电企业了解和掌握电力零售平台功能及相关零售套餐内容，结合企业实际，科学选择合理的零售套餐。

(二) 做好市场信息披露工作。省电力公司、山西电力交易中心要主动作为，认真研究电力零售市场信息披露管理工作，合理扩大信息披露范围，丰富信息披露方式，尽可能减少市场信息不对称现象，全面提升电力零售市场透明度，保障零售用户合法权益。

(三) 强化市场风险监测工作。建立月度市场运行风险监测评估机制，由第三方机构和相关专家定期分析市场供需形势、价格波动、盈亏情况等，开展市场力监测和风险辨识，形成市场运行监测分析报告并报送省能源局、山西能源监管办，协助省能源局提前准确研判市场形势，了解市场风险，及时提出调控措施。

本《方案》有效期为 2023 年 1 月 1 日 ~ 2023 年 12 月 31 日。

抄送：国家发展改革委、国家能源局，省人民政府，省发展改革委、
山西能源监管办。

山西省能源局

2022年12月10日印发
