

## 附件 2

# 《山东电力市场规则(试行)》（征求意见稿） 编制说明

为贯彻落实《中共中央国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》、《电力市场运行基本规则》（国家发改委 2024 年第 20 号令）、《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）等文件部署，深化电力市场化改革，完善电力市场规则体系，规范电力市场运营管理，国家能源局山东监管办公室会同山东省发展和改革委员会、山东省能源局，组织市场运营机构、电网公司、有关经营主体在总结山东电力市场运营经验的基础上，对原《山东电力市场规则（试行）》进行了修订，形成新版《山东电力市场规则(试行)》（征求意见稿）。有关情况如下：

### 一、山东电力市场建设情况

山东电力市场建设以国家顶层设计思路为指导，积极融入全国统一电力市场，在遵循电力系统运行规律和市场经济基本规律的基础上，及时梳理总结经验，持续深化改革创新，电力市场建设取得积极进展和显著成效。

一是市场体系清晰完整。坚持市场建设一体化设计、系统性

推进，构建了“中长期+现货+容量补偿+辅助服务+零售”协同有序的市场体系，形成“一个市场、一本规则”，各项市场功能定位明晰，交易品种衔接有序。

二是市场架构公平开放。山东基本构建了火、风、光、核等全类型发电主体、全体工商业用户和新型储能、抽水蓄能、虚拟电厂等新型经营主体共同参与的电力市场，主体多元、竞争有序的电力交易格局基本形成。在市场机制引导下，经营主体类型全、交易规模大、开放程度高，火电机组 209 台、核电机组 2 台、集中式新能源场站 587 座、抽水蓄能机组 7 台、独立储能 46 家、虚拟电厂 17 家和全省 443 万户工商业用户（4.18 万户由 212 家售电公司代理、批发用户 11 家、其他工商业用户由电网企业代理）参与市场交易。2024 年市场化结算电量达 4219 亿千瓦时，位居全国前列。

三是市场成效逐步显现。山东电力现货市场不间断运行 929 天并于 2024 年 6 月 17 日转入正式运行，市场体系安全可靠，特色机制实用高效。市场机制充分发挥价格发现作用，高峰高电价充分激励供需紧张时期电源顶峰发电意愿，低谷低电价引导新能源大发时段调节性资源主动调峰、用户主动填谷，有效激励了源荷两侧共同参与电网调节，市场支撑能源保供和能源结构转型成效显著。

## 二、规则修订背景及过程

近年来，国家发展改革委、国家能源局陆续出台《电力市场

运行基本规则》及配套细则，从国家层面构建了电力市场运行的基本框架，统一规范电力市场的市场注册、计量结算、信息披露等环节。2025年2月，国家发改委、国家能源局对新能源上网电价市场化改革工作进行了全面部署，明确价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体工作要求。山东始终以保障能源安全、推动能源转型作为市场建设的出发点和落脚点，坚持边运行、边完善、边提高，结合山东电力运行和市场建设实际，将国家改革政策与规则要求在山东电力市场规范落地。

2025年2月起，山东能源监管办会同山东省发展改革委、山东省能源局组织市场运营机构、市场成员、电力市场管理委员会等单位，就涉及新能源参与市场方式、新型经营主体参与市场、发电机组运行成本补偿与容量补偿等市场关键机制、市场运营主要业务流程等逐一进行研究，多轮组织集中工作，充分吸收意见建议，凝聚各方共识，在此基础上，对原《山东电力市场规则(试行)》进行了修订。

### **三、规则修订重点内容**

新版《山东电力市场规则》（征求意见稿）共21章，680条，分别为：总则、市场成员、市场构成与价格、中长期市场运营、现货市场运营、日前市场交易组织、可靠性机组组合及发电计划、日内市场交易组织、实时市场交易组织、辅助服务市场运营、零售市场运营、计量、市场结算、市场力行为监管、信息披

露、风险防控、市场干预、电力市场技术支持系统、争议处理、法律责任、附则。重点修订内容概括如下。

### （一）健全适应新能源全面入市的现货市场运行机制

优化日前市场组织流程。日前市场经济出清与日前可靠性机组组合分开，新能源和用户自愿参与日前市场经济出清，全电量参与可靠性机组组合。经济出清仅反映市场供需和资源成本，价格信号更纯粹；可靠性机组组合脱离市场报价影响，保障机组组合及发电计划与实际需求充足匹配。

日内市场常态化开市。每日0点至24点、8点至24点、15点至24点三个时段定时开展日内市场出清，适应新能源高比例接入下电力平衡的波动性，根据日内最新预测优化灵活性资源出力，进一步发挥市场优化资源配置作用。

加强省内市场与省间市场衔接。调整省内现货市场组织流程，增加省内日前市场预出清环节，衔接省内新能源参与省间电力外送，支撑构建多层次全国统一电力市场体系。

### （二）建立用电侧报量报价参与现货市场机制

推动用户侧按节点报量报价参与现货市场。日前市场由“发电侧报量报价、用电侧报量不报价”调整为“发电侧报量报价、用电侧报量报价”，由发电侧单边定价向发用两侧双边定价转变，增强了用户侧在日前市场的议价能力。

探索居民农业用户电量参与市场方式。明确居民农业用户的偏差电量按照现货价格（实时市场均价）结算，为保障居民农业

用电价格稳定产生的新增损益（含曲线偏差电费），由全体工商业用户分摊或分享。

### （三）畅通分布式新能源等各类新型经营主体参与市场路径

明确分布式新能源参与市场机制。规则明确分布式新能源可选择以直接报量报价、虚拟电厂聚合或作为价格接受者三种方式参与现货市场，在分时计量条件不具备前，明确其96点曲线的计量拟合规则，以满足结算要求。

完善虚拟电厂分类和参与市场方式。虚拟电厂根据聚合资源类型分为分布式发电类、分布式储能类、负荷类等类型，明确同一聚合单元所聚合资源应在同一节点。

健全储能参与调频市场、电能量市场衔接机制。拓展独立储能应用场景，推动其分时复用，提升其利用效率。

抽水蓄能电站考虑系统需求预留事故备用水位，按机组全量报量报价参与现货市场。

增加电动汽车充电设施、智能微电网等新型经营主体注册、交易组织、结算等条款。

### （四）健全完善发电成本补偿、容量补偿机制

优化机组运行成本补偿机制。将补偿范围由现行因电网安全约束开机扩展至补偿按出清计划开机的直调公用火电机组，合理补偿火电运行机组市场化收益无法覆盖的发电成本，发挥火电基础保障性作用，保障机组正常运行，服务能源安全保供。

完善容量补偿模式和标准。由用户侧固定价格收取、发电侧

按有效容量分配的“以收定支”模式，调整为发电侧根据机组有效容量和容量补偿标准计算容量电费，用户侧按用电量比例分摊的“以支定收”模式。

#### （五）优化电能量、绿电交易等结算机制

电能量市场结算公式由增量结算改为差价结算。实时分时电量按实时市场价格结算，中长期合约电量按合约电价与结算参考点现货电价的差值结算。

明确中长期交易结算参考点选取方式。交易双方可自主选择实时市场或日前市场任一节点或统一结算点作为中长期结算参考点。现阶段，集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等场内交易的中长期结算参考点暂选为实时市场用户侧统一结算点。

增加绿色电力交易、容量补偿与电能量交易衔接的结算条款，明确发电侧主体电费包含绿证部分结算费用、容量补偿费用、电能量电费、市场运行费用、辅助服务费用和调整退补费用等。

#### （六）规范统一经营主体档案信息管理

针对参与电力市场的各类经营主体，明确在市场注册、交易组织、结算、信息披露等市场关键环节的注册单元、交易单元、结算单元等基础数据实现统一规范。推动解决电力市场运营机构、电网企业在市场注册、调度运行、交易组织、交易结算等环节基础档案不一致等难点、堵点问题。