

河南省发展和改革委员会文件 国家能源局河南监管办公室文件

豫发改电力〔2022〕533号

河南省发展和改革委员会 国家能源局河南监管 办公室关于印发《河南省电力市场运营 基本规则（试行）》的通知

各省辖市发展改革委，济源示范区发改统计局、郑州航空港区管委会经济发展局，国网河南省电力公司、河南电力交易中心有限公司，各电力市场主体，有关单位：

为深入贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）等文件精神，加快我省电力现货市场建设，规范我省电力市场运营和管理，我

们组织制定了《河南省电力市场运营基本规则（试行）》，现印发给你们，请认真贯彻执行。

附件：《河南省电力市场运营基本规则（试行）》

河南省发展和改革委员会



国家能源局河南监管办公室

2022年6月24日



附 件

河南省电力市场运营基本规则（试行）

第一章 总 则

第一条 【概述】为规范河南省电力市场运营和管理，构建安全高效、多元竞争的市场体系，实现电力交易公平、公正、公开，保障市场成员合法权益，促进河南省电力市场稳定、健康、有序发展，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）等文件和有关法律法规规定，结合河南省实际，制定《河南省电力市场运营基本规则》（以下简称“规则”）。

第二条 【适用范围】本规则适用于河南省电力现货市场运行期间的运营和管理。

第三条 【原则】本规则坚持安全第一、保障民生、简单起步、市场主导、绿色低碳的原则，体现中国特色、立足河南省情、注重积极稳妥、实现平稳运行。

第四条 【市场成员】市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构三类。

(一) 市场主体包括发电企业、电力用户、售电公司(含拥有配电网运营权的售电公司)、独立辅助服务提供者等;

(二) 市场运营机构包括河南电力交易中心有限公司(以下简称电力交易机构)和河南电力调度控制中心(以下简称电力调度机构);

(三) 电网企业在本规则中仅指国网河南省电力公司。

第五条 【职责分工】省发展改革委、河南能源监管办负责电力市场规则体系的编制、修订等工作,依法实施市场监督管理。省电力市场管理委员会配合做好电力市场规则执行的监测、监督等工作。电力调度机构、电力交易机构根据有关规定履行市场运营、市场监控和风险防控工作。

第二章 市场模式

第一节 市场架构

第六条 【市场交易分类】电力市场交易分为电力批发交易、电力零售交易。

(一) 电力批发交易是指发电企业、售电公司、电力批发用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称;

(二) 电力零售交易是指售电公司与电力零售用户之间开展的电力交易活动的总称。

第七条 【电力批发市场】电力批发市场采用“电能量市场+辅助服务市场+容量市场”的市场架构。

（一）电能量市场包括中长期电能量市场和现货电能量市场。其中，现货电能量市场包括日前电能量市场和实时电能量市场，简称为日前市场和实时市场；

（二）辅助服务市场包括深度调峰、调频辅助服务等市场；

（三）容量市场主要通过拍卖及二级拍卖方式开展，建立容量补偿机制，回收机组固定成本。

第八条 【电力零售市场】电力零售市场由售电公司与电力零售用户通过市场交易形成零售合同。签约的电力零售用户由售电公司代理参与电力批发市场。

第二节 交易周期及方式

第九条 【交易周期】中长期电能量市场以年、月、月内（多日）为周期开展；现货电能量市场以日和实时（15分钟）为周期开展；深度调峰、调频辅助服务等市场以日和实时为周期开展；容量市场以多年、年、季、月等为周期开展。

第十条 【中长期电能量市场交易方式】中长期电能量市场采用双边协商和集中交易方式开展，通过年度、月度及日以上交易，灵活签订和调整中长期合同。中长期电能量市场的交易标的包括保障性电量和市场交易电量。

第十一条 【现货电能量市场交易方式】现货电能量市场采用全电量申报集中优化方式开展，将中长期分解曲线作为重要依据，通过集中优化计算，形成机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时现货电能量市场价格。

第十二条 【辅助服务市场交易方式】辅助服务市场采用集中竞价方式开展，初期与电能量市场分开运行，逐步推动与电能量市场联合出清。

第十三条 【容量市场交易方式】容量市场通过容量补偿机制方式开展，后续逐步过渡至采用拍卖及二级拍卖等方式开展。

第三节 价格形成机制

第十四条 【电能量市场价格机制】市场主体基于发电机组上网侧绝对电能量价格进行交易。

（一）中长期电能量市场通过双边协商、集中交易等方式形成中长期电能量价格；

（二）现货电能量市场采用节点电价或分区电价，通过集中优化出清计算，形成分时电价作为现货电能量价格。

第十五条 【辅助服务市场价格机制】深度调峰、调频辅助服务等市场价格通过集中竞价方式形成。

第十六条 【容量市场价格机制】容量市场通过容量补偿机制、拍卖及二级拍卖等方式形成容量价格。

第十七条 【交易限价】省电力市场管理委员会对市场申报价格和结算价格设置上限及下限提出建议，经省发展改革委同意后执行，以规避市场操纵及恶性竞争。

第三章 中长期电能量市场

第一节 交易品种及交易方式

第十八条 【交易品种】中长期电能量市场主要开展电力直接交易、合同电量转让交易、代理购电交易。

（一）电力直接交易是指符合准入条件的电力用户、售电公司与发电企业，按照自愿自主原则直接进行的购售电交易，电网企业和增量配电网企业按规定提供输配电服务；

（二）合同电量转让交易是指发电企业之间、售电公司和电力批发用户之间开展的合同电量转让交易，主要包括保障性电量转让交易和市场交易电量转让交易；

（三）代理购电交易是指对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业或增量配电网企业代理与发电企业开展的电力交易。

第十九条 【交易方式】中长期电能量市场交易方式主要包括双边协商和集中交易两种。其中，集中交易主要开展集中竞价交易和挂牌交易。

（一）双边协商：市场主体之间自主协商交易电量、交易曲线、交易价格、交易时段等，在规定时间内提交至电力交易平台，经市场运营机构确认后形成交易结果；

（二）集中竞价交易：市场主体通过电力交易平台申报分时段电量和价格等信息，电力交易机构按照市场规则进行统一出清，经市场运营机构确认后形成交易结果；

（三）挂牌交易：市场主体通过电力交易平台，将购售电信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约

的申请，经市场运营机构确认后形成交易结果。

第二十条 【保障性电量】保障性电量由政府部门按年度下达，主要包括关停补偿、政策性奖励等电量。

第二节 交易组织

第二十一条 【交易周期】电力直接交易和合同电量转让交易以年、多月、月、月内（多日）为周期开展。

第二十二条 【交易曲线】以双边协商方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取典型交易曲线。以集中竞价方式开展的直接交易，采用交易公告发布的典型交易曲线。以挂牌方式开展的直接交易，挂牌方可自定义交易曲线，也可选取典型交易曲线。

第二十三条 【交易电量约束】市场主体在交易电量约束范围内参与中长期电能量市场。

发电企业、电力批发用户交易申报电量额度需同时满足年度净合同量上下限、年度累计交易量上限约束；售电公司交易申报电量额度，除满足以上条件外，还需满足履约保函额度要求、与资产总额相应的年售电量额度要求。

第二十四条 【合同签订】中长期交易合同至少应包括交易主体、合同起止时间、交易电量、交易价格、交易曲线等要素，合同原则上以电子方式签订，与纸质合同具备同等效力。

第二十五条 【合同解除】交易各方协商一致，可以解除交易合同。合同解除时须签订解除协议，合同解除后已履行部

分不再返还，尚未履行部分终止履行。

第四章 现货电能量市场

第一节 日前市场交易组织

第二十六条 【交易周期】市场运营机构在运行日前一天组织日前市场，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。

第二十七条 【组织方式】日前市场采用全电量申报、集中优化的方式开展。根据市场主体申报运行日的电能量报价曲线等信息，电力调度机构以全网发电成本最小化为目标，集中优化计算形成机组开机组合、发电出力曲线以及分时电价。

第二十八条 【日前市场价格形成机制】发电侧采用节点电价或分区电价，用电侧采用全网统一结算电价。

第二十九条 【运行日发电调度计划】日前市场的发电侧出清结果（含机组开机组合和机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

第二节 实时市场交易组织

第三十条 【交易周期】电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时市场交易出清。

第三十一条 【组织方式】根据最新的电网运行状态与超短期负荷预测、新能源发电预测等信息，电力调度机构采用日前市场报价信息，以全网发电成本最小化为目标，滚动优化计

算形成机组实时发电计划和实时电价。

第三十二条 【实时市场价格形成机制】实时市场结算价格为事前出清价格。其中，发电侧采用节点电价或分区电价，用电侧采用全网统一结算电价。

第三十三条 【出清结果发布】电力调度机构将实时市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时运行中每小时通过电力交易平台发布实时市场的临时结果；次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

第三十四条 【机组实时出力调整】在实时市场出清结束至实际运行期间内，电力调度机构可根据电网实际运行情况对机组的实时中标出力进行调整，以满足系统电力平衡和电网安全。

第五章 辅助服务市场

第三十五条 【概述】电力辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务由并网主体义务提供，不进行补偿。有偿辅助服务可通过固定补偿或市场化方式提供，采用竞争方式确定承担电力辅助服务的并网主体，鼓励新型储能、用户可调节负荷、聚合商、虚拟电厂等资源参与有偿辅助服务。

第三十六条 【辅助服务费用补偿与分担机制】固定补偿按照“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿标准；市场化补偿通过市场化竞争形成补偿价格。按照“谁提供、谁获利，谁受

益、谁承担”的原则，逐步完善辅助服务分担共享机制。

第三十七条 【辅助服务市场】在现货电能量市场交易阶段，开展深度调峰、调频辅助服务的集中交易，以竞争的方式确定电力辅助服务提供者及补偿费用。

第三十八条 【深度调峰辅助服务市场】深度调峰辅助服务市场包括深度调峰交易、启停调峰交易，以集中竞价方式开展。

（一）深度调峰交易：电力调度机构在预测将出现弃风、弃光时，启动深度调峰交易；

（二）启停调峰交易：在电网深度调峰资源用尽，电力调度机构预测仍将出现弃风、弃光时，启动启停调峰交易。

第三十九条 【调频辅助服务市场】电力调度机构根据调频需求、市场申报数据、历史调频性能指标等，以辅助服务购买成本最小化为目标，计算调频市场中标结果和结算价格等。

第六章 容量市场

第四十条 【容量补偿机制】容量补偿费用按照核定的容量补偿电价按月收取，并根据机组有效容量占市场机组总有效容量比例补偿给各市场化机组。容量补偿范围为所有参与电力现货市场的市场化机组。

第四十一条 【容量市场交易】以多年、年、多月、月等为周期开展容量拍卖交易，满足未来新增容量需求。

第七章 电力零售市场

第四十二条 【零售交易】售电公司和电力零售用户通过双边协商方式开展零售交易。双方自愿自主签订合同，履行约定义务，承担相应责任和风险。

第四十三条 【零售合同管理】零售合同应明确交易各方权利义务。

（一）委托代理合同用于明确售电公司与电力零售用户的委托关系，作为售电公司绑定电力零售用户的依据；

（二）购售电合同实行电子化管理，以电力交易平台的公告为准；

（三）合同的签订、终止和变更需提交电力交易平台，经双方确认后执行。

第八章 市场计量与结算

第一节 市场计量

第四十四条 【电能量计量】电网企业和增量配电网企业负责计量数据的管理，定期抄录发电企业和电力用户电能计量装置数据，提交至电力交易机构。

第四十五条 【辅助服务计量】电力调度机构通过调度技术支持系统计量辅助服务提供和使用情况。

第二节 市场结算

第四十六条 【结算周期】电力批发市场结算周期为“日

清月结”；电力零售市场结算周期为“月清月结”。

第四十七条 【结算方式】中长期电能量市场、现货电能量市场、辅助服务市场和容量市场结算方式分别如下：

（一）中长期电能量市场，根据中长期合同分解电量按合同约定价格进行结算；

（二）现货电能量市场，日前市场根据日前市场出清电量与中长期合同分解电量的偏差电量，按照日前市场价格进行结算。实时市场根据实际电量与日前市场出清电量的偏差电量，按照实时市场价格进行结算；

（三）辅助服务市场和容量市场结算按照相关规则执行。

第四十八条 【资金余缺管理】发电侧考核费用、电网企业代购损益、分摊未付款项等资金盈余或缺口，以月度为周期，按照“谁受益、谁承担”的原则，由相关市场成员按比例分摊或返还。电网企业为保障居民、农业价格稳定产生的损益，经统筹考虑代理购电形成的增收收入后，按月由全体工商业用户分摊或分享。

第四十九条 【电力批发市场结算费用】电力批发市场各市场主体的结算费用如下：

（一）发电企业电费收入包括保障性电量合同电费、市场化电费、辅助服务补偿与分摊费用和容量补偿电费等；

（二）售电公司和电力批发用户的电费支出包括市场化电费、输配电费和政府性基金及附加等；

(三) 电网企业代购工商业用户的电费支出包括代理购电费、输配电费和政府性基金及附加等。

第五十条 【电力零售市场结算费用】电力零售市场各市场主体的结算费用如下：

(一) 电力零售用户的电费支出根据零售合同约定价格、用户实际用电量以及约定结算方案计算；

(二) 售电公司的收入为代理用户在零售市场支付的电费总额与售电公司在批发市场支付的电费总额的差额。

第九章 信息披露

第五十一条 【信息分类】按照信息公开范围，电力现货市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。

(一) 公众信息是指向社会公众披露的信息；

(二) 公开信息是指向所有市场成员披露的信息；

(三) 私有信息是指向特定的市场主体披露的信息；

(四) 依申请披露信息是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第五十二条 【信息披露原则】信息披露是指市场成员提供、发布与电力现货市场相关信息的行为。信息披露应遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，市场成员对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第五十三条 【信息披露方式】电力交易机构总体负责电力市场信息披露的实施，设立信息披露平台。市场成员向电力交易机构提供信息，由电力交易机构通过信息披露平台发布信息。

第五十四条 【信息保密】任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。

第五十五条 【信息封存】信息封存是指对关键信息的记录留存。信息封存期限为5年，特殊情形除外。

第五十六条 【信息披露监管】省发展改革委和河南能源监管办依职权对市场信息披露进行监管。

第十章 市场监督与管理

第一节 市场力行为监管

第五十七条 【市场力】市场力是指市场成员具有能够显著影响市场价格的能力。

第五十八条 【市场力检测及缓解】市场运营机构开展市场力检测，以避免具有市场力的发电机组操纵日前市场价格。通过市场力检测的报价直接参与市场出清，未通过市场力检测的报价采用市场力缓解措施处理后参与市场出清。

第五十九条 【市场力监管机制】市场力监管包括事前监管和事后监管两种机制。

第二节 市场主体信用管理

第六十条 【信用管理内容】电力交易机构协助省发展改革委和河南能源监管办对市场主体进行信用评价和管理，主要包括信用等级评价、履约担保管理、履约风险控制等。

第六十一条 【信用等级评价】每年定期开展信用等级评价，并根据结果进行等级调整。电力交易机构将市场主体的信用等级评价结果在省发展改革委和河南能源监管办进行信用备案。

第六十二条 【履约担保管理】电力交易机构统一负责履约保函的计算、收取和管理，组织市场主体按规定缴纳。

第六十三条 【履约风险控制】省发展改革委和河南能源监管办根据国家有关规定开展失信名单管理。当市场主体存在较大履约风险时，电力交易机构可对其采取暂停交易资格或追加履约保函等强制措施。

第三节 市场中止与管制

第六十四条 【市场中止情形】当电力供应面临严重供不应求、出现重大自然灾害或突发事件等原因导致电力市场发生严重异常情况时，市场运营机构应及时报请省发展改革委、河南能源监管办做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因。

第六十五条 【市场中止处理措施】当市场中止时，采用如下的处理措施：

(一) 日前市场中止时, 电力调度机构编制下达运行日机组启停计划及日前发电调度计划。原则上以实际执行结果和实时市场价格作为日前市场出清结果;

(二) 实时市场中止时, 电力调度机构在当前机组开机组合的基础上, 根据最新的电网运行状态, 对实时发电计划进行调整。原则上以实际执行结果和上一个交易日同时段实时市场价格作为实时市场出清结果;

(三) 辅助服务市场中止时, 电力调度机构按需调用辅助服务, 原则上以实际执行结果和上一个交易日同时段辅助服务市场价格作为出清结果;

(四) 长时间中止或特殊情况, 按照省发展改革委、河南能源监管办指定方式进行结算。

第六十六条 **【市场恢复】** 异常情况解除后, 市场运营机构恢复市场正常运行。

第四节 市场争议处理

第六十七条 **【争议内容】** 本规则所指争议主要是指市场成员之间的争议, 包括:

- (一) 注销市场资格的争议;
- (二) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议;
- (三) 市场交易、计量、考核和结算的争议;
- (四) 其它与市场运行相关的争议。

第六十八条 **【争议处理】** 市场成员之间发生争议时, 可

通过双方协商、申请调解或仲裁、诉讼等途径处理。

（一）市场主体之间、市场主体与电网企业之间的争议，申请调解时，原则上按顺序提交书面申请至电力交易机构、省电力市场管理委员会；

（二）市场主体与市场运营机构之间的争议，由河南能源监管办会同省发展改革委依法依规协调处理。

第十一章 附 则

第六十九条 【实施细则】根据本规则拟订配套实施细则，经省电力市场管理委员会审议通过后，报省发展改革委、河南能源监管办同意后印发实施。

第七十条 【试运行】河南省电力现货市场试运行期间以试运行方案为准。

第七十一条 【生效时间】本规则自印发之日起执行。

抄送：国家发展改革委体改司，国家能源局法改司。

河南省发展和改革委员会办公室

2022 年 6 月 27 日印发

