

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司

关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知

发改办体改〔2023〕813号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、内蒙古自治区工业和信息化厅、辽宁省工业和信息化厅、广西壮族自治区工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、四川省经济和信息化厅、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限责任公司，内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为加快全国统一电力市场体系建设，推动构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，有效助力构建新型能源体系，现就进一步加快电力现货市场建设工作通知如下：

一、总体要求

推进电力现货市场建设是贯彻党的二十大精神，落实新发展理念，促进能源高质量发展的重要举措。经过几年探索，电力现货市场在优化资源配置、提升电力安全保供能力、促进可再生能源消纳等方面作用显著。为加快全国统一电力市场体系建设，推动电力资源在更大范围共享互济和优化配置，在确保有利于电力安全稳定供应的前提下，有序实现电力现货市场全覆盖，加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系，充分发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，进一步激发各环节经营主体活力，助力规划建设新型能源体系，加快建设高效规范、公平竞争、充分开放的全国统一大市场。

二、进一步明确现货市场建设要求

（一）推动现货市场转正式运行。各省/区域、省间现货市场连续运行一年以上，并依据市场出清结果进行调度生产和结算的，可按程序转入正式运行。第一责任单位要委托具备专业能力和经验的第三方机构开展评估并形成正式评估报告。在满足各项条件的基础上，报国家发展改革委、国家能源局备案。

（二）有序扩大现货市场建设范围。福建尽快完善市场方案设计，2023年底前开展长周期结算试运行。浙江加快市场衔接，2024年6月前启动现货市场连续结算试运行。四川结合实际持续探索适应高比例水电的丰枯水季相衔接市场模式和市场机制。辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西等力争在2023年底前开展长周期结算试运行。其他地区（除西藏外）加快推进市场建设，力争在2023年底前具备结算试运行条件。鼓励本地平衡较困难的地区探索与周边现货市场联合运行。

（三）加快区域电力市场建设。南方区域电力现货市场在2023年底前启动结算试运行。2023年底前建立长三角电力市场一体化合作机制，加快推动长三角电力市场建设工作。京津冀电力市场在条件成熟后，力争2024年6月前启动模拟试运行。

（四）持续优化省间交易机制。省间电力现货市场继续开展连续结算试运行，2023年底前具备连续开市能力。推动跨省跨区电力中长期交易频次逐步提高，加强与省间现货协调衔接，探索逐日开市、滚动交易的市场模式。

三、进一步扩大经营主体范围

（五）加快放开各类电源参与电力现货市场。按照 2030 年新能源全面参与市场交易的时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案。分布式新能源装机占比较高的地区，推动分布式新能源上网电量参与市场，探索参与市场的有效机制。暂未参与所在地区现货市场的新能源发电主体，应视为价格接受者参与电力现货市场出清，可按原有价格机制进行结算，但须按照规则进行信息披露，并与其他经营主体共同按市场规则公平承担相应的不平衡费用。

（六）不断扩大用户侧主体参与市场范围。现货市场运行的地方，电网企业要定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，通过场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价等方式、作为价格接受者参与现货市场出清结算。加快开展用户侧参与省间现货交易的相关问题研究。

（七）鼓励新型主体参与电力市场。通过市场化方式形成分时价格信号，推动储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用，探索“新能源+储能”等新方式。为保证系统安全可靠，参考市场同类主体标准进行运行管理考核。持续完善新型主体调度运行机制，充分发挥其调节能力，更好地适应新型电力系统需求。

四、统筹做好各类市场机制衔接

（八）做好现货与中长期交易衔接。更好发挥中长期交易在平衡长期供需、稳定市场预期的基础作用，优化中长期合同市场化调整机制，缩短交易周期，提高交易频次，完善交易品种，推动中长期与现货交易更好统筹衔接。考虑新能源难以长周期准确预测的特性，为更好地适应新能源参与现货市场需求，研究对新能源占比较高的省份，适当放宽年度中长期合同签订比例。开展现货交易地区，中长期交易需连续运营，并实现执行日前七日（D-7 日）至执行日前两日（D-2 日）连续不间断交易。绿电交易纳入中长期交易范畴，交易合同电量部分按照市场规则，明确合同要素并按现货价格结算偏差电量。

（九）加强现货交易与辅助服务衔接。加强现货与辅助服务有序协调，在交易时序、市场准入等方面做好衔接。现货市场连续运行地区，调频辅助服务费用可向用户侧疏导，其他辅助服务品种按照“成熟一个、疏导一个”原则确定疏导时机及方式，具体由国家发展改革委同国家能源局另行确定。做好省间、省内现货市场与区域辅助服务市场的衔接融合，提升电力资源优化配置效率。

（十）完善电力市场价格体系。现货试点地区要加强中长期、辅助服务与现货、省间与省内市场在价格形成机制方面的协同衔接。各地现货市场出清价格上限设置应满足鼓励调节电源顶峰需要并与需求侧响应价格相衔接，价格下限设置可参考当地新能源平均变动成本。严格落实燃煤发电上网中长期交易价格机制，不得组织专场交易，减少结算环节的行政干预。推动批发市场分时电价信号通过零售合同等方式向终端用户传导，引导用户优化用电行为。

（十一）探索建立容量补偿机制。推动开展各类可靠性电源成本回收测算工作，煤电等可靠性电源年平均利用小时数较低的地区可结合测算情况，尽快明确建立容量补偿机制时间节点计划和方案，探索实现可靠性电源容量价值的合理补偿。

五、提升电力现货市场运营保障能力

（十二）加强市场建设运营基础保障。省间、省内现货市场连续运行地区要优化调度、交易机构组织机构设置，加强组织人员基础保障，进一步明确现货市场运营岗位职责划分，运营岗位编制和人员到岗率应达到合理比例，实施专职专用。健全市场运营保密管理制度，设立现货市场独立运营场所。完善市场运营管理机制，形成相关管理办法，依规开展交易组织工作。强化市场运营能力建设，

探索建立市场运营人员上岗考核制度，促进运营机构从业人员提升技术能力；加强市场运营系统保障能力，完善系统功能，提升自动化管理水平，并建立容灾备份系统。

（十三）规范开展信息披露工作。确保披露内容全面、准确、及时，为经营主体参与交易提供基础保障。提高电力现货市场信息披露服务水平，增加手机客户端等发布渠道，为经营主体信息获取提供便利。

（十四）加强电力现货市场风险防控能力。电力现货市场运营机构要做好现货市场运行情况的记录、分析、总结等工作，加强市场运行监测，有效防范市场运营风险，维护市场交易的公平、公正。构建市场运营评价体系，科学合理设置市场评价指标，提升市场运行综合评估能力，为市场建设督导、考核等工作提供量化支撑。

（十五）充分发挥市场管理委员会作用。充分发挥市场管理委员会在现货市场建设运营中的推动和支撑作用，各地第一责任单位、国家能源局派出监管机构结合实际需要，建立常态化市场规则修订机制，协调电力市场相关事项，推动经营主体深度参与市场建设全过程，充分体现各方主体意愿。

六、强化组织保障

（十六）强化组织落实。国家发展改革委、国家能源局要加强对统一电力市场体系建设的总体指导协调。各省（区、市）政府要按照 2017 年以来现货市场建设相关文件要求，明确任务分工，完善电力现货市场工作机制，强化监督管理、风险防范、培训宣传等工作。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2023 年 10 月 12 日