

国家发展和改革委员会办公厅 文件 国家能源局综合司

发改办体改〔2022〕129号

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 加快推进电力现货市场建设工作的通知

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（经信厅、工信厅、经信局、工信局），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）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、中国广核集团有限公司：

为进一步深化电力体制改革，加快建设全国统一电力市场体

系，以市场化方式促进电力资源优化配置，现就加快推进电力现货市场建设通知如下：

一、充分认识加快推进电力现货市场建设的重要意义。加快推进电力现货市场建设是落实党中央、国务院关于深化电力体制改革决策部署、加快建设全国统一电力市场体系的重要举措，对于发现分时电价、实现高峰电力保供和低谷新能源消纳、确保电力安全具有重要的现实意义。要充分发挥市场配置资源的决定性作用，更好发挥政府作用，遵循电力运行规律和市场经济规律，全面推进电力现货市场建设，形成有效市场价差，反映电能供需关系，做到电价能升能降。

二、正确把握加快推进电力现货市场建设的总体要求。在保障电力安全的前提下，遵循稳中求进、循序渐进的原则积极推进现货市场建设。支持具备条件的现货试点不间断运行，尽快形成长期稳定运行的现货市场。第一批试点地区原则上 2022 年开展现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区原则上在 2022 年 6 月底前启动现货市场试运行。其他地区尽快开展现货市场建设工作，原则上要在 2022 年一季度上报现货市场建设方案。2022 年 6 月底前，省间现货交易启动试运行，南方区域电力市场启动试运行，研究编制京津冀电力现货市场、长三角区域电力市场建设方案。

三、加快推动用户侧全面参与现货市场交易。2022 年 3 月底前，第一批试点地区，参与中长期交易的用户侧应全部参与现货

交易。第二批试点地区和其他地区，应按照用户侧参与现货市场设计市场方案。完善售电公司履约保函制度，根据售电公司提交的履约保函和资产情况，确定售电公司电力市场代理电量上限。推动购电曲线（含省内和省间）按照代理工商业用户典型用电曲线、居民和农业用户典型用电曲线确定。推动代理工商业用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，并按照现货价格结算，电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。

四、加快推动各类型具备条件的电源参与现货市场。做好放开优先发用电计划与现货市场建设的衔接，配合优先用电计划放开规模，同步推动各类型电源参与现货市场。结合各地情况明确部分低价保障电源，优先用于保障居民、农业用电，鼓励低价保障电源以外、暂未放开的优先发电电源自主选择转为市场化机组。引导储能、分布式能源、新能源汽车、虚拟电厂、能源综合体等新型市场主体，以及增量配电网、微电网内的市场主体参与现货市场，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。认真落实电价市场化改革要求，燃煤发电电量原则上全部进入市场，现货市场价格不受浮动范围限制，2022 年底前，可先针对部分电源建立容量补偿机制，更好保障电力系统安全稳定运行。

五、统筹电力中长期交易与现货交易。现货试点地区，逐步建立“长协定量、现货定价”的市场机制，在高比例签订中长期合约的基础上，市场主体可根据实际情况灵活确定年度中长期合

约电量比例。进一步完善与现货交易相衔接的分时段交易机制，优化中长期交易时段划分方式，可基于近年电网供需情况和现货交易形成的高峰、低谷等分时段电价确定市场限价，不得在交易出清、结算环节设置不合理限价或费用疏导上限。推动中长期交易按照“顺价模式”形成价格。提高中长期交易灵活性，缩短交易周期，提高交易频次，现货市场实际运行地区，2022年二季度应具备中长期市场按周连续开市的条件。

六、统筹电力辅助服务交易与现货交易。完善调频辅助服务市场建设，加快备用辅助服务市场建设，可再生能源占比较高地区可探索爬坡等辅助服务新品种。加强调峰辅助服务与现货市场的融合，现货市场运行期间，在现货市场内推动调峰服务。做好省间现货市场与跨省跨区辅助服务市场的衔接，进一步促进富余可再生能源跨区消纳。按照“谁受益、谁承担”原则，加快推动辅助服务成本向用户侧疏导，在市场化交易电价中单列辅助服务费用。

七、做好省间市场与省内现货市场的有效衔接。加强跨省跨区交易与省内现货市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接，跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。有序推动跨省跨区优先发电通过“网对网”“点对网”方式开展市场化竞价，推进多年度长协交易。循序渐进推动“点对点”交易，在部分具备条件的现货试点

地区进行探索。

八、有序推动新能源参与市场交易。落实新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制要求，统筹推动绿电交易、绿证交易工作。构建主要由市场形成新能源价格的电价机制，推动新能源自愿参与电力交易，充分体现新能源的环境价值和系统消纳成本，引导绿电中长期交易电价对标燃煤发电市场化交易电价，带有绿证的绿电要合理设置交易价格下限。建立与新能源特性相适应的交易机制，满足新能源对合同电量、曲线的灵活调节需求，在保障新能源合理收益的前提下，鼓励新能源以差价合约形式参与现货市场，按照现货规则进行偏差结算，对由于报价原因未中标电量不纳入新能源弃电量统计。

九、加强对电力市场化交易的履约监管。完善电力市场化交易的履约保障凭证管理制度，保障交易合约履行，推动市场主体足额提交履约保函、保险。建立履约额度监测预警机制，电力现货市场结算运行的地区，电力交易机构动态监测市场主体履约额度与实际提交的履约保函或保险额度，每日将电力市场运行相关数据上报，其他地区按周将相关数据上报。加强电力市场信用评价与监管，建立电力交易机构与全国信用信息共享平台共享机制，将未能按期履约的计入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，对其违反失信行为予以公开。

十、加强组织保障工作。完善电力现货市场建设工作机制，协调解决市场推进中的重点问题。通过现场会等方式，及时总结

树立标杆典型，定期评价试点工作成效，开展专项培训。各地要切实负起责任，做好本地现货市场组织工作，加强监测预警，做好市场运行数据的上报工作。要协同推进市场建设与电网运行管理，确保电力系统安全稳定运行。电力交易机构和调度机构要落实运营监控和风险防控责任，做好现货市场信息披露相关工作。



国家发展改革委办公厅

2022年2月24日印发

