

国务院办公厅关于完善 全国统一电力市场体系的实施意见

国办发〔2026〕4号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

为进一步深化电力体制改革，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制，完善全国统一电力市场体系，在全国范围内有效实现电力资源市场化配置，经国务院同意，现提出以下意见。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，完整准确全面贯彻新发展理念，按照构建全国统一大市场、深化电力体制改革、建设新型电力系统要求，坚持全国统一、畅通循环，着力打破市场分割、破除区域壁垒，促进市场高效联通和有机衔接，统筹推动电力市场供需高水平动态平衡，着力扩大规模、改善结构、拓展功能，健全统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系，在确保电力系统安全可靠运行的基础上，实现市场运行畅通有序、交易规则统一高效、利益分配公平合理，为保障能源安全、经济社会发展和绿色低碳转型提供有力支撑。

到2030年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易电量占全社会用电量的70%左右。跨省跨区和省内实现联合交易，现货市场全面转入正式运行，市场基础规则和技术标准全面统一，市场化电价机制基本健全，公平统一的市场监管体系基本形成。到2035年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易电量占比稳中有升。跨省跨区和省内交易有机融合，电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。

二、推动电力资源在全国范围内优化配置

(一) 优化全国统一电力市场体系实现路径。加强央地联动、政企协同，在统一电力市场框架下，统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合，进一步打破市场壁垒，促进省间电力互济互保。推动跨省跨区交易与省内交易在参与主体、空间范围、时段划分、组织时序、偏差处理等方面实现衔接，在主体注册、交易申报、交易出清、信息披露等方面有机融合，逐步从经营主体分别进行跨省跨区和省内交易，过渡到经营主体只需一次性提出量价需求、电力市场即可在全国范围内分解匹配供需的联合交易模式。研究探索相邻省份自愿联合或融合组织电力交易的可行方式。进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，电力市场经营主体“一地注册、全国共享”。条件成熟时，研究组建全国电力交易中心。

(二) 完善跨省跨区电力交易制度。打通国家电网、南方电网经营区之间市场化交易渠道，统一交易组织方式，促进信息交互，尽快实现跨经营区常态化交易。构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比。在确保安全前提下，科学安排跨省跨区优先发电规模计划，合理扩大省间自主市场化送电规模，加强多通道集中优化。

一体化建设运营南方区域电力市场，完善长三角电力互济，在省间交易框架下探索区域内同步电网电力互济交易。

三、健全电力市场的各项功能

（三）全面建设更好发现价格、调节供需的现货市场。充分发挥现货市场发现实时价格、准确反映供需的重要作用，更好引导电力资源优化配置。推动现货市场2027年前基本实现正式运行。推动发用两侧各类经营主体全面报量报价参与电力市场。在明确落实各方电力保供责任的前提下，稳妥推动用户参与省间现货交易。加强现货市场与其他市场在交易时序、价格、结算等方面的衔接，通过分时价格信号更好引导经营主体优化用电行为，激发电力系统灵活调节潜力。

（四）持续完善保障电力安全稳定的中长期市场。更好发挥中长期市场稳定电力生产供应秩序、保障市场平稳运行的基础性作用，夯实电力保供基本盘。落实中长期合同签约履约激励约束措施，实现电力资源长期稳定配置，提升风险应对能力。推动中长期市场精细化、标准化，实现连续开市、不间断交易，提高交易频次和灵活性，覆盖年度（多年）、月度、月内（多日）等不同周期。建立健全规范标准、灵活高效的中长期合同调整和转让制度。推动跨省跨区优先发电规模计划通过年度中长期合同足额落实。加强各地中长期市场在交易时段、市场限价等方面与现货市场的有效衔接，参与现货市场交易的经营主体中长期合同签约、履约比例必须满足国家能源安全保供要求。

（五）加快建设支撑电力系统灵活调节的辅助服务市场。规范开展调频辅助服务市场，加快建立备用辅助服务市场，因地制宜探索爬坡等新型辅助服务品种。加快实现调频、备用辅助服务市场与现货市场联合出清。现货市场连续运行的地区，按照“谁受益、谁承担”原则，有效传导辅助服务成本。

（六）完善更好实现环境价值的绿色电力市场。完善全国统一的绿证市场，进一步发挥绿证作为可再生能源电力生产、消费和环境属性认定的基础凭证作用。扩大绿色电力消费规模，加快建立强制消费与自愿消费相结合的绿证消费制度。加强绿证价格监测，引导绿证价格在合理水平运行。推动发用侧双方签订绿证中长期购买协议。鼓励以绿色电力交易形式落实省间新能源优先发电规模计划，推广多年期交易合同、聚合交易等多种绿电交易模式。研究农林生物质发电项目参与全国温室气体自愿减排交易市场。加快建立绿色电力消费认证机制，全面引入区块链等技术，对绿色电力生产、消费等环节开展全链条认证。持续强化绿色电力消费溯源，研究将绿证纳入碳排放核算的可行路径。完善绿色电力标准体系，在绿证应用、核算等方面加强国际沟通对话，推动我国绿色电力消费标准转化为国际标准。

（七）建立可靠支撑调节电源建设的容量市场。进一步完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源的容量电价机制，研究按统一标准对电力系统可靠容量给予补偿。支持有条件的地区探索通过报价竞争形成容量电价，以市场化手段保障系统可靠容量长期充裕，条件成熟时探索容量市场，切实保障煤电等支撑性调节电源可持续发展，提升兜底保供能力。

（八）打造规范有序、便捷高效的零售市场。畅通批发—零售价格传导，在保障终端用户合理权益的前提下，通过分时价格信号引导需求侧资源主动参与系统调节。制定零售市场交易规则，加强零售市场全过程监管、信息披露和风险控制，培育健康市场生态。加强售电公司规范管理，修订售电公司管理办法，引导售电公司向综合能源服务商转型升级。

四、促进各类经营主体平等广泛参与电力市场

(九) 进一步推动发电侧经营主体参与电力市场。落实新能源可持续发展价格结算机制，鼓励新能源企业与用户开展多年期交易。推动“沙戈荒”新能源基地各类型电源整体参与电力市场，强化跨省跨区和省内消纳统筹。推动分布式电源公平承担系统调节成本，支持分布式新能源以聚合交易、直接交易等模式参与市场。进一步优化煤电机组运营模式，合理确定机组开机方式和调峰深度，上网电量全部参与电力市场，通过多种交易类型获得收益以覆盖建设运营成本。在保障能源安全的基础上，分品种有节奏推进气电、水电、核电等电源进入电力市场。探索建立体现核电低碳价值的制度，鼓励煤电机组在重污染天气预警期间降低交易电量。

(十) 扩大用户侧经营主体参与电力市场范围。完善代理购电偏差结算和考核制度，逐步缩小电网代理购电规模，推动10千伏及以上用户直接参与电力市场。加大电力需求侧资源开发利用力度，鼓励和支持需求侧资源根据自身禀赋参与电力市场。

(十一) 有序推动新型经营主体参与电力市场。在确保安全前提下，坚持包容审慎原则，推动虚拟电厂、智能微电网、可调节负荷等新型经营主体灵活参与电力市场，加快制修订新型经营主体运行监控、并网运行、双向计量、信息交互等标准。推动新型经营主体公平承担输配电费用、系统调节责任和社会责任，按规定缴纳政府性基金及附加等费用，引导新型经营主体理性投资、规范运营、健康发展。

五、构建全国统一的电力市场制度体系

(十二) 统一电力市场规则体系。持续健全以电力市场运行基本规则为基础、各类交易各个环节规则为支撑的电力市场基础规则体系，加强规则间的统筹衔接。引导地方因地制宜制定实施细则，强化地方规则与国家规则的对接和统一。规范电力市场规则起草、修订、审议、发布等操作流程，建立定期修订制度。

(十三) 健全电力市场治理体系。完善政府主管部门规划设计、电力监管机构独立监管、电力市场协调组织共商自律、电力市场运营机构服务监测的电力市场治理体系，全面提升治理水平。强化多部门协同全流程监管，促进市场监管、行业监管、国资监管有机衔接。整治地方不当干预电力市场交易行为，着力破除地方保护和市场分割。综合运用数字化等监管手段，纠治价格串通、滥用市场力等各类扰乱电力市场秩序行为。不得在市场准入负面清单以外违规设置电力市场准入条件。

(十四) 完善电价形成机制。完善主要由供需关系决定的电价形成机制，推动市场价格体现电力资源多维价值。建立健全全国统一的电费结算政策和市场价格风险防控体系。进一步规范地方电力价格管理行为，各地不得违法违规出台优惠电价政策。强化自然垄断环节价格监管，完善区域电网和省级电网输配电价制度，规范跨省跨区专项工程输电价格，条件成熟时探索实行两部制电价或单一容量电价。

(十五) 统一电力市场技术标准。统一电力市场关键技术框架、核心数据模型、信息披露科目、信息交互标准、管理制度规范，促进电力市场基础设施互联互通。持续完善电力市场基础标准及通用类、接入类、业务类、运营类、评价类等标准，在经营主体接入、市场信息披露、交易结算开展、数据模型制定等方面实现标准化。

(十六) 建立全国统一的电力市场信用制度。制定统一的电力市场信用信息目录、评价标准和应用措施清单，推进信用信息统一归集共享和系统互联。鼓励支持电力交易机构、行业协会及第三方信用服务机构在有关部门指导下，按照统一评价标准对发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体等开展信用评价，共同营造诚实守信的电力市场环境。

六、强化政策协同

(十七) 加强电力规划与电力市场的衔接协同。推动电力规划体系适应市场化环境，在制定和调整规划时充分考虑电力供需平衡等因素，有效引导电源规划特别是可再生能源项目布局和电网规划协同发展。地方电力规划应当依据全国电力规划编制。

(十八) 加强应急处置与风险防控体系建设。建立电力市场应急处置制度，确定电力系统发生突发事件和电力市场出现异常情况时的电力交易组织方案、已有交易的调整和结算方式等，明确政府主管部门、电力监管机构在必要情况下授权电力市场运营机构对市场进行干预的适用情形、范围方式等。针对事故灾害、电力平衡受剧烈扰动、经营主体违规扰乱价格等情形，健全风险监测、预警和管控流程，制定发电调用、负荷控制等应急处置措施。

(十九) 建立电力市场评价制度。制定电力市场评价量化指标和评价办法，鼓励第三方独立机构、电力交易机构参与电力市场评价，发布各地电力市场建设运行情况，加强各地电力市场的横向对比和历年进展的纵向分析，做好经验交流，根据评价结果持续完善全国统一电力市场体系。

七、加强组织领导

在党中央集中统一领导下，加强协同配合，扎实推进全国统一电力市场体系建设。国家发展改革委、国家能源局要会同有关方面加强统筹协调，完善配套政策，督促指导派出监管机构、地方主管部门、电力市场运营机构、相关电力企业积极参与电力市场建设运营，推动各项政策措施落地见效。重大事项及时按程序请示报告。

国务院办公厅

2026年2月8日

(此件公开发布)