DOI:10.3969/j.issn.1009-1831.2026.06.005 文章编号:1009-1831(2026)06-0030-07 中图分类号:TM73

新能源参与电力市场的政策机制与影响分析

郭艳敏[1],解力也[2],王高琴[1],刘晨曦[1]
(1. 中国电力科学研究院有限公司,南京 210003;2. 北京电力交易中心有限公司,北京 100032)

摘要:我国于2025年2月发布《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)》(简称"136号文"),标志着新能源全面参与电力市场进入新阶段。为系统评估该政策的影响与实践路径,对比分析美国、澳大利亚、欧盟等国家或地区新能源参与电力市场的定价机制。在此基础上,系统梳理国内各省份承接"136号文"的实施方案或征求意见稿,并从机制电价、容量保障和新能源配储3个角度对各省方案进行对比分析。进一步分析"136号文"出台对市场运营、调度运行、新能源投资主体、用户侧和储能行业等多领域、多层面的潜在影响,提出新能源全面参与电力市场所带来的新挑战。研究表明,新能源全面参与电力市场后,需要在电价机制、容量保障和储能配置等方面进行协同优化,以应对市场运营与调度运行中的新问题,并为新能源投资主体、用户侧及储能行业提供适应性的政策与市场环境。

关键词:新能源;电力市场;政策机制;市场运营

Policy mechanisms and impact analysis of new energy participation in the electricity market

GUO Yanmin[1], *XIE Liye*[2], *WANG Gaoqin*[1], *LIU Chenxi*[1]
(1. China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Nanjing 210003, China; 2. Beijing Power Exchange Center Co., Ltd., Beijing 100032, China)

Abstract: China's release of the "Notice on Deepening the Market-Oriented Reform of New Energy On-Grid Tariffs and Promoting the High-Quality Development of New Energy (NDRC price〔2025〕No.136)" (referred to as "Document No. 136") in February 2025 marks a new stage where new energy fully participates in the electricity market. The pricing mechanisms for new energy participation in the electricity markets of countries or regions such as the United States, Australia, and the European Union are compared and analyzed. The implementation plans or solicited opinions drafts of various domestic provinces in response to "Document No. 136" are then systematically reviewed and compared from three perspectives: mechanism tariffs, capacity assurance, and new energy storage allocation. Finally, the potential multi-domain impacts of the issuance of "Document No. 136" on market operation, dispatching operation, new energy investment entities, the user side, and the energy storage industry are analyzed, and the new challenges brought by the comprehensive participation of new energy in the electricity market are proposed. Research indicates that after new energy sources fully participate in the power market, coordinated optimization is required in aspects such as electricity pricing mechanisms, capacity guarantees, and energy storage configuration, to provide adaptive policies and market environments for new energy investors, end-users, and the energy storage industry.

Key words: new energy; power market; policy mechanisms; market operation

0 引言

在深化电力市场改革的战略部署下,我国自2017年起分两批推进电力现货市场试点,逐步积累了市场机制引导资源配置的实践经验[1]。与此同时,我国新能源电价机制经历了从政策哺育到市场驱动的演变过渡,早期通过固定标杆电价促进了产业规模化发展,随后通过指导价叠加竞争配置,引导成本下降。2021年起,中央财政补贴全面退出,新能源上网电价进入了平价阶段。2025年2月发布的《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)》(简称"136号文"),标志着新能源全面进入市场化发展的新阶段[2]。

"136号文"的核心可概括为"全面入市、新老划断、差价结算"3项内容,深刻改变了电力市场。市场交易对象从稳定电能转向随机性、间歇性电能,改变了交易结构与运行机制。大规模新能源成为

收稿日期:2025-12-12;**修回日期**:2026-02-09
基金项目:国家电网有限公司技术研究服务项目(SGZB0000JYJS2501007)

市场主体后，电力系统实时平衡与长期供电安全面临严峻挑战。文献[3]针对分布式新能源的大规模发展，研究提出了配电网分布式电源最大承载力计算方法。文献[4]提出电力与绿证、碳排放权和用能权等环境权益市场耦合下，电网和终端用户的运行策略。文献[5]从中长期交易与现货交易的协调机制到现货市场模式等6个方面，总结了我国第1批现货试点地区现货市场机制设计的关键要点。文献[6]总结提出国外成熟电力现货市场下促进可再生能源消纳的市场机制，将消纳问题转化为市场参与主体可自主决策且有利可图的经济行为。文献[7]提出需要多元灵活的市场结构、先进的交易与定价机制、创新的市场产品与服务、强有力的市场监管与政策支持，以促进新能源融合消纳。文献[8]从均衡分析、机制设计、投标策略等方面提出新能源大规模入市后的电力市场运营建议。文献[9]提出挖掘需求侧灵活性资源价值并建立有效市场机制引导其参与系统调节，从而增强电力系统调节灵活性，推动新能源高效消纳。文献[10]构建了工业侧需求响应的整体架构，归纳出具备需求响应潜力的核心工业品类并提出运行优化策略与风险管理手段。综上，新能源全面入市可能带来市场价格信号的极端化波动风险、电力系统平衡成本的疏导困境，以及存量政策与市场化交易规则的衔接问题。

本文将分析国外新能源参与电力市场的机制，梳理现阶段各省关于新能源入市的实施方案，对各省机制电价、机制电量规模与新能源配储等内容进行对比，深入探究实施方案细则对调度运行、市场运营、发电侧、用户侧及储能行业的多层面影响，从而为我国实现“双碳”目标和电力市场建设运行的高质量发展提供支撑。

1　国外新能源参与电力市场机制分析

1.1　国外电力市场的挑战分析

美国、欧洲等国家自20世纪80年代末起推进以打破垄断、引入竞争为核心的电力市场化改革，形成了多元化的实践经验。随着可持续发展和环境保护要求的不断提高，上述国家同样面临新能源机制创新的压力。

1.1.1　美国

美国电力市场以区域化运营为核心，由区域输电组织或独立系统运营商管理，依托节点边际电价与容量市场保障交易及供电可靠性，实行联邦与州两级监管[11]。当前面临4大挑战：电力需求激增与供给增长缓慢、结构失衡；电网升级成本、气价波动及补贴经“成本显性化—机制传导—用户分摊”路径转嫁，推高电价[12]；极端天气加剧新能源波动，滞后机制难以响应系统韧性需求；新能源与负荷不匹配致负电价频现、系统惯性下降。应对举措包括加速电网现代化投资、优化市场机制与推动清洁能源转型，如2025年7月参议院通过“大而美”法案，削减波动性新能源补贴，引导投资转向稳定能源，引入爬坡产品、惯性服务等新型辅助服务；联邦能源管理委员会2222号令允许分布式能源聚合参与市场，增强系统调节能力。

1.1.2　澳大利亚

澳大利亚电力市场以全国电力市场（national electricity market，NEM）为核心框架。2024年可再生能源装机占比达48%、发电量占比31.6%，屋顶光伏人均渗透率超20%居全球前列。新能源大规模接入带来3大挑战：系统稳定性风险加剧，惯量支撑不足致频率电压波动；并网约束与消纳能力不足，电网升级滞后、审批烦琐及社区抵制致项目延迟；投资主体收益稳定性不足，传统辅助服务定价未充分体现调节价值。应对举措形成多维解决方案：政策层面以“可再生能源目标”和“容量投资计划”构建长效激励机制，通过《National Electricity Rules（Version 223）》建立煤电有序退出框架；技术与市场层面推动辅助服务市场改革，引入调频性能付费机制，加大储能与智能电网研发资助；基础设施层面通过“重塑国家电网”倡议建设跨区域输电线路，缓解时空错配。

1.1.3　欧洲

欧洲以“统一化、市场化、协同化”为导向，依托欧盟统一市场模式实现跨区域优化配置。面临两大核心问题：气电价格强关联，边际定价机制下气价飙升推高整体电价，需求高峰时段气电占比可达52%；电网基础设施升级滞后，待并网容量接近现有供应两倍，跨境输电能力不足加剧区域阻塞。上述因素叠加致负电价频发，2024年德国负电价时长增至468小时。应对举措以电力市场机制改革与电网基础设施升级为主：推广双向差价合约和长期购电协议，为可再生能源提供稳定收益保障，降低电价对天然气价格波动的敏感性；出台《电网行动计划》投入5 840亿欧元用于跨境电网升级，推进需求侧响应机制建设与储能规模化发展，提升系统运行灵活性。

1.2　国外新能源定价机制分析

1.2.1　国外新能源电价对比

在推进新能源发展方面，各国都开展了大量的实践和探索，新能源如何定价是核心关键问题。国外新能源定价机制见附录表A-1。

美国新能源入市以市场机制为主导，通过可再

生能源配额制政策(renewable portfolio standard,RPS)和虚拟购电协议(virtual power purchase agreement,VPPA)实现电价保障。RPS要求电力零售商采购一定比例的可再生能源电力,形成市场需求;VPPA则允许发电方与商业买家签订长期差价合约(contract for differences,CfD)。2022年通过的《通胀削减法案》(inflation reduction act,IRA)将投资税收抵免延长至2032年,补贴比例30%,进一步降低了新能源项目的实际电价。

澳大利亚新能源定价以NEM为核心,构建了市场化主导、多机制协同和监管约束并行的体系。新能源可通过参与能量市场、频率控制辅助服务等多类市场拓展收益。新能源批发电价通过实时边际出清形成。同时政府设置了市场价格上限与累积价格阈值来管控电价极端波动。分布式新能源按各州上网电价结算,部分州引入"反向送电费"机制以分担电网成本。长期维度则通过VPPA或CfD对冲现货价格波动。2025年6月生效的调频性能付费改革机制,通过"性能达标奖励+扰动追责"的结算规则,使新能源配套储能的调频服务执行精度提升30%,服务成本降低15%。

欧盟新能源入市呈现"统一市场+各国自主"特点。欧盟通过市场耦合机制统一跨境电价,但各国仍保留独立的补贴政策。德国2012年后转向溢价补贴(feed-in premium,FIP)制度,通过拍卖确定溢价(海上风电溢价约0.05~0.06欧元/kWh);英国采用CfD机制,2025年第7轮分配中固定式海上风电的官方执行价上限为0.128 6欧元/kWh,浮动式海上风电为0.308 6欧元/kWh。西班牙则保留FIP与固定上网电价(feed-in tanff,FIT)双轨制,允许项目选择固定电价或市场化溢价补贴。欧盟层面通过《可再生能源指令》(renewable energy directive,RED)约束各国目标,但各国可自主选择支持机制。

1.2.2 国外新能源参与市场容量对比

美国新能源入市的容量限制主要体现在州级RPS政策中。各州根据自身资源、市场和政策背景设定不同的RPS目标,如加州2020年目标33%,2030年要求达到60%;纽约州2025年目标50%,2030年60%。美国联邦层面未对新能源项目容量设置硬性限制,但州级政策和市场规则间接影响项目规模。VPPA主要适用于分布式光伏等中小型项目,而大型项目可能需要通过实体PPA或CfD实现收益保障。

澳大利亚新能源入市的容量限制以国家顶层规划与区域技术管控为双重核心,形成分级约束体系。联邦层面通过容量投资计划明确总量目标,2025年扩容至40 GW(26 GW可再生能源与14 GW可调度容量),通过常态化招标分配容量指标并要求项目按期并网。区域层面,维多利亚州等对可再生能源实施容量上限管控。分布式新能源受各州技术标准约束,如昆士兰州单相系统光伏逆变器上限10 kW、三相系统30 kW,同步设置固定或动态出口功率限制。澳大利亚通过优化并网标准、简化审批流程,在保障电网安全的前提下缓解容量接入瓶颈,适配新能源规模化发展需求。

欧盟新能源入市容量限制因国而异。德国通过政府招标分配,2025年拍卖分配1 GW海上风电;英国CfD机制按技术分类和拍卖轮次动态设置容量约束,2025年第7轮从"预算限制"转向"容量目标"导向,海上风电规划最高25 GW参与规模;西班牙无硬性限制,以FIP/FIT双轨制调节规模。各国主要依据资源禀赋和市场承受能力,通过拍卖、招标等方式引导合理发展。

美国、澳大利亚和欧盟的新能源入市机制各具特色,但均呈现出从固定补贴向市场化过渡、从单一机制向多元化发展、从国家主导向市场驱动转变的趋势。这些机制的设计和实施反映了各国在保障新能源发展的同时,逐步降低财政负担、提高市场效率的共同诉求。

2 国内各省新能源入市实施方案对比分析

2.1 国内新能源发展现状

近年来,我国电力市场转型发展阶段的核心方向是加快全国统一电力市场体系的构建,以破解省间壁垒、促进清洁能源消纳和保障电力安全供应,其主要措施包括构建覆盖省间、省内的多层次协同市场,推动现货市场全面覆盖以形成实时价格信号,并建立适应高比例新能源的市场机制,如绿电绿证交易和容量补偿机制[13]。

截至2025年10月底,我国风电与太阳能发电合计装机容量达17.31亿kW,首次超过火电成为第一大电源;1月—10月发电量占全国16.39%,同比增长12.47%,在电力供应中的作用日益突出[14]。早期新能源发展主要依靠财政补贴和固定电价政策推动,实现快速增长,但补贴规模持续扩大加重了财政负担,政策可持续性面临挑战。同时,电网企业以弃风弃光率为核心考核指标,缺乏市场化配置资源的动力,行业发展较为粗放。"双碳"目标提出后,引发了新能源大规模开发和抢装热潮,但新能源的间歇性、波动性进一步加剧电力系统平衡压力,叠加补贴压力累积,传统发展模式与监管机制已难以适应行业新需求。

为破解新能源发展与体制机制不匹配的核心

矛盾，我国出台“136号文”：通过差价结算机制平抑市场价格波动、稳定项目收益预期，同时完善现货与中长期交易规则、放宽市场限价，激励新能源企业提升竞争力，积极参与市场[15]；明确不再将配置储能作为新能源项目核准并网的前置条件，引导新能源与调节电源、电网协同发展。该政策为新型电力系统建设与新能源高质量发展提供制度保障，标志着我国新能源发展从政策补贴驱动正式转向市场化定价机制。

2.2　各地区新能源入市实施方案

“136号文”的出台有效破解了固定电价难以反映市场供求的矛盾，推动电力资源高效配置与全国统一电力市场建设，为能源绿色低碳转型提供制度保障。截至2025年11月，已有30个地区就承接“136号文”要求出台了实施方案或征求意见稿，见附录表A-2。政策落地进度与实施细则内容呈现显著差异，其中福建、河北等26个省份已出台正式文件，广西、贵州等多省份及自治区处于征求意见或暂行阶段，西藏自治区、香港特别行政区、澳门特别行政区和中国台湾地区还未发布相关政策。

2.2.1　机制电价的价格对比

各地区新能源实施方案在机制电价、价格区间、执行期限及机制电量要求上呈现显著差异：存量项目延续原有政策，电价对标当地煤电基准价且区域分化明显，湖南、广东等为高电价地区（0.45元/kWh），新疆、蒙西、宁夏等为低电价地区（0.25~0.28元/kWh），执行期限多为全生命周期合理利用小时数或20年；增量项目全面采用市场化竞价机制，价格区间为0.15~0.45元/kWh，广东、新疆等多省份及自治区设定价格上限，执行期限多在10~14年（海上风电普遍更长），蒙东、蒙西无固定保障期限由市场决定。各地区机制电价的对比如图1。详细对比如附录表A-3所示。

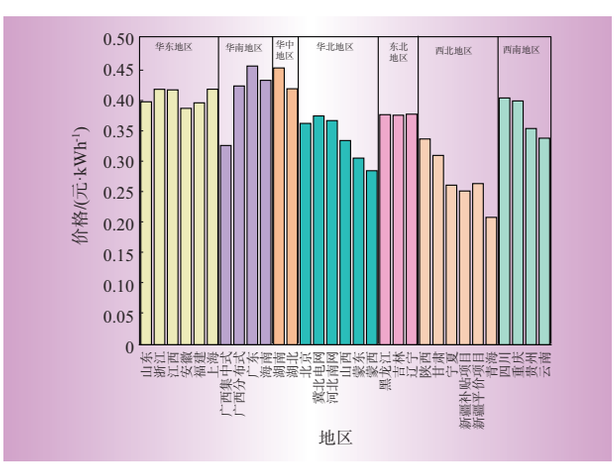


图1　机制电价的价格对比（截至2025年11月）

Fig. 1　Price comparison of mechanism electricity price (as of November 2025)

各地区机制电价的水平呈现出与局部能源结构、电力供需形势及跨区输电成本的强相关性。广东、湖南等东部及中部经济发达地区，由于本地常规电源成本较高且电力需求旺盛，其机制电价普遍对标较高的煤电基准价（约0.45元/kWh），旨在通过价格信号吸引新能源接入以缓解供电压力。相比之下，新疆、蒙西、宁夏等西北资源富集区，因其新能源装机规模巨大且本地负荷有限，机制电价设定在0.25~0.28元/kWh，属于较低水平。这既反映了资源开发规模化带来的成本优势，也通过低价策略提升其外送电量的市场竞争力。此外，增量项目竞价上限的差异，反映了各地区对新能源投资热度的调控意图，高电价地区往往伴随着更严苛的成本监审或更高的消纳责任要求。

2.2.2　机制电量规模对比分析

我国各地区新能源项目机制电量政策存在存量项目与增量项目的区分，体现了对项目类型、投产时段的精准划分，也兼顾了区域能源发展基础与市场改革进程。

从存量项目来看，山东出台的政策明确规定了不同时间并网的纳入国家扶贫目录的光伏扶贫项目、并网电压为220 V（380 V）自然人户用分布式光伏项目的机制电价，存在100%与85%的不同比例。云南按并网时间对存量集中式光伏、风电项目分档设定100%至55%不等的机制电量。广东则按电压等级与投产时间分层施策，110 kV以下存量项目机制电量比例上限取100%，2025年1月1日起新增并网的110 kV及以上电压等级集中式光伏项目机制电量比例上限取50%，其余项目取70%。

从增量项目来看，天津、海南、安徽、黑龙江等省份及直辖市机制电量比例整体处于80%~90%区间，其中天津、海南为80%，安徽独立竞价与统一竞价项目均约为85%，黑龙江亦为85%。新疆则按项目补贴属性划分，补贴类增量项目为30%，平价类项目为50%。

各地区机制电量比例的设定逻辑，本质上是新能源消纳空间与市场化成熟度之间的动态平衡。天津、海南等地设定80%~90%的高比例机制电量，反映了负荷中心地区对新能源电量“保量”供应的刚性需求以及相对稳定的消纳环境。而云南、新疆等省份及自治区对存量或补贴类项目采取较低或分档的机制电量比例，则是受到新能源高渗透率引发的系统弃电压力以及现货市场价格下行风险的影响，通过缩减保障性电量规模来倒逼新能源参与市场化竞争。这种差异化设计体现了从“保障性收购”向“预测性成交”的过渡，资源紧缺地区倾向于通过高机制电量稳定预期，而资源过剩地区则倾向

于扩大市场化交易份额，利用价格发现机制引导新能源出力的合理布局。

整体而言，各地区机制电量的规模呈现显著的区域差异化特征，东部沿海地区对新能源项目机制电量保障力度较强，而西北地区对存量与增量集中式补贴项目的机制电量比例设置相对保守，上述差异既源于区域新能源消纳能力的不同，也与地方电力市场建设成熟度及能源转型战略布局密切相关。

2.2.3 新能源配储政策对比分析

在新能源配储方面，容量补偿作为储能政策安排的核心维度，各地区在政策提及度、补偿机制、强制配储规则及模式创新等方面差异显著。广东、海南、河北、青海、北京、辽宁、宁夏、甘肃、山西、黑龙江、安徽、陕西、浙江等13个省级行政区的细则虽涉及储能但表述与侧重点不同，具体体现为：辽宁、甘肃、山西、青海建立容量补偿机制以补偿储能系统容量服务；广东、山西、河北、北京、陕西、安徽取消储能作为新能源项目核准与并网前置条件并配套差异化过渡政策，如广东对特定存量项目延续政策、北京对特定租赁项目给予电量支持，共享储能模式成为主流降本路径，预计2027年占比从35%提升至60%；山东、河北等租赁模式可缩短投资回收期2~3年，且收益模式向市场套利转型。河北采用“容量电价+电量电价”双轨制、山东通过容量交易与调频服务组合、广东采用“容量租赁+辅助服务”复合模式等实践推动收益优化。

3 新能源参与市场的潜在影响分析

各省实施方案陆续出台，对相关领域产生多方面的潜在影响。地方层面差异化政策细则的落地实施，将推动行业摆脱“政策套利”的传统模式，转向以“价值创造”为核心的新阶段，这一转变与电力市场建设的深化建设将相互促进。

3.1 对市场运营的影响

新能源电量全面入市后，现货市场价格发现功能显著提升。新能源大规模参与日前与实时出清，其出力不稳定且边际成本极低，深刻改变供需曲线形态，电价对供需及新能源出力变化更为敏感，峰谷价差扩大、波动频率加快。灵活性可调节资源在支撑系统运行中的价值凸显，逐步成为现货市场关键主体。中长期市场由“锁量保价”转向“对冲风险”，合同结构趋向分时段、曲线化与组合化。新能源签约更强调与出力预测匹配以降低偏差风险，用户侧则通过“中长期锁价+现货优化”实现成本与风险的动态管理。

随着电力交易规模持续扩容、交易场景复杂度显著提升，市场运营机构需全面提升海量波动性电源交易数据处理能力，设计适配新能源特性的中长期交易机制、新能源保量报价参与现货等规则，推动运营重心向多时间尺度协同交易体系转型。需进一步优化日前市场预出清机制，完善现货市场实时边际定价机制，结合市场运行情况研究引入负电价调节规则；同时聚焦多元化市场主体整合协同，完善差异化激励规则，引导储能、虚拟电厂等灵活性调节资源深度参与辅助服务市场竞争，精准响应新能源间歇性、波动性引发的系统实时调节需求，在保障电力系统稳定运行的前提下，持续提升市场整体运营效能与跨时空资源优化配置能力。

此外，取消新能源项目强制配储要求后，储能将作为“独立储能”直接进入电力市场，具备独立报价、独立结算和自主经营能力。市场运营机构需为储能建立适配其充放电特性的交易规则，包括允许储能同时参与现货、电能量交易和辅助服务市场，完善多市场协同出清机制，避免“一次运行只能参与一个市场”的制度约束；同时设计适合储能的时序报价规则，支持分时段申报、多段电价报价和充放耦合建模，真实反映其经济行为。需要加强对储能市场行为的监测，防范利用储能操纵价格、虚假申报或囤积电量等市场风险，完善偏差考核与履约保障机制。

3.2 对调度运行的影响

“136号文”的出台对电力系统调度运行机制提出了新要求。新能源出力与电价波动明显增强，调度需更加依赖功率预测、市场出清结果与实时价格信号进行计划与实时平衡，系统运行由“保计划、保电量”转向“保安全、优效率、控风险”；传统火电的运行方式加速向调峰调频型转变，调度机构需应对分散化调节资源的聚合与调用难题，尤其在峰谷价差显著、限电现象高发的区域，电力系统的实时功率平衡维持与新能源消纳能力提升面临更为严峻的压力。

另外，新能源进入实时市场出清后，考核重心从“保障新能源上网消纳”转向“压实用户侧消纳责任”，现货市场优化出清时，因新能源报价导致未中标的，将从考核中剥离，使利用率考核与市场竞价行为脱钩，让价格信号回归真实。在平衡无法保障时，通过市场出清行为降低新能源出力，成为可行手段。

总体上，调度复杂性和不确定性上升，对交易-调度-结算一体化、备用管理和风险控制提出更高要求，但也有助于提升系统灵活性、减少弃风弃光、提高运行效率。

3.3 对新能源投资主体的影响

“136号文”促使新能源发电侧收益模式产生了转变，打破了此前新能源“保量保价”的固定收益格局，促使电力行业加速脱离确定性收益环境，全面

转向“不保量、不保价”的市场化竞争轨道。政策明确了新能源项目电价由电力现货市场交易形成，新能源企业的收益水平不再依赖固定政策补贴，而是直接与成本控制能力、新能源发电功率预测精度及市场化交易策略的优化适配水平挂钩。企业收益受市场供需变化、电价波动等多重因素影响，其不确定性特征显著增加。

为缓解新能源市场化改革进程中的阶段性摩擦成本，政策层面通过设立“多退少补”的收益托底机制，为存量新能源项目提供过渡性保障。具体而言，当电力市场交易均价低于既定机制电价时，由相关主体向项目方补偿价差；当市场均价高于机制电价时，项目方按规定返还超额价差，以此保障既有投资的回报连续性。以市场均价为基准的补偿机制，确立了统一的补贴单价标准，既保障了政策执行的公平性，又保护了市场竞争机制的有效性。

对于增量新能源项目，其机制电价通过市场化竞价方式确定，倒逼企业开展全流程成本优化，推动企业技术迭代升级与运行效率提升。该存量与增量项目分类管理模式既实现了新旧政策的平稳衔接，又通过市场化手段强化了新能源行业“优胜劣汰”的市场筛选逻辑，推动发电侧竞争核心从资源抢占转向全链条运营能力比拼。

3.4　对用户侧的影响

“136号文”通过引导新能源全面接入电力市场，使用户侧的角色从被动的价格接受者，转向需要主动适应价格波动、并有机会参与价值创造的灵活资源，将市场的价格波动和绿色消费选择权更直接地传递至用户端。电价形成机制的市场化改革导致分时电价波动加剧，峰谷价差显著拉大，增加了用电成本的不确定性，也为实施需求侧响应、利用储能等手段进行峰谷套利创造了条件。从用户侧响应逻辑来看，高峰时段主动削减非刚性负荷或转移至低谷时段消费，低谷时段则加大新能源消纳力度，如电动汽车充电、储能充电、生产负荷平移，这种“削峰填谷”的需求侧响应行为进一步放大了峰谷时段的供需失衡。高峰时段需求削减叠加新能源出力不足，推动电价持续攀升；低谷时段需求增加虽能部分消纳新能源，但新能源出力的爆发式增长往往超出需求增量，仍导致电价维持低位，进而拉大峰谷价差。

同时，在政策的鼓励下，电力现货市场建设进展较慢的省份，现阶段其绿电交易机制将得以加强，为有意愿实现低碳目标的用户提供了清晰可行的绿电消费渠道，使其环境价值可以通过市场实现。但随着电力现货市场建设运行的逐渐成熟，需要进一步统筹考虑新能源入市与绿电交易的协同机制。此外政策还可促进负荷聚合商、虚拟电厂等新兴市场业态的发展，通过聚合分散的用户侧灵活性资源参与系统调节，为用户提供了新的收益来源，并提升了电网对高比例新能源的消纳能力。

3.5　对储能行业的影响

“136号文”通过取消对新建新能源项目的强制性配置储能要求，将储能的发展模式从过去的行政指令转变为市场激励。储能不再是新能源项目被动安装的配套设施，而是通过参与电力市场交易实现其灵活调节价值与经济收益的独立市场主体。储能行业的商业模式正逐步脱离对初始投资补贴及“搭售”模式的路径依赖，转向以其在电力系统运行过程中实时创造的调峰调频、备用支撑、新能源消纳促进等实际价值为核心的盈利逻辑。这一商业模式的转型，将推动储能行业从传统的“政策驱动”发展模式，全面迈向以市场需求为导向、以价值创造为核心的“市场驱动”高质量发展新阶段。

为了在激烈的电力市场竞争环境下生存并盈利，储能企业需更专注于提升技术水平，提高储能系统的循环效率、寿命、安全性和响应速度，降低度电成本并增强服务能力。政策的推行加速了行业优胜劣汰，能够筛选出真正具有技术优势和成本竞争力的储能企业，从而推动整个产业链的高质量与可持续发展。

4　结束语

本文系统梳理了国外典型电力市场的运行机制，总结了其在新能源电价形成机制方面的实践经验，并针对国内各省新能源入市实施方案，从电价机制、容量保障及新能源配储等关键维度展开横向对比分析，为我国新能源参与电力市场的机制优化与政策设计提供参考。分析表明，国外典型电力市场多通过长期合约、差价合约等市场化机制构建新能源消纳的稳定保障体系，为新能源发电主体提供收益确定性；国内各地区实施方案在电价机制设计、容量配置规则等核心要素上则呈现显著差异化特征。各地区不同政策与机制的落地实施将对电力系统产生多层次、系统性影响：调度运行层面需提升灵活调节能力以适配新能源出力波动性，市场运营体系需优化规则设计以适应新能源参与带来的市场特性变化，用户侧自主选择权将持续扩大，储能行业则借助新能源消纳与市场调节需求获得突破性发展机遇。总体而言，新能源参与电力市场需从系统层面统筹机制衔接与过渡性制度设计，在保障短期市场运行稳定性的同时兼顾长期资源配置效率的提升，最终通过市场化制度创新为能源结

构低碳转型提供持续动力与制度保障。

附录见本刊网络版(http://dsm.ijournals.cn)。

参考文献:

[1] 国家发展和改革委员会.关于开展电力现货市场建设试点工作的通知[EB/OL].[2025-10-27].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201709/t20170905_962552.html.
National Development and Reform Commission. Notice on launching pilot programs for electricity spot market development[EB/OL].[2025-10-27].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201709/t20170905_962552.html.

[2] 国家发展和改革委员会,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[EB/OL].[2025-10-27].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html.
National Development and Reform Commission. National Energy Administration. Notice on deepening the market-oriented of on-grid electricity prices for new energy and promoting the high-quality development of new energy[EB/OL].[2025-10-27].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html.

[3] 张浩崇,李培强,杨鸽星,等.配电网分布式电源最大承载力计算修正方法述[J].浙江电力,2025,44(7):126-136.
Zhang Haochong, Li Peiqiang, Yang Gexing. A calculation revision method for maximum DG hosting capacity in distribution networks[J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(7):126-136.

[4] 张裕,李庆生,张臣,等.电力与环境权益市场耦合下计及多主体互动博弈的配电网运行优化方法[J].供用电,2025,42(6):21-31.
Zhang Yu, Li Qingsheng, Zhang Chen, et al. Optimization method for distribution network operation considering multi-entity interaction and game theory under the coupling of electricity and environmental rights Markets[J]. Distribution & Utilization, 2025, 42(6):21-31.

[5] 宋永华,包铭磊,丁一,等.新电改下我国电力现货市场建设关键要点综述及相关建议[J].中国电机工程学报,2020,40(10):3 172-3 187.
Song Yonghua, Bao Minglei, Ding Yi, et al. Review of chinese electricity spot market key issues and its suggestions under the new round of chinese power system reform[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10):3 172-3 187.

[6] 樊宇琦,丁涛,孙瑜歌,等.国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J].中国电机工程学报,2021,41(5):1 729-1 752.
Fan Yuqi, Ding Tao, Sun Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5):1 729-1 752.

[7] 谭慧娟,郭文鑫,郑文杰,等.国内外电力现货市场的发展综述与展望[J/OL].发电技术,1-11[2025-11-17].
Tan Huijuan, Guo Wenxin, Zheng Wenjie, et al. Review and outlook of worldwide spot market development[J/OL]. Power Generation Technology, 2025, 11-17.

[8] 钟海旺,张宁,杜尔顺,等.新型电力系统中的规划运营与电力市场:研究进展与科研实践[J].中国电机工程学报,2024,44(18):7 084-7 104.
Zhong Haiwang, Zhang Ning, Du Ershun, et al. Planning, operation and market of new power system: research progress and practice[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18):7 084-7 104.

[9] 宋莉,刘敦楠,庞博,等.需求侧资源参与电力市场机制及典型案例实践综述[J].全球能源互联网,2021,4(4):401-410.
Song Li, Liu Dunnan, Pang Bo, et al. Mechanism of demand-side resource participation in the electricity market and typical case practice review[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(4):401-410.

[10] 代心芸,陈皓勇,肖东亮,等.电力市场环境下工业需求响应技术的应用与研究综述[J].电网技术,2022,46(11):4 169-4 186.
Dai Xinyun, Chen Haoyong, Xiao Dongliang, et al. Review of applications and researches of industrial demand response technology under electricity market environment[J]. Power System Technology, 2022, 46(11):4 169-4 186.

[11] Zare A, Shafie-khah M, Siano P, et al. A systematic review of virtual power plant configurations and their interaction with electricity, carbon, and flexibility markets[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2026, 226:116 448.

[12] Wu J, Bao M, Sun X, et al. A data-analytics approach for price cap formulation of electricity markets considering synergistic efficiency of generation and demand sides[J]. Energy, 2025, 339:138 511.

[13] 单葆国,王元翔,温宝轩,等.工商业绿色电力消费引导政策与影响因素研究综述[J].电力需求侧管理,2025,27(3):1-10.
Shan Baoguo, Wang Yuanxiang, Wen Baoxuan, et al. A review of guiding policies and influencing factors for green electricity consumption in industrial and commercial sectors[J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(3):1-10.

[14] 国家能源局.国家能源局举行新闻发布会介绍前三季度可再生能源并网运行情况[EB/OL].[2025-11-17].https://www.nea.gov.cn/20251031/7be6728f6d8a48a4955a24a45013b37f/c.html.
National Energy Administration. National Energy Administration holds a press conference on grid-connected venewable energy operation in the first three quarters[EB/OL].[2025-11-17].https://www.nea.gov.cn/20251031/7be6728f6d8a48a4955a24a45013b37f/c.html.

[15] 赵越,刘思捷,白杨,等.国外电力现货市场价格上限设置方法综述[J].电力需求侧管理,2023,25(3):111-116.
Zhao Yue, Liu Sijie, Bai Yang, et al. Summarization of price caps setting methods in foreign electricity spot markets[J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(3):111-116.

作者简介:

郭艳敏(1977),女,江苏南京人,高级工程师,研究方向为电力市场运营、电力市场仿真模拟、电力交易平台等领域的理论、技术研究和应用开发。

(责任编辑 水 鸥 张雨悦)

附录A　新能源机制对比

表A-1　国外新能源定价机制对比

Table A-1　Comparison of foreign new energy pricing mechanisms

国家/地区	主要机制类型	电价形成方式	最新电价水平（截至2025年9月）	电价调整机制
美国	RPS+VPPA	市场竞价+差价补偿	商业/公用事业VPPA约0.044~0.133美元/kWh，IRA税收抵免30%	RPS配额年度/周期考核驱动需求；PPA/VPPA按合约条款指数化。
澳大利亚	NEM+价格上下限约束	实时边际电价+辅助服务+VPPA/CfD	批发：新南威尔士71.24澳元/MWh、维多利亚55.27澳元/MWh 零售：居民约0.25~0.45澳元/kWh，商业约0.15~0.35澳元/kWh 上网电价：各州差异较大，常见区间0.08~0.12澳元/kWh	每5 min实时调整，极端情况下触发价格上下限。
欧盟	德国FIP+英国CfD+西班牙双轨制	拍卖确定溢价/CfD固定差价	德国海上风电溢价0.05~0.06欧元/kWh；英国CFD海上风电：固定式约0.128 6欧元/kWh，浮动式约0.308 6欧元/kWh；西班牙光伏FIT0.03欧元/kWh	德国拍卖竞争降低溢价；英国CfD固定15年；西班牙FIT逐年下调。

表A-2　关于“136号文”实施细则文件的汇总表（截至2025年11月）

Table A-2　Summary of implementation rules for “Document No.136”（as of November 2025）

地区	政策名称	发文时间	地区	政策名称	发文时间
福建	《福建省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	2025年9月	宁夏	《自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年9月
河北	《河北省深化新能源上网电价市场化改革增量新能源项目竞价工作方案》	2025年9月	上海	《关于上海市贯彻落实新能源上网电价市场化改革有关事项的通知》	2025年8月
吉林	《吉林省新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年10月	山东	《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年8月
广西	《新能源可持续发展价格结算机制实施细则》征求意见稿	2025年5月	黑龙江	《黑龙江省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	2025年9月
蒙东	《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年5月	重庆	《重庆市深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年10月
蒙西	《深化蒙西电网新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年5月	贵州	《贵州省关于深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》	2025年8月
广东	《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实施方案》	2025年9月	云南	《云南省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实施方案》	2025年8月
新疆	《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》	2025年6月	湖北	《湖北省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案的通知》	2025年8月
湖南	《湖南省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	2025年10月	青海	《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年9月
山西	《深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	2025年11月	江西	《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年9月
海南	《海南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年9月	北京	《北京市深化新能源上网电价市场化改革工作实施方案》	2025年11月
浙江	《浙江省新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年11月	四川	《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年9月
甘肃	《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	2025年8月	陕西	《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年10月
辽宁	《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年9月	安徽	《安徽省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》	2025年8月
江苏	《江苏省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	2025年10月	天津	《天津市深化新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025年10月

表 A-3　不同省份存量项目、增量项目机制电价对比

Table A-3　Comparison of mechanism electricity price of stock project and incremental project in different provinces

地区	存量项目电价/（元·kWh^{-1}）	增量项目电价/（元·kWh^{-1}）	地区	存量项目电价/（元·kWh^{-1}）	增量项目电价/（元·kWh^{-1}）
北京	0.365 5	–	重庆	0.396 4	竞价确定
天津	0.359 8	–	辽宁	0.374 9	上限0.330 0 下限0.180 0
河北南网	0.364 4	竞价确定	吉林	0.373 1	竞价确定
冀北	0.372 0	竞价确定	黑龙江	0.374 0	竞价确定
山西	0.332 0	0.199 0~0.332 0	蒙东	0.303 5	–
山东	0.394 9	–	陕西	0.354 5	0.180 0~0.354 5
上海	0.415 5	竞价确定 上限0.415 5	甘肃	0.307 8	竞价确定
江苏	0.391 0	竞价确定	青海	0.227 7~0.312 7	竞价确定
浙江	0.415 3	上限0.393 0	宁夏	0.259 5	上限0.259 5 下限0.180 0
安徽	0.384 4	–	新疆	0.250 0（补贴项目） 0.262 0（平价项目）	上限0.262 0 下限0.150 0
福建	0.393 2	竞价确定	西藏	–	–
湖北	0.416 1	竞价确定	广东	0.453 0	0.200 0~0.453 0
湖南	0.450 0	上限0.380 0 下限0.260 0	广西	0.420 7（分布式） 0.324 0（集中式）	上限0.420 7
河南	0.377 9	风电0.113 0~0.349 0 光伏0.121 0~0.349 0	海南	0.429 8	上限0.429 8
江西	0.414 3	竞价确定	贵州	0.351 5	风电0.190 0~0.351 5 光伏0.250 0~0.351 5
四川	0.401 2	0.200 0~0.401 2	云南	0.335 8	竞价确定

注：“–”表示成稿时尚未查及明确数据；未标识上下限的范围表示实际竞争的结果范围；标识上下限表示仅查询到限额数据，未查及实际结果。