



2025电力市场化改革与电价体系洞察： 面向市场参与者的十大趋势





关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所(Rocky Mountain Institute, RMI)是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库，与政府部门、企业、科研机构及创业者协作，推动全球能源变革，以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所着重借助经济可行的市场化手段，加速能效提升，推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、华盛顿特区及加利福尼亚州奥克兰和尼日利亚设有办事处。

作者与鸣谢

作者

陈梓浩, 高硕, 江漪, 李婷, 刘雨菁, 刘子屹, 田嘉琳, 谢俊, 张沥月

作者按姓名拼音顺序排列。

除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

联系方式

高硕, sgao@rmi.org

引用建议

高硕等, 2025电力市场化改革与电价体系洞察: 面向市场参与者的十大趋势, 落基山研究所, 2025,

<https://rmi.org.cn/insights/2025powermarketreviewandoutlook/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

韩 雪	国务院发展研究中心资源与环境政策研究所
李 铎	内蒙古电力交易中心有限公司
南 豆	山西风行虚拟电厂研究院
王俊鏖	上海蔚来汽车有限公司
王 康	安徽佑赛科技有限公司
许庆宇	北京怀柔实验室
张 超	国网能源研究院有限公司
章 阳	新加坡金鹰集团

专家按姓名拼音顺序排列。

本报告所述内容不代表以上专家及其所在机构观点。

目录

引言	8
01 现货市场建设在全国大范围推开，煤价低位运行、新能源占比提高、供需宽松等多因素决定现货价格走势	11
2024 年多省现货价格中枢下探，2025 年现货价格普遍将持续承压	12
分时电价峰谷时段调整紧密联动现货价格曲线	15
02 批发侧买方主体可更加灵活地配置不同中长期交易品种的签约比例，动力煤价格、现货价格走势与中长期价格走势高度相关	18
批发侧买方主体年度交易的签约比例限制降低，不同品种签约情况将取决于发用两侧主体博弈结果	18
月度中长期交易价格跟随动力煤价格变动，年度中长期签约均价与相近月份月度中长期交易综合均价趋近	20
中长期分时段交易持续推进，现货市场价格对中长期交易价格的传导作用加强	21
03 煤电容量电价重构电源收入结构，新一轮价格调整将为火电利用小时数留出更多下浮空间	25
煤电容量电价实施首年，发电侧收益模式与用电侧价格组成平稳过渡	25
容量电价水平预期调整，为煤电持续转型提供机制基础	27
04 新能源上网电量全面进入市场，场外机制电价发挥重要过渡作用，新业态蓄势待发	28
新能源上网电量迈入全面入市新阶段	28
机制电价的地方方案设计与执行将是年内关注重点	30
短期内，136 号文对用户侧新能源与储能互动的促进作用高于电源侧	31
05 分布式光伏回归就近就地开发利用的本质要求，未来收益不确定性上升 ...	35
2024 年分布式光伏项目开发集中在沿海负荷大省，户用光伏新增装机容量下降明显	35
分布式光伏管理加强，强调就近就地消纳利用	36
分布式光伏入市进程加快，市场收益不确定性攀升	37

06	参与电能量市场套利是独立储能最主要收益来源, 调频和容量收益受政策和市场规则变动影响较大	40
	独立储能收益来源多元化发展, 呈现电能量市场价差套利为主、辅助服务和容量补偿租赁为辅的局面	40
	辅助服务和容量机制规则仍在不断修订中, 独立储能收益对规则变动的敏感性较高, 测算收益时需考量政策和市场的潜在动向	42
07	虚拟电厂建设仍处于示范阶段, 通过聚合用户侧可调节资源、参与现货电能量市场、优化用能成本或为近期商业化的破局方向	48
	国内虚拟电厂运营商产业背景多样、民营力量活跃	49
	在运虚拟电厂平台多以省级电网为单位, 运营商的收益层面仍需进一步建立常态化机制 ..	50
	“负荷类”虚拟电厂可通过“报量报价”参与现货电能量市场为用户实现负荷管理和电费优化	52
08	零售市场价格机制与批发市场衔接更加紧密, 市场竞争烈度仍在提升过程中	57
	零售套餐价格分时属性加强, 套餐价格与批发市场价格联动在多地被鼓励推行	57
	终端用户用电成本与用电行为关联度提高, 零售套餐价格限制的机制设计是防范用户电价风险的重要方式	58
	发电背景售电公司“发售一体”的优势开始被规范, 电力市场竞争程度将提高	61
09	绿电与绿证交易制度体系加速完善, 交易规模将受参与机制的电量比例、对应绿证的归属及使用情况影响	63
	绿电与绿证交易制度体系基本建成, 规则持续细化有助于支撑用电方声明需求	64
	新能源可持续发展价格结算机制或将调整绿电、绿证供需关系, 单独约定环境价值成为绿电零售套餐发展趋势	65
10	多省开始实行居民个人桩分时电价, 目前以自愿参与为主, 时段和价格主要参考居民生活分时电价	68
	已有 22 个省份实行个人桩分时电价且以自愿参与为主, 居民生活用电分时电价为当前主要参考基准	68
	个人桩分时电价的实施覆盖面将进一步扩大, 时段划分更为精细, 价格水平的设置将更具针对性	71
	参考文献	72

目录图表

图表ES.1	2021年以来部分电力市场与电价政策文件重点内容.	8
图表ES.2	面向市场参与者的十大趋势汇总.	10
图表1.1	全国各地区现货市场的建设进度（截至2025年3月）.	11
图表1.2	2024年度层面关键现货价格数据一览.	12
图表1.3	各省风电、光伏同类项目现货均价折价幅度与发电占比的相关性.	14
图表1.4	广东省2024年电力供需变化一览.	15
图表1.5	山东省2024年分时电价与2023–2024年现货价格日内走势对比（以6月为例）.	16
图表1.6	山东省2025年分时电价与2024年分时电价和现货价格日内走势对比.	17
图表2.1	各省中长期年度签约电量占比下限要求.	19
图表2.2	广东省2023年9月–2024年12月月度中长期交易价格与煤炭价格.	20
图表2.3	2023年1月–2025年1月广东省年度交易成交均价与月度中长期交易综合价.	21
图表2.4	青海省工商业分时电价政策峰谷时段及系数与中长期交易峰谷时段及系数.	22
图表2.5	中长期交易分时价格形成方式.	23
图表3.1	分地区发电侧容量收入占容量和电能量收入和的比例测算 （容量电价为每年每千瓦100元的地区）.	26
图表3.2	分地区煤电容量电费折价及占比测算（2024年平均水平）.	27
图表4.1	机制电价政策下的新能源项目电量收入来源.	28
图表4.2	新能源电价政策的主要特征及其差异.	30
图表4.3	2024年5–2025年4月各省电网代理购电高峰价格（10kV单一制工商业用户）.	32
图表4.4	2024年山西省与山东省现货市场每日最大价差分布区间.	33
图表5.1	2023–2024年各省分布式光伏装机容量新增情况.	35
图表5.2	《分布式光伏发电开发建设管理办法》针对不同类型分布式光伏的政策规定.	36
图表5.3	分布式光伏入市省级实施细则.	38
图表5.4	山东分布式光伏项目入市模拟电价.	39
图表6.1	分地区独立储能潜在收益来源汇总（截至2025年3月）.	41
图表6.2	典型独立储能案例在各个省份的收益构成测算.	42
图表6.3	山西电力市场相关政策和交易规则更新汇总.	43

图表6.4	山西典型独立储能在《电力市场规则体系》(V15.0) 生效前后辅助服务收益（左） 和整体收益（右）测算对比	44
图表6.5	代表性省份容量补偿机制汇总	45
图表6.6	山东独立储能容量补偿水平变化趋势	45
图表6.7	宁夏独立储能容量租赁加权平均价格变化趋势.	46
图表7.1	虚拟电厂的核心技术能力与商业模式	48
图表7.2	国内108家虚拟电厂运营商产业背景及企业性质全景图.	50
图表7.3	目前国内在运典型虚拟电厂案例.	51
图表7.4	部分省份虚拟电厂参与电力市场规则一览	53
图表8.1	山东和山西市场联动价格套餐具体联动方式	58
图表8.2	典型用户用电曲线假设和零售套餐设计相关参数	59
图表8.3	模拟情景下2024年山东不同用户在不同零售套餐下的用电成本	60
图表8.4	浙江零售套餐封顶价格设计示意图	61
图表8.5	部分地区加强售电公司竞争程度的举措.	62
图表9.1	2021–2024年全国绿电绿证交易量	63
图表9.2	2025年部分地区分布式项目参与绿电交易的方式	64
图表9.3	2024年以来重点绿证政策梳理与分类.	65
图表9.4	2024–2025年全国绿证按月交易情况.	66
图表9.5	绿证单独交易均价与广东省绿电年度双边交易环境价值均价的对比.	67
图表10.1	湖北1881户居民个人桩执行分时电价前后充电负荷曲线	69
图表10.2	各省居民个人桩充电分时电价执行情况（截至2024年末）	70

引言

2025 年，我国新一轮电力体制改革迎来十周年。以 2015 年 3 月发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）为起点，十年来，电力市场化进程稳步推进，电力生产与消费逐步由计划向市场转变，电力的商品属性被进一步还原。2020 年我国政府提出了“力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和”的“双碳”目标，并于 2021 年提出构建“新型电力系统”，电力市场建设步伐持续加快，各类电源、工商业用户和新型主体在电力市场中的参与度不断提升，一系列推动新型电力系统构建的市场设计和价格机制相继推出（图表 ES.1）。加快建设全国统一电力市场体系、发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用，成为政策与市场的主要方向。

图表 ES.1 2021 年以来部分电力市场与电价政策文件重点内容

成文时间	文件名称	重点内容
2021年10月	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）	推动燃煤发电电量和10千伏以上工商业用户全部进入电力市场，扩大市场交易电价的浮动范围。
2022年1月	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）	明确全国统一电力市场体系建设的总体目标和时间节点，提出健全多层次统一电力市场体系、构建适应新型电力系统的市场机制。
2023年5月	《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）	确定了工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成的顺价模式，核定输配电价，单列上网环节线损费用。
2023年10月	《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）	肯定了电力现货市场在提升电力安全保供能力、促进可再生能源消纳等方面的显著作用，扩大现货市场建设范围，推动现货市场转正式运行。
2023年11月	《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）	建立煤电容量电价机制（容量电价），支撑煤电机组向基础保障性和系统调节性电源并重转型。
2024年2月	《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）	规范辅助服务交易和价格形成机制，明确费用传导机制，提升电力系统综合调节能力，促进清洁能源消纳和绿色低碳转型。
2025年1月	《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）	建立新能源可持续发展价格结算机制（机制电价），推动新能源机组全面进入电力市场并更好支撑新能源发展规划目标实现。

来源：国家发展和改革委员会；落基山研究所整理

回顾过去一年，电力现货市场、容量电价、机制电价等方面的政策和实践取得重要进展，进一步推动搭建面向新型电力系统构建和高比例可再生能源接入的市场体制和价格体系。

电力现货市场初步成熟，覆盖地域全面拓展，现货市场在价格发现中的作用进一步增强。从 2023 年 12 月末至 2025 年 2 月末，首批电力现货市场建设试点中的山西、广东、山东、甘肃、蒙西五个省级现货市场，以及省间电力现货市场由试运行转入正式运行，是我国现货市场建设逐步成熟的重要里程碑。现货试点在全国大范围铺开，29 个省级电网已开展了不同程度的现货市场结算试运行或正式运行。除直接影响现货部分结算以外，现货市场价格还影响着中长期交易价格走势，其日内价格波动情况还指导着各地分时电价政策的更新。

煤电容量电价全面实施，为煤电角色进一步转型奠定机制基础。自 2024 年起，合规在运公用煤电机组由单一制电价调整为“电量电价 + 容量电价”的两部制电价。煤电容量电价机制重构了煤电经营主体的收入结构，固定的容量收入可减轻对电能量收入的依赖，降低经营主体对高利用小时数的需求，稳定经营主体收入预期，为构建新型电力系统进程中火电利用小时数的进一步下浮留出更多空间。

新能源机制电价推出，场外机制推动新能源全面入市和高质量发展。2025 年初，国家发展改革委和国家能源局联合发文建立新能源可持续发展价格结算机制，推动新能源上网电价由以往的“保障性收购 + 部分入市”模式转变为“全面入市 + 场外保障”模式。新能源上网电量原则上全面进入电力市场，新能源在场内交易完成后，通过新能源可持续发展价格结算机制，按纳入机制的电量和相应的机制电价水平，在场外进行差价结算。这一机制的建立既有利于电能量市场进一步优化资源配置，同时也有利于提升新能源项目投资回报的确定性。

展望未来，中共中央办公厅、国务院办公厅于 2025 年 4 月印发的《关于完善价格治理机制的意见》，明确了未来一段时间深化价格市场化改革和推进电力市场建设的工作重点，包括：分品种、有节奏推进各类电源上网电价市场化改革，稳妥有序推动电能量价格、容量价格和辅助服务价格由市场形成；推动更多工商业用户直接参与市场交易；完善多层次电力市场体系，推进电力中长期、现货、辅助服务市场建设；建立健全天然气发电、储能等调节性资源价格机制；完善新能源就近交易价格政策，优化增量配电网价格机制等。

新一轮电改启动以来，落基山研究所一直深入跟踪和助力电力市场化改革进程。以往的研究中，我们以市场设计为关注点，分析和讨论“电力市场如何建设”，同时也以市场参与者视角为切入点，推出《电力市场化改革与电价体系洞察》和《企业绿色电力采购机制：进展与趋势》两个年度报告系列，力图为发电主体提供兼具深度和广度的阶段性洞察。本报告以《2024 电力市场化改革与电价体系洞察：面向市场参与者的十大趋势》和《2023 电力市场化改革洞察：面向市场参与者的 20 大趋势》为基础，系统性回顾 2024 年 4 月以来电力市场建设和电价体系构建的重要进展和交易动态，并基于现有观察展望未来的发展趋势。有别于以往主要按市场组成成分章节讨论的形式，此报告中我们用更大篇幅按不同交易主体类型开展更具针对性的分析和讨论（图表 ES.2）。对于电力体制改革和电力价格体系在 2023 年 - 2024 年初的进展内容和 2015 年 - 2022 年的背景内容，以及部分电力市场和电力价格体系的基础概念介绍，可以参考 2024 版和 2023 版年度报告中的相应内容。

在加快构建新型电力系统和建设全国统一电力市场体系的大背景下，我们希望本报告可以继续帮助市场参与者深入理解当前电力价格体系及其未来方向，洞悉市场发展趋势，共同促进电力市场对能源清洁低碳转型和构建新型电力系统的支撑作用。

图表 ES.2 面向市场参与者的十大趋势汇总

按电能量 市场组成	现货交易	01 现货市场建设在全国大范围推开, 煤价低位运行、新能源占比提高、供需宽松等多因素决定现货价格走势
	中长期交易	02 批发侧买方主体可更加灵活地配置不同中长期交易品种的签约比例, 动力煤价格、现货价格走势与中长期价格走势高度相关
按交易 主体类型	传统电源	03 煤电容量电价重构电源收入结构, 新一轮价格调整将为火电利用小时数留出更多下浮空间
	新能源电源	04 新能源上网电量全面进入市场, 场外机制电价发挥重要过渡作用, 新业态蓄势待发
	分布式光伏	05 分布式光伏回归就近就地开发利用的本质要求, 未来收益不确定性上升
	独立储能	06 参与电能量市场套利是独立储能最主要收益来源, 调频和容量收益受政策和市场规则变动影响较大
	虚拟电厂	07 虚拟电厂建设仍处于示范阶段, 通过聚合用户侧可调节资源、参与现货电能量市场、优化用能成本或为近期商业化的破局方向
	零售用户	08 零售市场价格机制与批发市场衔接更加紧密, 市场竞争烈度仍在提升过程中
	绿电消费者	09 绿电与绿证交易制度体系加速完善, 交易规模将受参与机制的电量比例、对应绿证的归属及使用情况影响
	充电桩	10 多省开始实行居民个人桩分时电价, 目前以自愿参与为主, 时段和价格主要参考居民生活分时电价

来源: 落基山研究所

01 现货市场建设在全国大范围推开，煤价低位运行、新能源占比提高、供需宽松等多因素决定现货价格走势

2023 年底以来，电力现货市场建设进一步全面加速，现货市场目前已在全国 29 个省级电网区域开展试运行或正式运行。图表 1.1 总结了截止到 2025 年 3 月的全国各地区、各层级现货市场的建设进度。省级现货市场层面，继山西、广东于 2023 年底率先由试运行转为正式运行之后，山东、甘肃现货市场分别于 2024 年 6 月和 9 月转正，蒙西现货市场于 2025 年 2 月转正。此外，湖北、浙江、安徽、陕西均在 2024 年内从短 / 长周期结算试运行转为连续结算试运行。辽宁、河北南网均于 2024 年 11 月首次实现为期一个月的长周期结算试运行，也均于 2025 年 3 月启动连续结算试运行，推进速度明显加快。其余大部分省份在 2024 年也均有显著阶段更新，河南、湖南、宁夏、重庆均实现了月度以上的现货市场长周期结算试运行，青海、吉林、上海、新疆、黑龙江、蒙东实现了短周期结算试运行。区域和全国现货市场层面，国网省间现货市场在连续结算试运行超过两年后，于 2024 年 10 月 15 日转为正式运行，标志着国网地区省间与省内两级运作、建设多层次统一市场的模式进一步成熟。2024 年 11 月，南方区域现货市场首次实现全月结算试运行，运行范围涵盖广东、广西、云南、贵州、海南五个省，仍是我国进展最快的区域级电力市场。

展望 2025 年，根据《关于印发〈2025 年能源监管工作要点〉的通知》（国能发监管〔2025〕3 号），我国将“实现省级现货市场基本全覆盖”。考虑到目前转正的五个省份从开始连续结算试运行到正式运行均历经超过两年，为 26 到 40 个月不等，而且《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）要求“各省 / 区域、省间现货市场连续运行一年以上”后可按程序转正，因此目前处于连续结算试运行阶段的六省中，湖北、浙江可能会在连续结算试运行满一周年后、在 2025 年底前率先转正，安徽、陕西、辽宁、河北南网大概率在 2025 年维持在当前阶段。福建、江苏、湖南、宁夏等省级现货市场有望进一步转为连续结算试运行，南方区域电力现货市场预计在二季度开展连续结算试运行，京津冀区域电力现货市场可能开展模拟试运行。

图表 1.1 全国各地区现货市场的建设进度（截至 2025 年 3 月）

模拟试运行（含调电）	短周期结算试运行	长周期结算试运行	连续结算试运行	正式运行
- 黑龙江 - 蒙东 - 吉林 - 青海 - 湖南 - 新疆 - 上海	- 江西 - 青海 - 吉林 - 上海 - 新疆 - 黑龙江 - 蒙东 - 河南 - 宁夏 - 重庆 - 陕西 - 南方区域	- 福建 - 四川 - 江苏 - 河南 - 湖南 - 宁夏 - 重庆 - 南方区域 - 浙江 - 安徽 - 湖北	- 湖北 - 浙江 - 安徽 - 陕西 - 辽宁 - 河北南网 - 山东 - 甘肃 - 省间现货 - 蒙西	- 山西 - 广东 - 山东 - 甘肃 - 国网省间 - 蒙西

来源：各省市和区域电力交易中心、政府网站、官方媒体等，落基山研究所整理

注 1：根据《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》¹，现货市场建设分为五个阶段：模拟试运行（含调电试运行）、结算试运行（整月以下）、长周期结算试运行（整月及以上）、连续结算试运行、正式运行

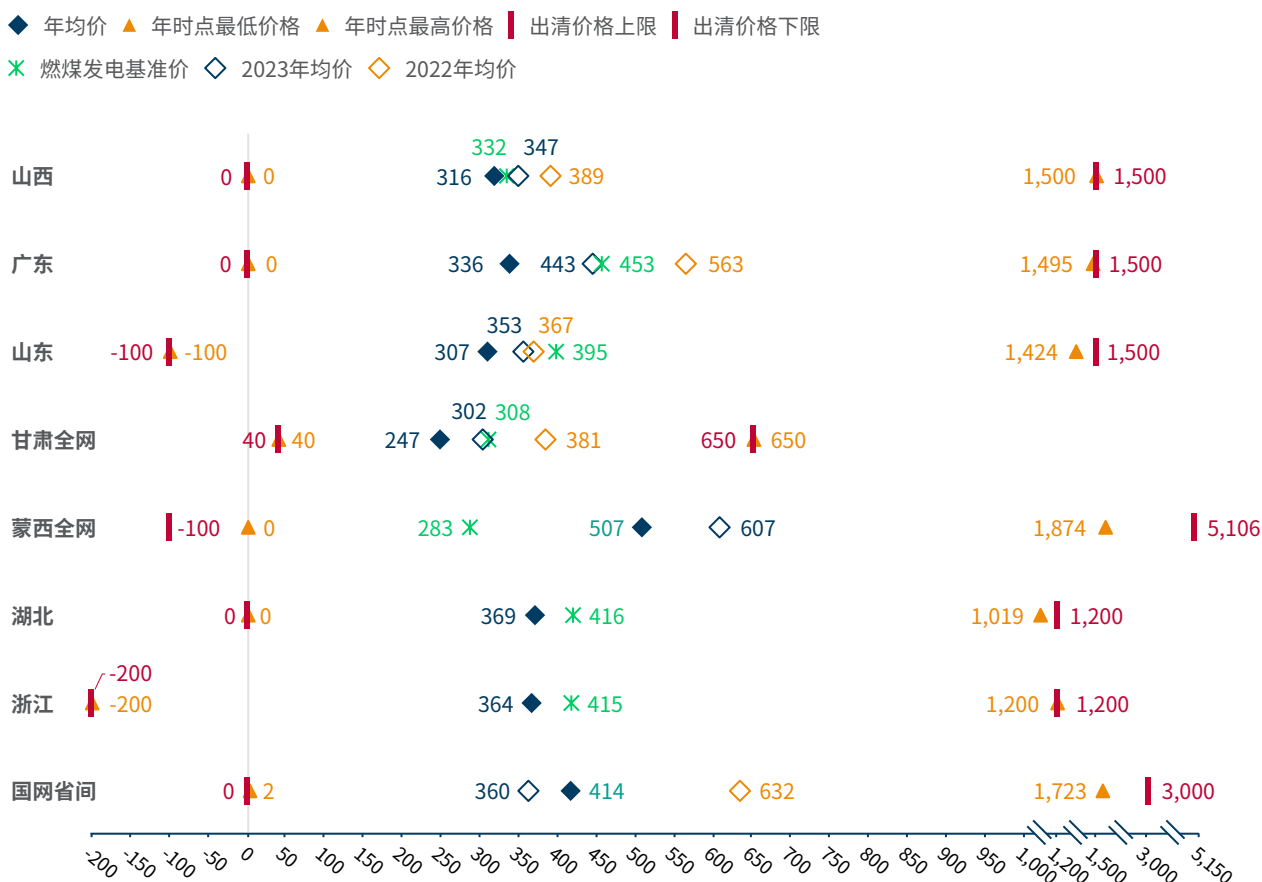
注 2：示例中蓝色为相较于 2024 年 1 月无阶段更新的省级层面现货市场，红色为区域及全国层面现货市场，绿色为相较于 2024 年 1 月有阶段更新的市场（对应灰色为 2024 年 1 月时所处的阶段）

注 3：西藏、京津冀区域、港澳台地区暂未列入整理

2024 年多省现货价格中枢下探，2025 年现货价格普遍将持续承压

价格方面，除国网省间现货外，叠加动力煤价格下降、新能源比例上升、供需偏宽松等因素，连续结算（试）运行省份的现货市场整体延续下降趋势（图表 1.2）。山西、广东、山东、甘肃、蒙西现货市场均价较 2023 年分别下降 31、108、46、55、100 元 /MWh，同比降幅为 8.9%、24.3%、13.0%、18.2% 和 16.5% 左右，广东和甘肃较 2022 年更是显著下降 40.4% 和 35.2%。湖北和浙江现货市场分别于 2024 年 4 月、5 月起开始连续结算试运行，成交均价较其燃煤基准价分别下浮 11.3% 和 12.2%。省间现货方面，主要受到汛期（4 月 1 日至 10 月 23 日）平均气温同比偏高 2.06℃且极端性强、秋季西南地区东部及长江中游流域出现旱情的影响²，8-11 月国网省间现货价格同比由降转升，8-9 月成交价格更是同比上涨超过一倍，使全年均价提高 15.2%。

图表 1.2 2024 年度层面关键现货价格数据一览



来源：兰木达电力现货³，落基山研究所

注 1：甘肃现货市场由于 2024 年起用户侧不再分为河东、河西进行分区结算，而采用全省统一结算点，历史数据缺失。甘肃现货市场 2023 年日前均价为 0.302 元 / 千瓦时，实时均价为 0.309 元 / 千瓦时，2022 年年前日均价为 0.381 元 / 千瓦时，实时均价为 0.388 元 / 千瓦时，图表中展示的是日前均价⁴。

注 2：各省现货规则中出清价格上下限往往大于申报价格上下限，这是由于系统阻塞的存在，导致部分节点增加单位负荷时电力系统再调度增加的成本会高于（或者低于）市场主体的最高（或者最低）申报价格。例如根据 2024 年 11 月发布的最新版《内蒙古电力多边交易市场规则体系（征求意见稿）》，出清价格限值调整为 0-3000 元 /MWh，火电申报价格限值为 1-1500 元 /MWh，新能源申报价格限值为 0-1500 元 /MWh。此外，各省现货市场一般还存在风险防范机制（蒙西）或者二级限价（国网地区），即若一定周期内现货均价超过设定范围，现货实际结算价格会再次调整到设定范围内。

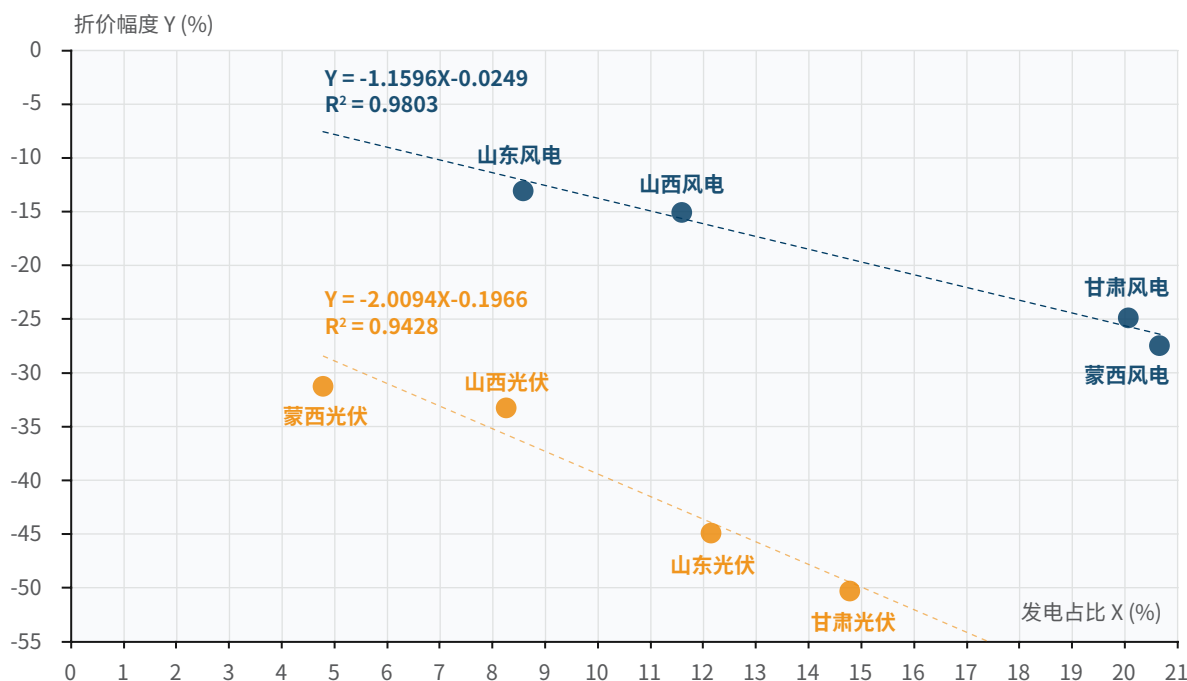
注 3：国网省间电力现货市场送电方和购电方申报价格范围为 0-3 元 / 千瓦时，送电方节点日均结算价格上限为 1.5 元 / 千瓦时，超过后按比例调减 96 点分时结算价格。

具体而言，决定现货价格走势的主要因素有以下三点：

- **其一，动力煤价格持续下行，降低煤电发电成本，拉低现货市场价格中枢。**根据国家发改委《关于做好 2024 年电煤中长期合同签订履约工作的通知》（发改办运行〔2023〕870 号）⁵，原则上每家煤炭企业签约量不低于自有资源量的 80%，发电企业签约量不低于签约需求量（以本企业 2023 年国内耗煤量为基数）的 80%，并进一步加强履约监管。以秦皇岛动力煤（5500 大卡）为例，2024 年年度长协价格基本稳定在 690–710 元 / 吨的区间，显著低于现货价格的 765–940 元 / 吨的波动区间，电煤中长期合同有效成为了煤电发电成本的“稳定器”⁶。但中长期合同之外，仍有部分煤电电量需要通过采购市场煤来满足，这也意味着动力煤现货价格的波动也会一定程度传导到电力现货市场。根据秦皇岛港动力煤（5500 大卡）现货日平仓价计算，2024 年均价为 860 元 / 吨，较 2023 年下降约 105 元 / 吨，降幅达 10.9%。按照度电煤耗 304.8g/kWh 计算，煤电发电燃料成本对应减少约 32 元 / MWh，这也直接导致了现货市场价格中枢的下降。此外，煤电容量电价机制于 2024 年起正式实施，其帮助煤电机组回收了部分固定成本（详见 03 章），促使煤电机组在现货市场的报价更加接近燃料成本，一定程度上也造成了 2024 年现货价格的下降。对于 2025 年，在《关于做好 2025 年电煤中长期合同签订履约工作的通知》（发改办运行〔2024〕941 号）中⁷，中长协合理价格区间维持和 2024 年不变，煤炭企业最低签约比例从 80% 降低到 75%，全年履约率最低要求由 100% 降到 90%。2025 年来，动力煤价格不断走低，秦皇岛动力煤（5500 大卡）年度长协价格已经从 1 月的 693 元 / 吨下降到 4 月的 679 元 / 吨，而现货交易价更是从 1 月的 770 元 / 吨左右持续下跌到 4 月的 670 元 / 吨左右，已和长协价格持平。考虑到目前煤炭供给端整体基本稳定、需求端整体偏弱等因素，多家机构都预测 2025 年动力煤现货价格中枢将延续下行趋势，以弱势振荡为主，预计年内电力现货价格中枢将因此进一步下探^{8,9,10,11}。
- **其二，电力系统中新能源占比不断提高，拉低其大发时段现货价格。**图表 1.3 显示了山东、山西、甘肃、蒙西四省光伏、风电同类项目现货均价相对于全市场均价都出现了明显折价，而且伴随着 X 轴代表的光伏 / 风电发电量占比越来越高，Y 轴折价幅度也随之扩大。这反映了伴随着零边际成本的新能源发电量占比逐步提升，压缩了现货市场的竞价空间ⁱ，导致新能源大发时段现货价格明显降低，进而也会进一步拉低全年均价。此外，分技术类型来看，风电、光伏各自的折价幅度和其发电占比呈现显著正相关性。风电发电占比每提高 1%，其在现货市场的平均折价幅度约提高 1.16%；对于光伏而言，这一折价幅度更高，达到了 2.0%，这体现了新能源自身在现货市场中的侵蚀效应。在新型电力系统建设背景下，预计 2025 年全国风电、光伏新增装机将保持在 2 亿千瓦以上，新能源发电占比有望进一步提高，而且在新能源全面入市的背景下（详见 04 章），更高比例新能源将入市交易，这意味着上述省份现货价格将更加波动，新能源大发时段的现货价格将继续下探。

ⁱ 竞价空间 = 负荷 - 非市场化出力 - 新能源预测出力。由于目前大多数省份用电侧“报量不报价”，竞价空间则决定了其他发电机组（主要为火电）的报价博弈空间，报价较低的机组会被优先出清。因此竞价空间较低时，现货市场边际出清价格一般也会随之降低，反之则升高。

图表 1.3 各省风电、光伏同类项目现货均价折价幅度与发电占比的相关性



来源：落基山研究所

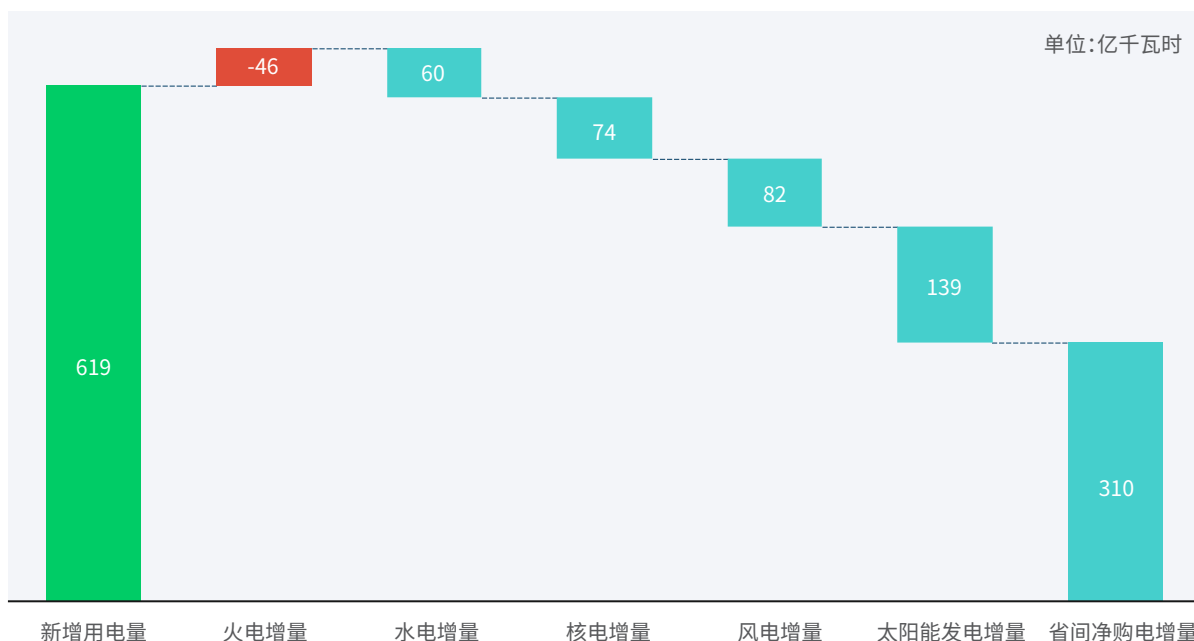
注 1: 折价幅度 $Y = (\text{风电或光伏同类项目现货加权均价} - \text{全市场现货加权均价}) / \text{全市场现货加权均价}$; 发电占比 $X = \text{本省风电或光伏发电量} / \text{本省总发电量}$

注 2: 分析基础数据来源于兰木达电力现货¹²、中国电力企业联合会¹³

注 3: 本图所采用的现货均价并不代表电力市场最终结算均价，仅为其在现货市场的捕获价，最终结算价格还受到中长期合同的显著影响。

- 其三，电力供需相对宽松促使现货价格下行。**2021 年“电荒”之后批复的大量煤电、气电进入投产期，叠加部分地区用电量增速不及预期、2024 年全国水电来水情况较好，宽松的供需关系加剧了现货价格的下行压力。以广东为例，2024 年火电平均利用小时数同比骤降 398 小时，主要原因之一即为 2023、2024 年间累计有 2091 万千瓦新增火电并网，显著高于 2021–2022 期间新增的 932 万千瓦火电。而从图表 1.4 可得，2024 年的用电量增量主要由水电（广东省间净购电也多为云贵地区水电）、太阳能发电、风电等非化石能源供应，火电发电不升反降。由于省间外来电为政府间协议优先出清，新能源、水电由于边际成本优势也会优先于火电出清，意味着更多的火电机组要竞争更少的竞价空间，直接导致部分高报价机组难以出清，出清价格降低。结合 Global Energy Monitor 和中电联的数据，2025 年全国预计新增 5600–8700 万千瓦煤电机组并网，基本相当于甚至超过 2023 年和 2024 年的新增总和 6537 万千瓦，新能源新增装机预计仍超过 3 亿千瓦（2024 年是 3.6 亿千瓦），而用电量增速预计维持在 6% 左右（2024 年是 6.8%），因此在现货市场中发电侧竞争可能更加激烈。其中，广东在建煤电项目中预计 2025 年投产并网近 1000 万千瓦，另有气电预计新增并网近 1000 万千瓦，均居全国首位，而需求端前三个月全省用电量增速为 2.2%（2024 年全年为 7.3%），预计其供需情况将持续宽松，省内现货价格下行压力大^{14,15}。

图表 1.4 广东省 2024 年电力供需变化一览



来源: 中国电力企业联合会, 落基山研究所

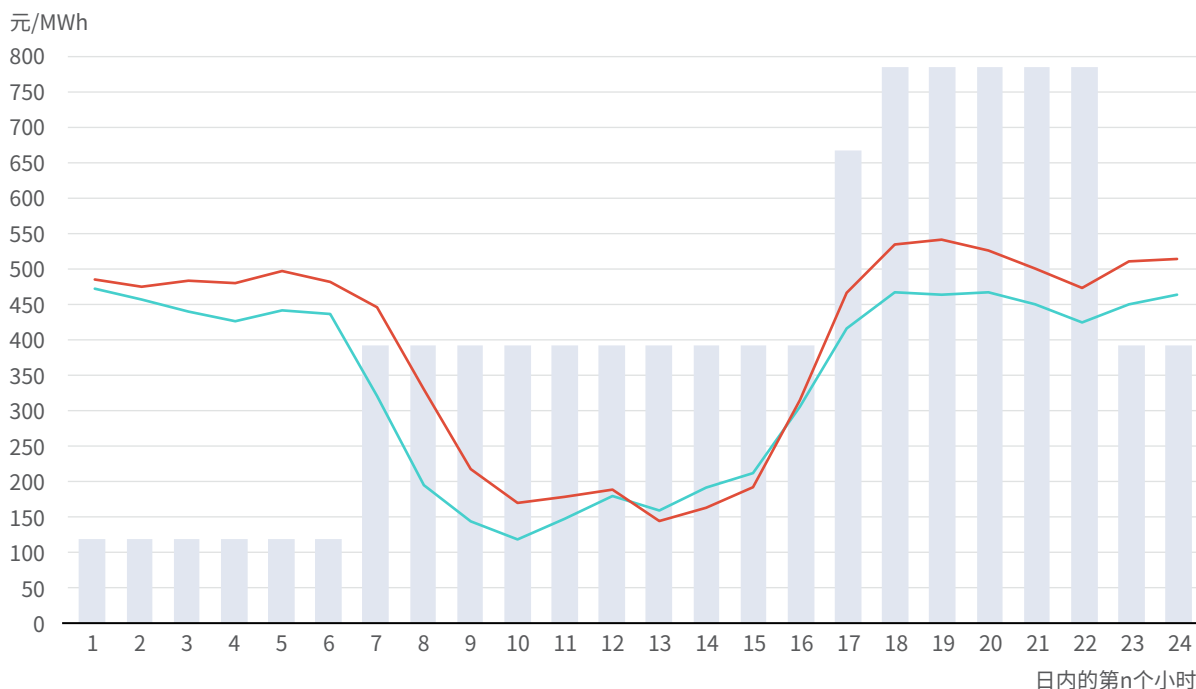
分时电价峰谷时段调整紧密联动现货价格曲线

市场机制衔接方面,在现货市场连续结算(试)运行的省份,现货价格对分时电价政策的指导作用更加显著。以山东省为例,其现货市场自 2021 年 12 月起启动不间断结算试运行,此后分时电价政策每年都会调整更新,调整频率明显加快。在《2024 电力市场化改革与电价体系洞察:面向市场参与者的十大趋势》报告中,我们曾分析了上一年度分时电价的调整情况。2024 年分时电价在 2023 年基础上,调整了冬季、春季和夏季的峰谷时段,深谷与尖峰时段的调整与现货价格在不同季节的曲线形态高度一致。但是,该报告同时也指出夏季部分时段电价划分仍与现货价格水平存在不匹配现象,这些时段可能成为分时电价进一步调整的重点方向。例如,夏季 0:00-6:00 时段划分为低谷,但该时段现货均价却高于划分为平段的 8:00-15:00;夏季 22:00-23:00 和 23:00-24:00 时段分别划为平段和谷段,但该时段现货均价基本和位于尖峰时段的 20:00-22:00 处于相同的价格区间(如图表 1.5 所示)¹⁶。

图表 1.5 山东省 2024 年分时电价与 2023-2024 年现货价格日内走势对比（以 6 月为例）

■ 2024年6月分时电价政策（以电网代理购电价格为例）

— 2024年6月现货日前市场分时均价 — 2023年6月现货日前市场分时均价



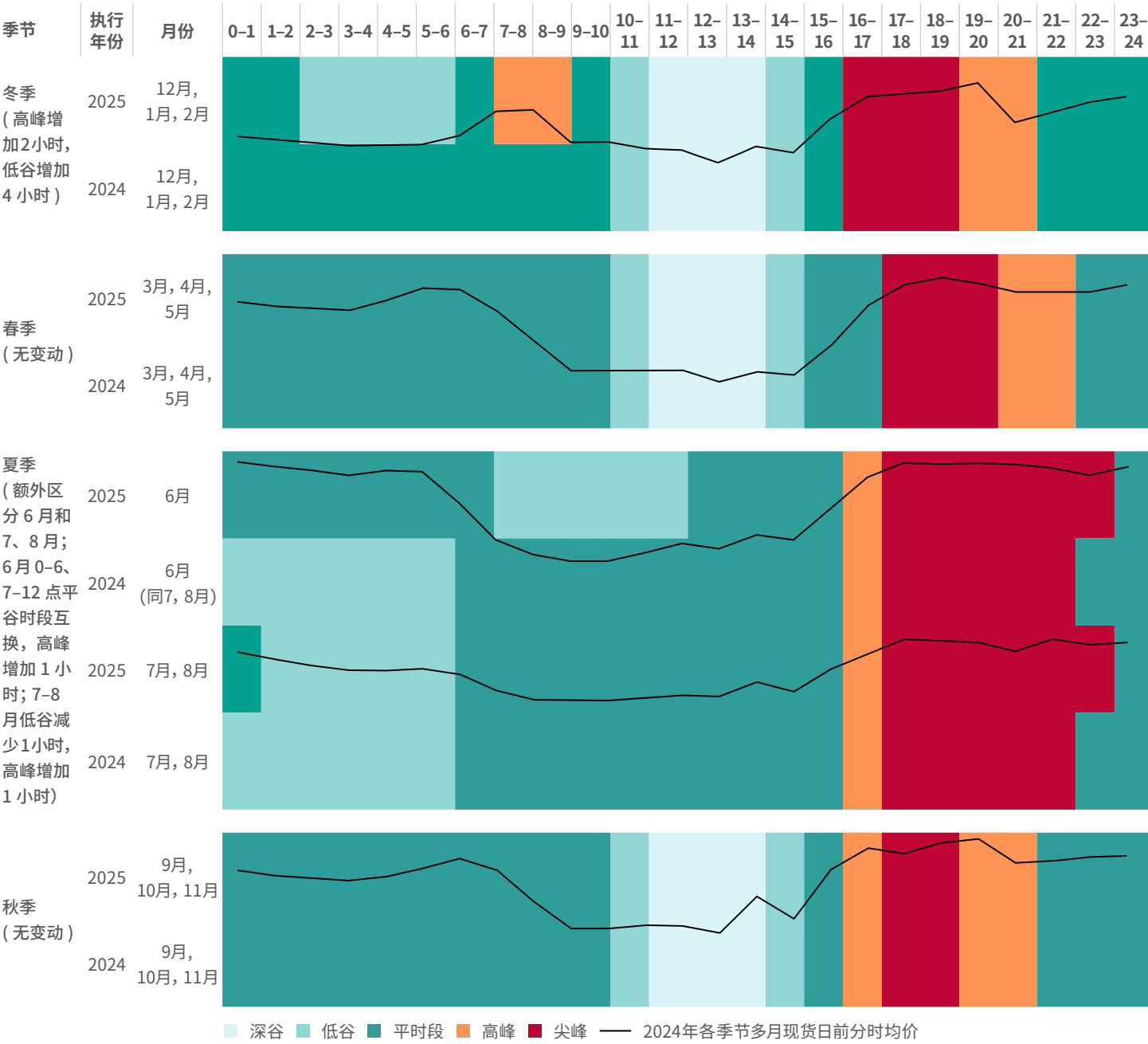
来源：国网山东省电力公司，山东电力交易中心，落基山研究所

注：横坐标中，日内的第 1 个小时指 00:00-01:00，以此类推。

2024 年 12 月，国网山东省电力公司发布 2025 年工商业分时电价公告¹⁷，本次调整进一步解决了前述的部分季节分时政策与现货价格不匹配的问题，整体调整方向与对应月份的现货价格走势保持一致。图表 1.6 全面展示了 2025 年分时电价政策在峰谷时段划分方面相较 2024 年的变化，重点调整如下：

- 夏季（6-8 月）中，将 6 月单列，其 0:00-6:00 时段从低谷段变为平段，而 7:00-12:00 点由平段变为谷段；此外，整个夏季的 22:00-23:00 时段均由平时段调整为尖峰时段，这都有效减少了上述提到的分时电价与现货价格的不匹配现象。
- 冬季（12，1-2 月）中，其 2:00-6:00 由平段调整为低谷段，而 7:00-9:00 时段由平段调整为高峰段，对应着 2024 年冬季现货均价曲线的早高峰现象。

图表 1.6 山东省 2025 年分时电价与 2024 年分时电价和现货价格日内走势对比



来源: 山东发展改革委, 山东电力交易中心, 落基山研究所

02 批发侧买方主体可更加灵活地配置不同中长期交易品种的签约比例，动力煤价格、现货价格走势与中长期价格走势高度相关

电力中长期交易是 2015 年新一轮电力体制改革启动后率先开展的交易类型，也是当前我国电力交易体系中的交易量和交易总价最高的组成部分。近年来中长期交易电量持续上升，2024 年电力中长期交易量较 2020 年增加了 2.2 万亿千瓦时，增量规模与同期全社会用电量增量基本持平¹⁸。同时，中长期交易占比维持高位，2024 年全国电力市场中长期电力直接交易ⁱⁱ 电量达 4.65 万亿千瓦时，同比增长 5%，占全社会用电量的 47%^{1,19}。其中，省内电力直接交易电量占全国电力市场中长期电力直接交易电量的 98%。市场主体方面，除煤电和新能源外，独立储能、虚拟电厂、抽水蓄能、核电在更多区域参与中长期市场，市场主体多元化趋势显现。

批发侧买方主体年度交易的签约比例限制降低，不同品种签约情况将取决于发用两侧主体博弈结果

从 2024 年末组织开展的 2025 年年度中长期交易来看，各省区对批发侧买方主体年度中长期签约比例做出了不同程度要求，部分省区放宽了年度签约比例下限（图表 2.1）。2025 年明确要求年度签约比例在 80% 及以上的仍有 14 个省区，青海、四川、蒙东、蒙西、山西、宁夏 6 个省区批发侧买方主体年度签约比例下限明确放宽至 60%–70%ⁱⁱⁱ。在国家层面，据报道²⁰，国家发展改革委、国家能源局在《关于做好 2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2024〕1752 号）中要求，对于新能源加水电发电量占比超过 40% 的地区，政府主管部门可统筹考虑发电侧各类型电源市场化电量签约规模，研究适当放宽用户年度签约比例要求，原则上不得低于 60%。这一要求较 2024 年有明显变化，《关于做好 2024 年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2023〕1662 号）规定 2024 年批发侧买方用户年度中长期签约电量应不低于上一年度用电量的 80%²¹。

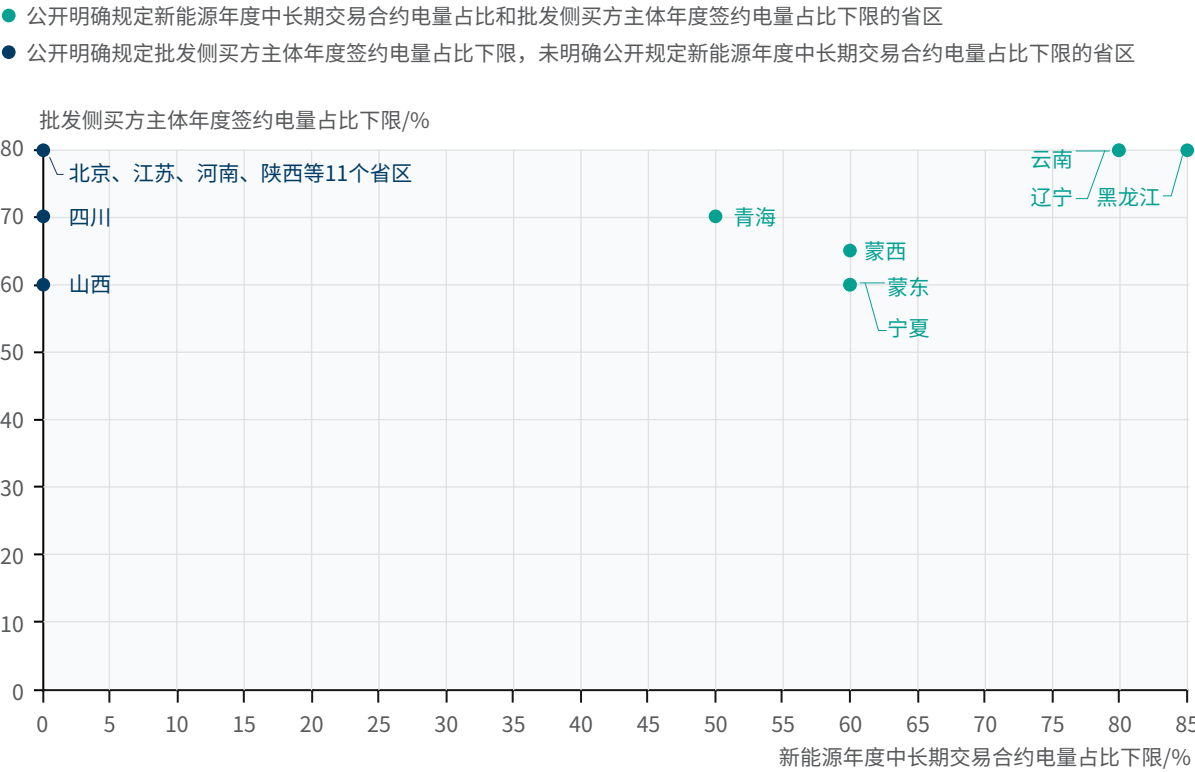
批发侧买方主体年度中长期合同最低签约比例下调，与煤电电能量定价逻辑并不能完全适用于新能源有关。煤电以电煤价格为定价依据，而发电企业采购电煤时，电煤中长期合同签约量不应低于签约需求的 80%²²，因此在高比例电煤长协签约要求下，煤电企业在签约相应高比例年度电力中长期交易合同时，其风险敞口最小。新能源场站则不同，新能源发电的边际成本几乎为零，参与中长期交易时报价更多依赖于市场供需形势；同时新能源发电由于出力不可控，会面临时间跨度越久，发电量及市场价格预测不确定性越大的挑战，因此新能源发电主体签约年度合同虽然可以提前锁定合同的度电收益，但实际发电量仍具有不确定性，叠加偏差考核机制，总收益不确定性显著增加。在此背景下，各省区对于新能源主体签约年度交易合同要求基本都比火电更为宽松（图表 2.1），目前仅有黑龙江、辽宁、云南三个省区明确要求新能源年度签约比例不低于 80%，其余省区均低于此限制或无明确要求。此外，《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）明确提出“允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整”，即新能源入市后，大部分省份在交易规则中明确限制中长期签约比例下限的可能性较低，新能源企业预计会弹性参与年度中长期交易。

ii 全国电力市场中长期电力直接交易包括省内电力直接交易（含绿电交易和电网代理购电）和省间电力直接交易。

iii 关于批发侧买方主体年度签约比例下限，青海省从 2024 年的 75% 降低到 2025 年的 70%，蒙东从 2024 年的 80% 降低到 2025 年的 60%，蒙西和山西省在 2024 年无明确规定，2025 年分别要求为 65% 和 60%，四川和宁夏较 2024 年没有变化，仍维持在 70% 和 60%。

在高比例电煤长协合同签署要求下，燃煤机组年度中长期合同签约电量比例要求预计将维持在 80%。但在新能源入市和新能源电源弹性参与年度中长期签约等趋势的共同影响下，批发侧各类卖方主体锁定在年度中长期交易中的总电量占比会逐步下降。考虑到电量供需关系，预计将有更多省区放松对批发侧买方主体年度签约比例下限要求，这也意味着批发侧买方主体会有更大的自主决定空间，月度、月内、多日等短周期交易品种的交易活跃度会随之提升。不同交易品种的签约比例结果将取决于发电侧主体和用电侧主体的动态博弈过程，买卖双方提前锁定收益 / 成本的需求、对年度价格和其他交易品种的价格预期等因素都将影响博弈过程。

图表 2.1 各省中长期年度签约电量占比下限要求



来源：各省发展改革委，各省电力交易中心，落基山研究所

注 1：国家发展改革委、国家能源局《关于做好 2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2024〕1752 号）要求发电侧燃煤机组年度中长期签约比例应不低于年度预计上网电量的 80%，通过后续签订不低于 90%。

注 2：新能源企业年度中长期交易合约电量占比（除辽宁外）为中长期年度交易电量占上一年度上网电量或本年度申报发电能力，辽宁新能源企业年度中长期交易合约电量占比为中长期年度交易电量占实际发电量比例。

注 3：批发侧买方用户指电力大用户和售电公司（含电网代购用户），关于年度中长期签约电量占比，青海省为年度签约电量占市场化交易总电量比例，四川省批发用户为年度签约电量占近三年分月平均用电量或上一年分月用电量比例，四川省售电公司为年度签约电量占零售分月签约电量比例，吉林省为年度签约电量占前三年平均用电量比例，其余省份为年度签约电量占上一年度用电量比例。

注 4：北京、天津、河北南网、冀北、吉林、上海、江苏、安徽、河南、海南、陕西均要求批发侧买方用户年度签约电量占比不低于 80%，新能源年度中长期交易合约比例下限无明确公开规定；四川、山西新能源年度中长期交易合约比例下限无明确公开规定。

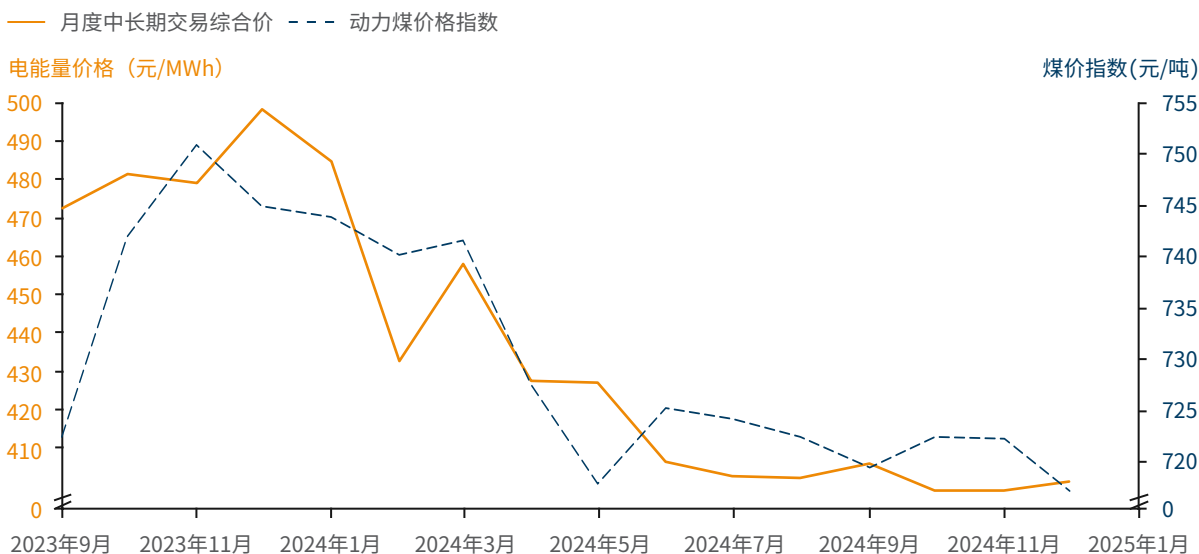
注 5：浙江、湖北两省省关于新能源年度中长期合约电量占比下限无明确公开规定，广东省新能源交易单元月度净合约量下限为 0；批发侧买方用户年度签约电量占比下限无明确公开规定，但中长期交易电量有占比下限：浙江、广东不低于 90%。湖北不低于 95%。

注 6：江西、山东、湖南、广西、重庆、贵州、西藏、甘肃、新疆关于批发侧买方用户年度签约比例下限和新能源年度中长期合约电量占比下限无明确公开规定。

月度中长期交易价格跟随动力煤价格变动，年度中长期签约均价与相近月份月度中长期交易综合均价趋近

在以煤电量为基石的中长期交易中，燃料价格仍然是定价的重要依据。2024 年我国煤电发电量占比达 54.8%¹³，同时煤电需全电量进入市场，中长期签约电量不低于 90%²³。这相当于煤电中长期签约电量占全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量（6.18 万亿千瓦时）的约 80%，使得煤电在中长期交易中成为价格基石。煤电发电成本中，燃料成本占比最高，约为 70%²⁴。为保障在燃料价格波动时控制经营风险，煤电企业通常会考虑电煤价格波动进行电力交易报价。电力月度中长期交易综合价与动力煤价格指数^{iv} 常呈同向变化关系，以广东省为例（图表 2.2），2023 年 9 月-2024 年 12 月动力煤价格指数显著下降、月度中长期交易综合价走低。

图表 2.2 广东省 2023 年 9 月-2024 年 12 月月度中长期交易价格与煤炭价格



来源：广东电力交易中心，中国煤炭市场网，秦皇岛煤炭网，全国煤炭交易中心，中国电力企业联合会，落基山研究所

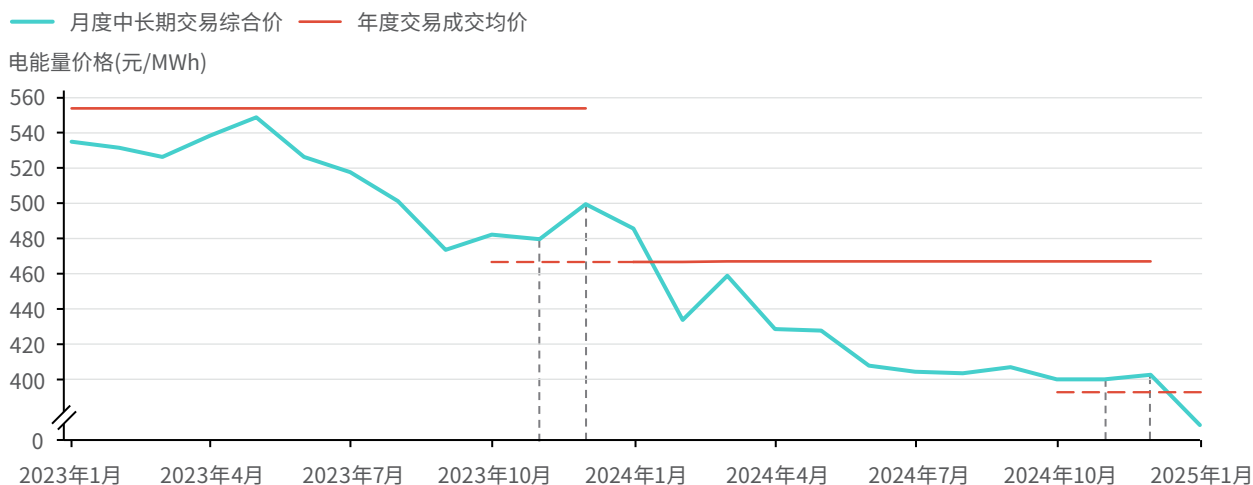
具体而言，月度中长期交易综合价和动力煤价格指数有同方向变化趋势，且电力价格变化相较于动力煤价格指数变化存在滞后性。本报告通过对 2023 年 9 月-2025 年 1 月广东省月度中长期交易综合价与动力煤价格指数统计分析^v 发现，月度中长期交易综合价跟随动力煤价格指数变动，滞后期约为两个月。这种滞后性主要源于煤电企业报价时参考的燃料成本与本月燃料采购成本不完全相同。首先，本月的月度中长期交易综合价通常在上月末交易时确定，交易主体报价时只能参考存在滞后的动力煤价格数据；此外，燃煤电厂的燃料成本受电煤运输周期和电煤库存周期影响，往往反映上月采购价，而非当月价格，从而导致电价变化与动力煤价格变化存在一定时滞。市场主体可结合电煤运输、库存周期和电力供需情况，根据近期动力煤价格指数水平判断月度中长期交易综合价走势，以优化交易决策。

^{iv} 本报告中动力煤价格指数使用该月煤炭长协浮动价格参考指数，为全国煤炭交易中心综合价格指数NCEI(5500大卡)、环渤海动力煤综合价格指数BSPI(5500大卡)、秦皇岛动力煤综合交易价格指数CCTD(5500大卡)三项指数上月最后一期的平均值。

^v 本报告使用STL分解和交叉相关分析对月度中长期交易综合价与动力煤价格指数进行统计分析，在剔除数据趋势的基础上，检验两个数据集的变化是否具有同向性，以及是否存在滞后效应。CCF是一种能够考虑数据滞后性的相关系数计算方法，通过计算不同滞后期相关系数，选择具有显著性且相关系数最大的滞后期作为分析结果。在进行CCF分析之前，需要对数据进行平稳性检验，即确保数据在分析周期内不存在明显趋势，否则会影响结果的真实性。月度中长期交易综合价与动力煤价格指数的原始数据经统计检验为非平稳数据，即存在趋势，因此采用STL（季节趋势分解法）将原始数据分解为长期趋势（趋势）、周期性波动（季节性）和残差（短期波动）。分解后，残差部分可以通过平稳性检验。分解后，使用电价和煤价的残差（即短期波动部分）进行CCF分析。统计结果显示滞后期为2时结果显著且相关系数较大，表明煤价变化领先于电价变化，且领先周期为两个月。

年末月度交易综合价与次年年度交易价格呈现高度相关性。以广东省为例（图表 2.3），2023 年 11 月和 12 月的月度中长期交易综合价算术平均值较 2024 年年度中长期交易成交均价（465.64 元 / 兆瓦时）仅相差 5%。相比之下，2024 年各月月度中长期交易综合价与该年年度交易均价的关联性较弱，例如 2024 年下半年各月的月度中长期交易综合价普遍与年度均价水平有 12% 以上的差异。2025 年年度交易中亦呈现了相似特点，2024 年 11 月和 12 月月度中长期交易综合价较 2025 年年度交易成交均价（391.86 元 / 兆瓦时）仅相差 2%。这一现象反映了煤电主体的年度电煤合同成本与电力年度中长期交易的相关性，也充分体现了电煤成本在电力中长期定价中的基石作用。

图表 2.3 2023 年 1 月 - 2025 年 1 月广东省年度交易成交均价与月度中长期交易综合价



来源：广东电力交易中心，落基山研究所

中长期分时段交易持续推进，现货市场价格对中长期交易价格的传导作用加强

为“优化完善电力中长期合同分时段价格形成机制，形成反映实际供需关系的价格信号”，2025 年中长期交易要求“全面推进分时段、带曲线签约”^{vi}。自 2021 年山西等地开展分时段交易^{vi}以来，广东、甘肃、浙江等 28 个省区已开展中长期分时段交易，未开展分时段交易的交易品种可以选择带曲线交易，分时段交易和带曲线交易均会区分不同时段电能量的价值，中长期交易由电量交易向分时段电力交易转变趋势显著。

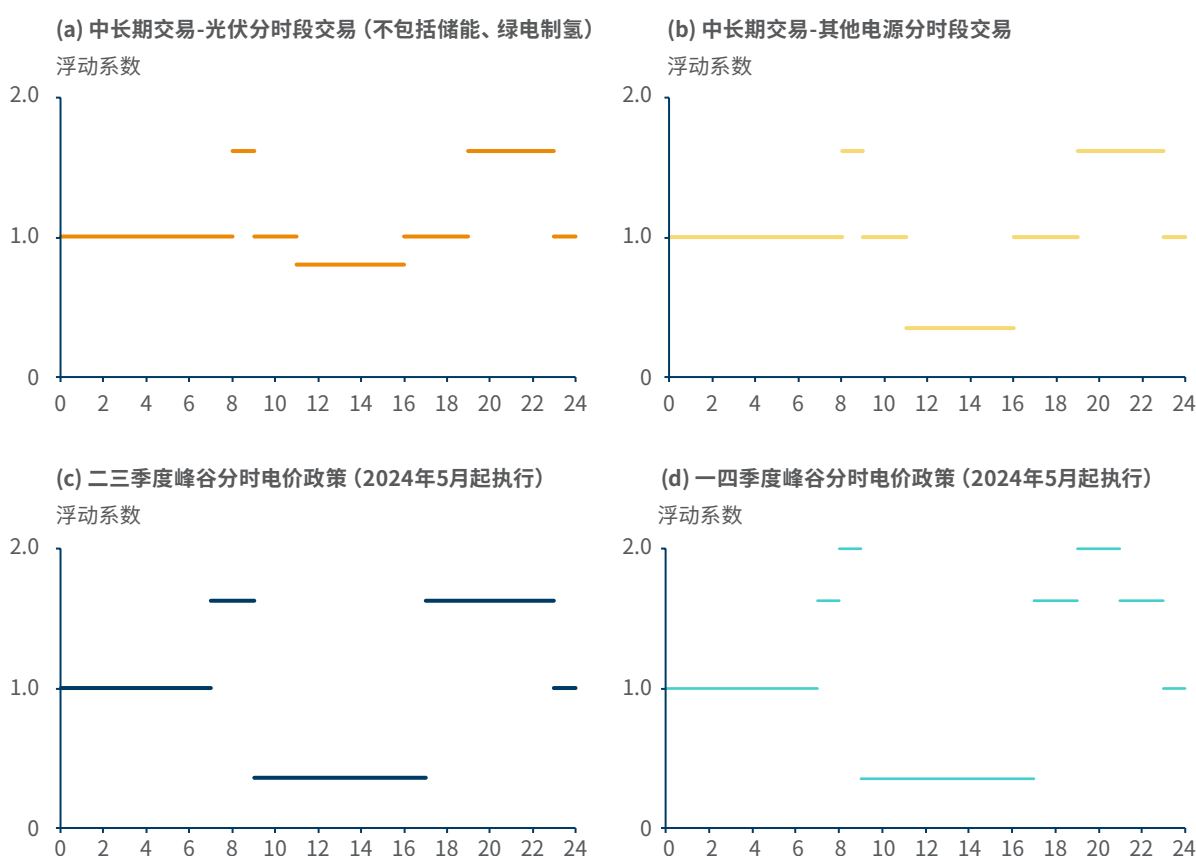
按照各时段价格是否分时及报价上下限参考基准，目前中长期交易分时价格形成方式可分为四种（图表2.5）：

- 不区分电能量时间价值的发电侧结算方式仍然存在。山东（新能源自选）、福建发电侧、海南发电侧采用全时段电量统一价格结算的方式。
- 各时段限价参考工商业分时电价政策及燃煤发电市场交易价格浮动比例。
 - 中长期交易中的分时电价按工商业分时电价政策规定的时段和浮动系数计算。如新疆、北京等地，在开展分时段交易后，时段划分和浮动系数按工商业分时电价政策执行。在青海、蒙西等地，若市场主体不申报交易曲线，结算价格则默认按分时电价执行。
 - 中长期交易的所有时段都有明确价格限制范围。如山西多月连续分时段交易中逐个时段限价范围为 95.62–764.93 元 / 兆瓦时；浙江月度集中竞价的每个时段申报限价为基准价上下浮动 20%。

^{vi} 中长期分时段交易指将每天划分为峰平谷或24小时等不同时段，每个时段的电量作为独立标的进行交易。

- **中长期分时段交易限价以工商业分时电价政策中规定的浮动系数为依据。**以蒙西为例，市场主体申报价格曲线时峰谷时段和各时段的浮动比例不低于工商业分时电价政策中规定的时段长度和浮动比例。浙江中长期年度交易、月度双边协商和挂牌交易中，燃煤基准价浮动空间结合分时电价政策规定的浮动比例构成各时段申报限价。
- **中长期交易方案中划分的时段和浮动比例与工商业分时电价政策不同。**以青海^{vii}为例，在中长期交易方案中单独划定峰平谷时段，该时段划分及系数与工商业分时电价政策并不完全一致，见图表 2.4。
- **在广东、山西、山东、甘肃、浙江等现货市场长周期试运行（含正式运行）地区，部分交易品种的价格申报上下限逐渐与现货价格上下限接轨，现货价格与中长期交易价格衔接增强。**如《甘肃省 2025 年省内电力中长期年度交易实施方案》中明确指出年度双边协商和年度集中竞价交易中各时段申报价格限制按照省内电力现货市场价格上下限设定。

图表 2.4 青海省工商业分时电价政策峰谷时段及系数与中长期交易峰谷时段及系数



来源：青海省发展改革委²⁵，青海省能源局²⁶，落基山研究所

注：图中所示中长期分时段交易峰段系数（1.63）为申报浮动下限，谷段系数（光伏0.8，其他电源0.35）为申报浮动上限

^{vii} 中长期分时段交易中时段划分和浮动系数来源于青海省能源局《关于开展2024年电力市场交易有关事项的通知》，《青海省2025年电力中长期交易方案》中未针对时段划分和系数浮动做出明确规定。

图表 2.5 中长期交易分时价格形成方式

分时价格形成方式		交易模式	山西	广东	山东	甘肃	蒙西	浙江	宁夏	青海	新疆	北京
全时段统一价格		常规交易			√(新能源 自选)							
各时段限价参考工商业分时电价政策及燃煤发电市场交易价格浮动比例	申报均价, 分时价格按工商业分时电价政策形成	常规交易		√(年度双边协商、挂牌交易, 月度双边月度挂牌)	√		√			√		
		分时段交易									√	√
	申报各时段价格, 各时段限价以绝对值形式公布	分时段交易	√(多月连续分时段交易: 95.62–764.93元/MWh; 年度集中交易: 燃煤基准价上下浮动20%)	√(年度集中竞价: 0.372–0.554元/kWh)	√(年度集中竞价: 245.4–404.4元/MWh)			√(月度集中竞价: 基准价上下浮动20%)				
		常规交易						√				
		分时段交易	√(月度、旬: 逐时段限价, 限价范围设置12个价格区间)					√(年度、月度双边和挂牌)				
各时段限价参考中长期交易方案中规定的时段划分及浮动比例		分时段交易							√(区分火电和新能源)	√(区分火电和新能源)		
各时段限价参考现货限价		常规交易			√(年度双边协商、年度挂牌交易)							
		分时段交易	√(日滚动交易: 0–1500元/MWh)	√(月度集中竞争: 相对基价的系数 多日集中交易: 上下限与现货出清上下限一致)	√(月度滚动撮合、月内滚动撮合: –80–1300元/MWh)	√(年度双边协商: 现货价格上下限, 年度集中竞价: 现货价格上下限,		√(月内滚动交易: 与现货一致)				

来源: 各省发展改革委, 各省市电力交易中心, 落基山研究所整理

现货交易形成的分时价格波动形态对中长期分时段交易的传导作用增强。目前中长期分时段交易中，工商业分时电价政策是分时段价格形成的重要参考，由于分时电价动态调整加快，且现货价格曲线与分时电价峰谷时段划分紧密联动（见 2024 年电力市场化改革与电价体系洞察 02 章及本报告 01 章），现货价格信号得以间接传导至中长期交易中。此外，在现货市场建设较快的省份，已有越来越多的中长期交易品种分时段限价直接参考现货限价或现货分时价格系数，有利于中长期分时段交易与现货交易的进一步衔接。

展望未来，伴随着市场主体交易能力的提升和现货市场建设进程的推进，现货市场和中长期市场的衔接将更加紧密。月内、多日等中长期交易品种的交易日期与交割日更近，交易主体可用于预测的信息更多、对于量和价的预测难度相对较小，这类中长期交易品种限价有望更快与现货限价衔接。同时，随着交易主体交易能力和预测准确率的不断提升，不同交易品种之间同一交易时段的价格差也将进一步缩小。

03 煤电容量电价重构电源收入结构，新一轮价格调整将为火电利用小时数留出更多下浮空间

为适应我国能源转型和新型电力系统建设需要，推动煤电角色向基础保障性与系统调节性并重转型，按照国家发展改革委、国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）²⁷有关要求，各地自2024年1月起建立煤电容量电价机制。合规在运公用燃煤发电机组当前按每年每千瓦100元或165元获得容量收入，相关费用作为系统运行费用的一部分在工商业用户中进行分摊。

煤电容量电价实施首年，发电侧收益模式与用电侧价格组成平稳过渡

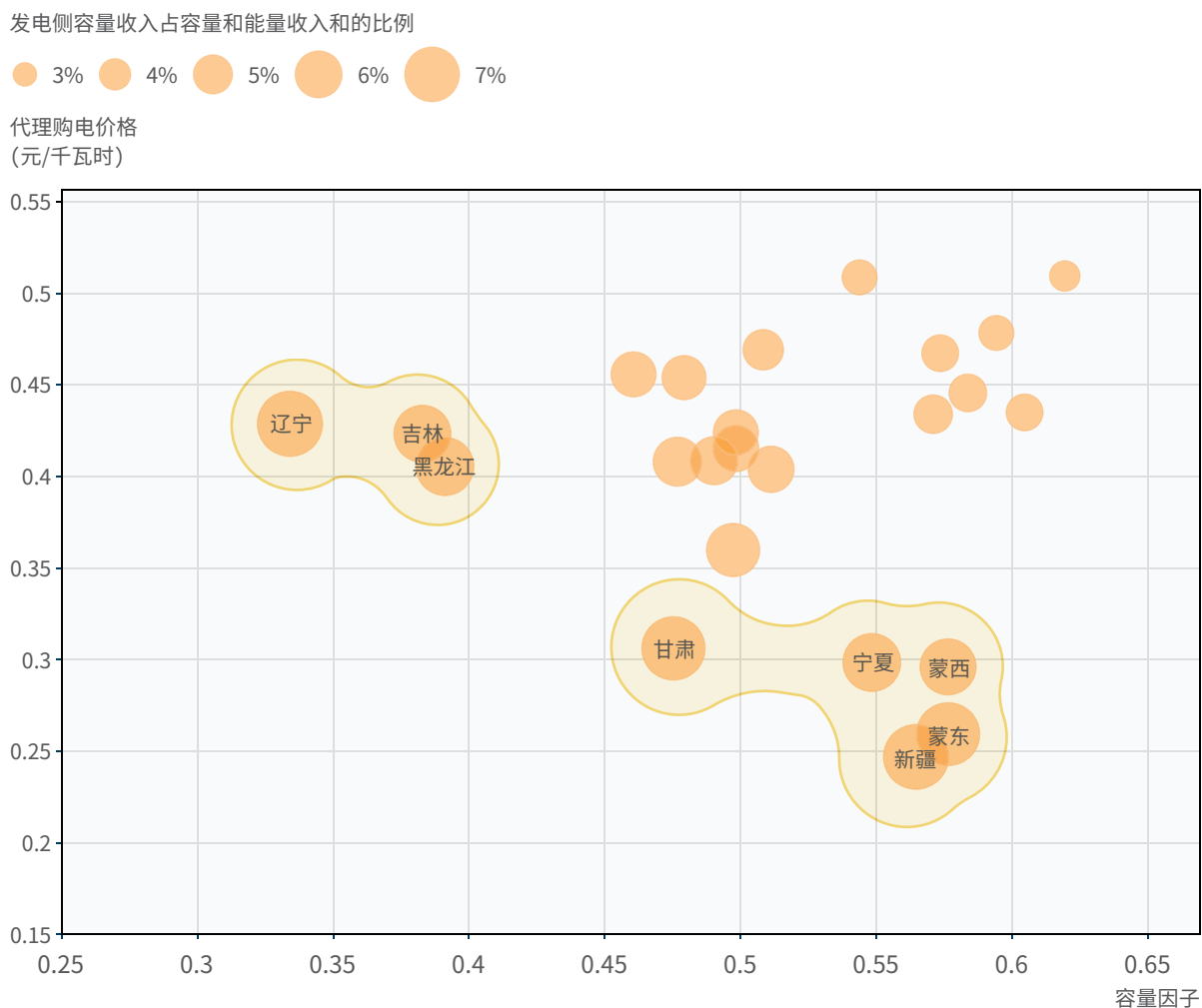
回顾煤电容量电价实施的第一年，煤电容量电价机制在发电侧重构了煤电机组在能源转型进程中的收益模式；对于电力用户而言，以煤电容量电费折价为代表的系统运行费用开始成为用电价格的重要组成部分，但容量电费目前尚没有显著影响用户的电费水平。

从发电侧看，煤电容量电价机制重构了煤电机组的收入结构，据测算，容量电价引入后，传统电能量收益中的约6.4%转化为容量收入^{viii}。煤电容量电价的引入，使发电机组的主要收益模式由单一电量收入形式转变为电量+容量的两部制收入形式。根据2024年容量电价和电能量价格的实际实施和交易情况估算，容量电价为每年每千瓦100元的地区，在机组的电量与容量总收入中，容量收入占比多处于3%~7%这一范围，平均约为5%；在容量电价为每年每千瓦165元的地区，这一占比为6%~16%，平均约为10%。

分区域看，西南、西北、东北地区的煤电经营主体当前对容量电价的依赖度更高，但三个地区依赖度较高的原因有所差别。西南地区主要受容量电价定价水平的影响：四川、重庆、云南、广西四省区容量电价水平定价为每年每千瓦165元，导致其发电侧的容量收入占比普遍接近或超过10%。西北地区主要受电能量交易单价的影响，由于电能量度电交易价格相对较低，导致电能量总体收入水平相对低，容量收入的比重相应提高（图表3.1）。东北地区主要受容量因子的影响，相对较低的容量因子（利用小时数）减少了电能量部分的总体收入，从而提升了容量收入在总收入中的比重（图表3.1）。

^{viii} 依据代理购电价格、线损率（价）、利用小时数、煤电容量电价等信息，估算各地区单位装机电能量与容量收入总和，并视其为传统单一电能量收益模式下的收入水平。有关计算未纳入北京、西藏、香港、澳门、台湾等省级单元。

图表 3.1 分地区发电侧容量收入占容量和电能量收入之和的比例测算（容量电价为每年每千瓦 100 元的地区）



来源：落基山研究所

注：本图表所示内容为容量收入占比的估计值，非实际值，简要测算思路可参见脚注 viii。测算过程参考了国家发展和改革委员会、各省级电网公司、中国电力企业联合会、北极星电力网等发布的价格和利用小时数等信息。

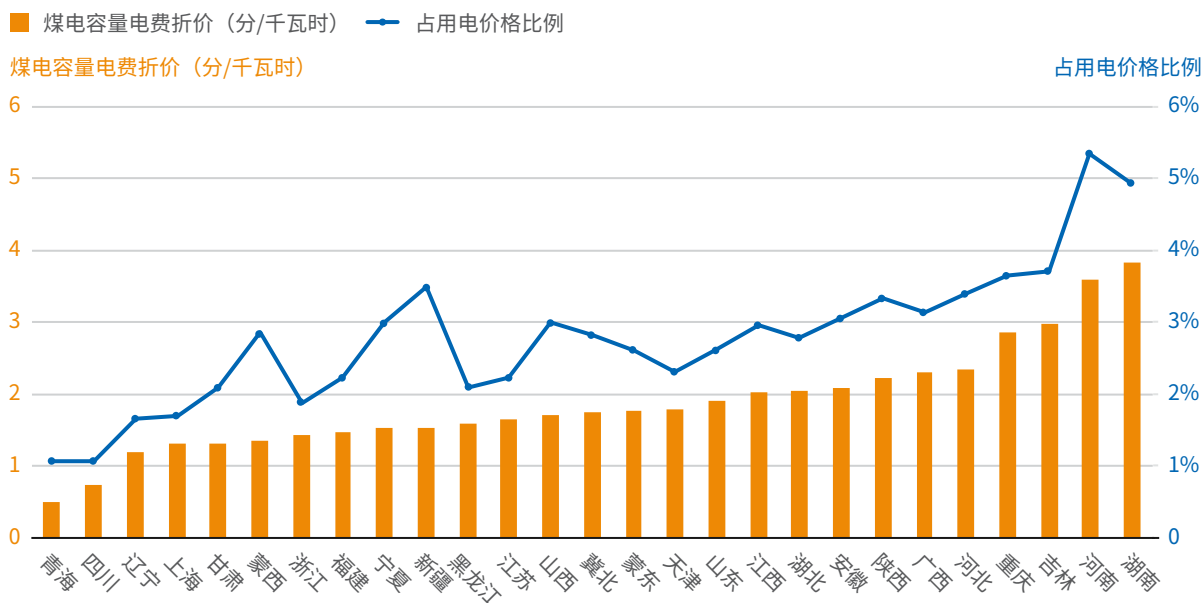
从用电侧看，煤电容量电费在工商业用电价格中的折价水平普遍为每千瓦时 1.0–3.0 分^{ix}，平均水平约为每千瓦时 1.9 分；煤电容量电费折价在用电价格中的相对占比大约为 2.8%，多数省份分布在 2%–3.7% 这一区间中（图表 3.2）。

青海、四川两省，虽然发电侧煤电容量电价为 165 元 / 千瓦，但由于可再生能源装机水平较高，煤电装机占比较低，用户侧的煤电容量费用折价最低，为 0.5 分 / 千瓦时和 0.7 分 / 千瓦时，煤电容量电费折价在用电价格中的占比约为 1.0%。而发电侧煤电容量电价同样为 165 元 / 千瓦的河南、湖南两省，由于煤电装机在本省电力供应体系的占比较高，用户侧承担的煤电容量电费折价分别达到 3.6 分 / 千瓦时和 3.8 分 / 千瓦时，较全国平均水平高出约 1 倍，煤电容量电费折价在用电价格中的占比最高达到约 5.0%。

从用户侧的总用电费用看，受煤价下行趋势和煤电容量电价引入的共同影响，2024 年电能量平均价格较前一年下降了约 2.8 分 / 千瓦时，考虑到煤电容量费用折价为 1.9 分 / 千瓦时，因此电能量费用与容量费用之和较前一年总体下降，容量电费的引入没有提升用户的电费水平。

^{ix} 本章中有关用电侧的分析测算仅考虑在图表 3.2 中有标注的省级单元。

图表 3.2 分地区煤电容量电费折价及占比测算（2024 年平均水平）



来源：各省级电网公司，落基山研究所

注：本图表信息参考了各省网分月代理购电价格、容量电费折价等信息，并以 1-10kV 单一制工商业用户为测算主体；均值计算采用各月算数平均，未考虑各月用电量权重差异。

容量电价水平预期调整，为煤电持续转型提供机制基础

按照 1501 号文及其附件的要求，预计 2026 年起，煤电容量电价水平将在当前基础上迎来第一轮上调。其中，“云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于 70%”，即由目前的每年每千瓦 165 元上调至每年每千瓦 230 元左右；“其他地方提升至不低于 50%”，即由当前水平调整至每年每千瓦 165 元或以上。

对于煤电经营主体而言，容量电价回收固定成本比例调整后，容量收入及其占比将进一步提高，可为煤电利用小时数进一步下调提供支撑，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。在不考虑电能量价格、电煤价格和机组利用水平等波动的情况下，按照预期的容量电价调整规则，**煤电经营主体的容量收入占比预计平均提升约 3 个百分点**，达到 8.3% 左右；相应的，煤电市场主体的电能量收入占比预计将下降约 3 个百分点。若以煤电经营主体视角在总收入水平恒定假设下进行测算^x，可以发现，容量电价的新一轮调整，**可支撑各地煤电利用小时数普遍下浮 150 小时左右**，个别地区或可下浮 200 ~ 250 小时或更多。

从用电侧看，煤电容量电价调整短期内将支撑系统运行费用支出。测算显示，煤电容量电价调整后，传导至用电侧的煤电容量电费折价平均水平，预计**短期内将由目前的约 0.02 元 / 千瓦时调整为约 0.03 元 / 千瓦时**，在用电价格中的相对占比可能提升至 4% 以上，因此系运行费用水平预计有所提升。但是，考虑到短期内燃料价格的低位波动趋势，预计电能量价格可能驱动用电价格保持平稳或略有下降，因此**容量电价调整对用电价格的影响相对有限**。

用电侧支付的煤电容量费用折价受煤电总装机、单位装机补偿水平和工商业用电量水平三者的共同影响。从中长期看，单位装机补偿水平预期会逐步提升，对容量费用折价水平起支撑作用，而在新能源装机高速扩容和工商业用电量持续提升的发展趋势下，煤电总装机和工商业用电量的两者将成为容量电费折价下行的驱动因素，煤电容量电费折价水平的最终波动方向取决于相应时期内上述三方面因素的相对发展态势。

^x 为静态测算，参考历史价格，假设电能量价格不变。

04 新能源上网电量全面进入市场，场外机制电价发挥重要过渡作用，新业态蓄势待发

新能源上网电量迈入全面入市新阶段

2025年2月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《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）²⁸。文件要求新能源项目（风电和太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场，并提出了一套“新能源可持续发展价格结算机制”，以保障新能源项目的预期收益。136号文的发布将推动新能源上网电价由以往的“保障性收购+部分入市”模式转变为“全面入市+场外保障”模式。此外，文件还指出将适时对新能源可持续发展价格结算机制进行评估优化、条件成熟时择机退出。这意味着，在实现《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》所提出的“2030年新能源全面参与市场交易”这一目标下，本结算机制将发挥重要的过渡性作用。

根据136号文，对于被纳入机制的电量（简称“机制电量”），其在参与电力市场交易后，还可在市场外进行差价结算，具体方式如图表4.1所示。一方面，新能源上网电量将通过参与各类电能量市场获得收入。另一方面，对于被纳入机制的电量，其可通过后续机制电价与市场交易均价的价差结算，获得额外收入或支付额外费用（差价可为负），最终结算费用将被纳入当地系统运行费用。其中，市场交易均价根据各省电力现货市场是否连续运行而有所差异。纳入机制的电量规模、机制电价水平、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。

图表 4.1 机制电价政策下的新能源项目电量收入来源



来源：落基山研究所

从可持续发展价格结算机制的特点来看，机制电量规模、机制电价水平及执行期限的规定将很大程度上决定新机制的实施效果。尽管以上指标设计有待各省进一步明确，但 136 号文对新能源存量项目（2025 年 6 月 1 日以前投产）和新增项目（2025 年 6 月 1 日起投产）提出了差异化要求：

- **对于存量项目**，电量规模由各省根据现行具有保障性质的相关电量规模进行制定并妥善衔接，以稳定其合理的收益预期，实现政策的有效过渡。同时，项目机制电量需逐年递减，以鼓励主动参与市场竞争。**对于机制电价水平**，按照现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。我们认为，原保量保价部分（或包括保量保低价部分）的电量大概率会被纳入机制电价，但这部分的比例在部分省份也会延续之前逐年下降的趋势。**对于执行期限**，也按照现行相关政策保障期确定。实际上，当存量项目上网电量全部纳入机制电量且机制电价设定为当地煤电基准价时，新机制将起到与原来“保量保价”近似的收益保障效果，随后通过对机制电价的调整实现存量项目的平稳过渡。
- **相比于存量项目**，增量项目在机制电价的竞价模式下面临更大的不确定性。根据 136 号文件表述，在省级层面，增量项目的**机制电量总规模**由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况以及用户承受能力等因素逐年确定；在项目层面，无论是基于地方政府规定还是项目自身选择，都可能存在非全部发电量都纳入机制电价的情况。**对于机制电价水平**，由各地每年组织已投产和未 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织，最终按照报价从低到高确定入选项目。机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。**对于执行期限**，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定（一般为 8 到 12 年），起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。**对于与电力市场交易的衔接**，在机制电价启动之前，新能源项目在电力市场内的交易方式主要有两种（可只参与一种或同时参与），一种只交易电量，包括中长期和现货交易，相应的绿证单独进入可交易市场；另一种是捆绑绿证的中长期绿电交易。在机制电价启动之后，机制电量不能参与中长期绿电交易，也大概率不再参与中长期交易，而仅参加现货交易以获得差价结算的基础，与此同时相应的绿证无法进入可交易市场。

136 号文要求新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，但仍有部分项目和电量未被纳入，或尚未明确如何落实操作。

- 对于集中式新能源项目，省内项目应当全部电量入市，但跨省跨区（含大基地）项目则仍然按照跨省跨区送电相关政策执行。
- 对于分布式新能源项目，根据今年 1 月份发布的《分布式光伏发电开发建设管理办法》，分布式分为大型工商业分布式、一般工商业分布式和户用分布式（包括自然人户用分布式和非自然人户用分布式）。对于增量的大型和一般工商业分布式项目而言，可以选择全部自发自用或者自发自用余电上网模式，其上网部分电量需要进入电力市场（通过报量报价参与交易或价格接受的方式），并可以争取纳入机制电价。对户用分布式来说，我们认为存在一定可能性，部分省份会对新增的自然人户用分布式采取较为特殊的处理办法、尽量维持户用分布式的价格稳定性。

图表 4.2 总结了现行的新能源电价政策及机制电价的主要特征及其差异。总体而言，新结算机制加快了新能源上网电量进入市场的进程，同时通过对存量项目和增量项目进行区分，以实现“存量项目稳延续，增量项目促竞争”的特点。

图表 4.2 新能源电价政策的主要特征及其差异

电量组成	交易模式	现行政策 (保障性收购)	机制电价	
			存量 (2025年6月1日之前投产项目)	增量 (2025年6月1日及之后投产项目)
保障部分	保量保价 (存在于部分省份)	电量: 政府制定, 在部分省份呈每年下降趋势 电价: 当地煤电基准价(除水电大省) 期限: 一年一定	电量: 衔接现有政策, 具体细节待定, 但需全电量进入交易市场。 电价: 按照现行价格政策执行 期限: 按照现行相关政策保障期确定	电量: 在省级层面, 可参考年度非水电可再生能源电力消纳责任权重等因素决定每年机制电量总规模, 并规定项目参与机制电价的电量比例上限; 在项目层面, 新能源项目在规模范围内可决定参与机制电价的电量、并且不得高于上一年。 电价: 机制电价按照竞价中入围最高的价格来定, 结算价格按每月根据同类平均市场价格调整 期限: 原则上覆盖同类项目初始投资平均回收期
	保量保低价 (存在于部分省份)	电量: 政府制定 电价: 政府制定, 明显低于煤电基准价 期限: 一年一定		
市场交易部分	中长期市场	电量/电价: 发电和用户双方协定 期限: 大部分情况下为一年		
	现货市场	视实际交易情况而定		

来源：落基山研究所

机制电价的地方方案设计与执行将是年内关注重点

136 号文要求各地要在 2025 年底前出台并实施具体方案，由于各省的电力市场改革进程及电源结构差异较大，预计各省在其政策设计和机制衔接方案中将会有不同的考量重点。总体而言，我们认为执行机制电价的基础是高频次、短周期的电力市场交易机制。结合国家能源局提出的在 2025 年“实现省级现货市场基本全覆盖”这一目标，预计今年将会有多个地区进入现货市场运行的不同阶段（详见 01 章），为各地在今年年内出台机制电价落地方案提供了操作前提。目前，山西、广东、山东、甘肃和蒙西地区已率先进入现货市场正式运行阶段，我们预计这些地区将在今年较早时间率先出台相应方案，并为其他省份提供重要参考。实际上，机制电价的多种关键设计在部分省份也已经拥有一定程度的操作经验，为新结算机制的衔接提供了基础。

- 部分省份已采用类似机制电价的政策，以保障高比例可再生能源入市的平稳增长。例如，蒙西电网在 2022 年已经全面实现新能源全电量参与现货市场，并通过差价补偿机制实现对新能源参与市场合理收益保障的功能。具体而言，蒙西通过执行新能源风险防范机制来实现对新能源项目的保障，新能源风险防范的触发条件是基于风险防范前的结算价格与中长期合约均价的偏差范围，享受可再生能源补贴项目风险防范比例按照 80% 至 115% 执行（即低于 80% 触发补偿、高于 115% 触发回收），不享受可再生能源补贴新能源项目风险防范比例按照 70% 至 125% 执行。广西在 2025 年电力市场中长期交易方案中指出，对指定的核电机组以及广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电）及集中式光伏发电项目（以下统称新能源发电），按交易单元执行政府授权合约机制，并将新能源发电的政府授权合约价格分为绿电合约价格和常规电能合约价格，分别按照固定价格结算。河南省则明确将 2025 年度各自然月剩余新能源电量规模提交交易中心，交易中心按照市场化用户季度用电量占比进行分解，形成市场化用户的年度授权合约电量，按照用户尖、峰、平、谷时段实际用电量比例，分配至各时段进行结算。云南省曾在 2024 年度对新能源项目固定比例的上网电量在清洁能源市场交易均价基础上补偿至云南省燃煤发电基准价。这些经验将为后续衔接至可持续发展价格结算机制提供重要参考。

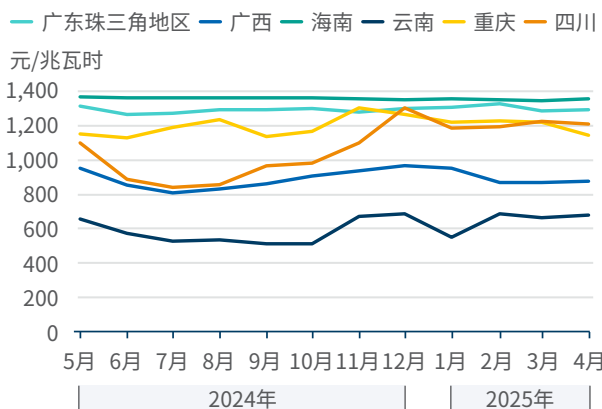
- **除了年度非水电可再生能源电力消纳责任权重，各省还会参考更多因素来计算机制电价电量总规模。**根据 136 号文，每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况以及用户承受能力等因素决定。在实际操作中，各省在确定第一年机制电量规模时，也可能会充分考虑与上一年度的规模衔接，参考上一年度新能源参与电力市场的规模、新能源新增装机规模等因素。
- **部分省份明确新增新能源项目的入市比例，为机制电价的机制电量规模的确定提供参考。**以山东省为例，其要求 2025 年到 2026 年，新增风电项目（含分散式发电）可自主选择全电量或 30% 发电量参与电力市场，新增光伏发电项目（含分布式光伏）可自主选择全电量或 15% 发电量参与电力市场；2030 年起，新增风电、光伏发电项目实现全面入市。这一进程的规划与 136 号文的目标较为契合。在后续机制电价设计中，或将体现为风电 30% 发电量以及光伏 15% 发电量不进入机制电价，为机制电量规模的确定提供参考。
- **各省机制电价上限将重点参考项目成本水平，但仍需确认较多边界条件。**考虑到新增项目的机制电价由各项目自愿参与竞价形成，并按照报价从低到高确定入选项目。因此，为了确保自身能纳入机制电量范畴，同时确保项目能有合理的预期收益，预计大部分项目将参考自身的平准化度电成本（LCOE）进行报价。但 LCOE 的计算涉及较多边界条件，同一省份内部可能存在资源条件、安装条件等客观情况存在较大差异的情况，不同企业之间贷款成本、资本金收益率要求等项目也会有所不同，各省在计算竞价上限是选取何种参考值、如何持续更新参考值将会成为各方重点关注的事项之一。
- **机制电量部分对应的绿证不进入市场，或将在省级层面通过非交易方式分配至用户，可交易绿证规模缩减。**纳入对于机制电价的电量而言，其相应的绿证已经明确无法进入可交易市场，具体划转、核销方法还有待各省进一步明确。我们判断，未来可能的情景之一是将这部分绿证直接划转到对应的省级绿证账户中，作为各省完成非水电可再生能源电力消纳责任权重的指标之一，并可能再由各省通过非市场方式在省内用户中进行分配。

短期内，136 号文对用户侧新能源与储能互动的促进作用高于电源侧

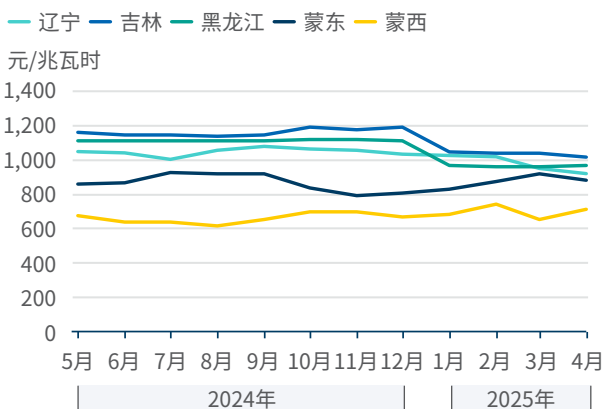
在用户侧，对于分布式项目而言，不纳入机制电价的上网部分电量也要通过市场价格结算，由于大部分分布式项目规模有限，较大可能会通过聚合方式参与中长期交易（包括绿电交易）或直接接受现货价格（详见 05 章）。实际上，随着电力市场改革的推进和现货市场的完善，工商业分时电价、中长期带曲线的价格以及现货价格的曲线都会呈现出相似的形状，现货价格曲线将成为其他几条曲线的主要参考。意味着无论分布式通过哪种方式进行交易或者结算，面临的都是几条形状趋同的价格曲线，至多是工商业分时电价曲线的调整可能存在一定滞后性（详见 01 章）。因此，分布式新能源项目难以通过切换不同的交易或结算方式来获得超额收益，只能通过储能手段转换用电或上网时段来实现度电费用的节省或收入的增加。目前，绝大部分工商业光储项目仍然将光伏余电直接上网、储能部分只针对分时电价进行充放，意味着光储之间并无实际互动。主要原因是光伏余电直接上网的电价仍然较为可观，在绝大部分地区都是按当地的煤电基准价格，意味着储能需要与余电上网机制“竞争”这部分光伏电量、导致储能充电成本较高。鉴于我国绝大部分省份的电网代理购电高峰价格都在 800 元 / 兆瓦时以上（图表 4.3）、尖峰（若有）价格更高，而且高电价时段相对固定、容易捕捉，我们估计分布式光伏全面进入市场后部分时段上网价格能显著下降，将有效促进工商业光储互动、实现工商业储能日内多次充放、推动工商业储能投资。

图表 4.3 2024 年 5-2025 年 4 月各省电网代理购电高峰价格（10kV 单一制工商业用户）

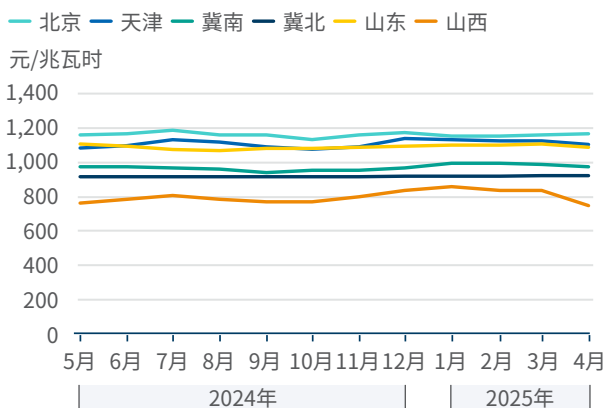
南方电网及西南电网



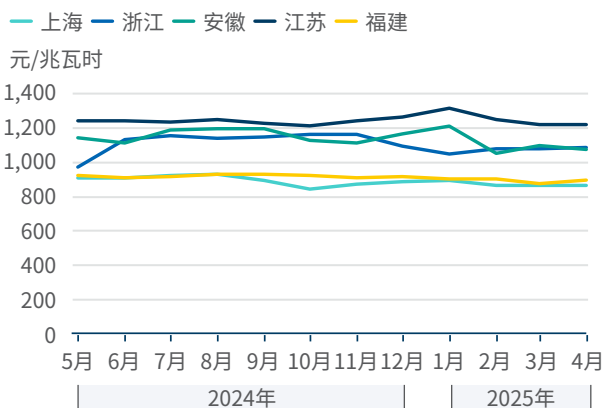
东北电网及蒙西电网



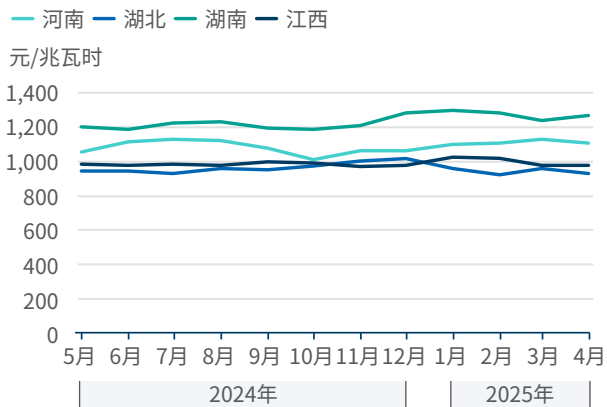
华北电网



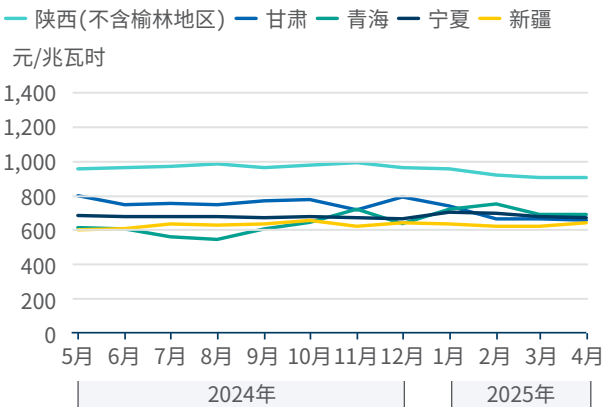
华东电网



华中电网



西北电网



来源：各省电网企业代理购电价格文件，落基山研究所整理

注：贵州单一制用户不执行分时电价

在电源侧，新能源强制配套的储能项目在过去 5 年支撑了我国超过 30% 的新型储能新增装机，136 号文宣告了新能源项目强制配储能政策的退出，为新能源侧新增配储的前景带来了较多不确定性。一方面，从目前已经正式运行的省级现货市场价格情况来看，日内价差水平不足以为新能源资产投资商主动新增场内储能提供普遍支撑；另一方面，从战略部署和行业领先者的角度，我们认为源侧配储仍然存在相当的乐观因素。

- 在测算日内价差水平时，我们假设储能每天在现货价格最低的时段充电，并在当日现货价格最高时刻放电。图表 4.4 展示了在山东及山西省，2024 年现货市场日内最大价差的分布区间，数据显示目前现货市场价差难以全面支撑“2 小时”的锂电池储能投资，主要原因有四：其一，以目前的成本条件，在不考虑辅助服务市场收益和容量费用的前提下，仍需要一年内每天都能在 600 元 / 兆瓦时的价差进行充放电（假设每日只能一充一放），两省超过 70% 的天数的最大价差皆达不到这个水平。虽然政策多次要求拉大现货价差，但我们判断短期内在大部分省份难以有明显改善，主要原因是短期内电源侧供给整体宽松、现货日内最高价格将主要落在火电的成本区间，抑制日内价差的上升；其二，实际运行中，储能通常难以捕捉到每日的最大价差进行充放电，因此实际收益也需要打折扣；其三，即使新能源配储项目通过先进的价格预测技术捕捉到日内较高的价格时段进行放电，但是随着储能资产增加、竞争加剧，最高价格通常会呈现下降趋势；其四，即使在有辅助服务和容量费用收益的情况下，仍需要实现多市场的联合优化运行与出清，实际收益并不等于三个独立市场收益的简单叠加，况且，容量费用目前基本上只有部分省份的独立储能可以获得，源侧储能普遍无法获得。
- 与此同时，我们认为仍会有相当一部分综合条件较好的新能源项目投资方会主动配储，主要原因包括：首先，新能源配储可以在一定程度上有效规避弃电，增加项目总发电量，从而提高机制电价覆盖的实际电量；其次，在新能源全面入市的前提下，新能源配储能可大幅增加其调节能力、对抗价格低谷，而且 136 号文明确了机制电价将适时退出，新能源依赖机制电价提供价格保护终究不是长久之计，新能源投资方宜在机制电价存续期间主动发展对抗价格风险的综合能力；再者，综合全球经验来看，储能投资存在较强的先驱优势，意味着先入场的储能项目通常能在早期赚取较高利润，当后续市场中储能资产增多时，平均利润通常会被摊薄；最后，我国对于储能的监管政策和市场机制支持还在不断探索完善的过程当中，储能投资的经济性将会持续改善，背后也需要先驱者提供一定规模的行业实践来支撑决策。

图表 4.4 2024 年山西省与山东省现货市场每日最大价差分布区间

山西省2024年现货市场日内最大价差范围(元/兆瓦时)	0-100(不含)	100-200(不含)	200-300(不含)	300-400(不含)	400-500(不含)	500-600(不含)	600-700(不含)	700-800(不含)	800-900(不含)	900-1000(不含)	1000-1100(不含)	1100-1200(不含)	1200-1300(不含)	1300-1400(不含)	1400-1500
1月天数	0	0	0	16	3	1	1	0	0	1	1	2	3	0	1
2月天数	0	0	2	10	2	1	2	2	0	1	1	3	2	0	0
3月天数	0	3	1	10	5	1	1	1	1	1	0	0	2	2	0
4月天数	0	4	0	13	2	0	0	1	0	0	0	2	2	0	0
5月天数	2	2	0	4	4	3	0	0	1	2	1	2	0	3	0
6月天数	11	7	1	7	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0
7月天数	11	10	3	5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8月天数	8	10	4	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9月天数	5	6	3	4	4	2	0	0	1	0	0	0	5	0	0
10月天数	1	3	3	11	7	1	0	0	0	0	0	1	2	1	0
11月天数	2	3	3	7	1	2	3	0	2	1	0	1	3	0	2
12月天数	0	1	2	14	2	2	1	2	0	2	0	0	1	1	1
全年天数比例	11%	13%	6%	30%	9%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	3%	6%	2%	1%

山东省2024年现货市场日内最大价差范围(元/兆瓦时)	0-100(不含)	100-200(不含)	200-300(不含)	300-400(不含)	400-500(不含)	500-600(不含)	600-700(不含)	700-800(不含)	800-900(不含)	900-1000(不含)	1000-1100(不含)	1100-1200(不含)	1200-1300(不含)	1300-1400(不含)	1400-1500
1月天数	0	1	2	1	12	5	4	2	1	2	1	0	0	0	0
2月天数	0	1	3	3	8	5	3	3	1	1	1	0	0	0	0
3月天数	0	1	1	2	6	13	4	2	0	0	1	1	0	0	0
4月天数	0	2	1	4	14	7	0	1	0	1	0	0	0	0	0
5月天数	0	3	1	3	0	6	6	3	3	5	1	0	0	0	0
6月天数	0	2	2	3	3	7	8	3	2	0	0	0	0	0	0
7月天数	0	7	5	2	4	3	6	2	1	1	0	0	0	0	0
8月天数	0	8	9	7	1	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0
9月天数	0	4	1	9	7	2	4	1	2	0	0	0	0	0	0
10月天数	0	4	5	3	3	5	9	0	0	0	0	0	0	0	0
11月天数	0	4	3	3	4	10	4	0	1	1	0	0	0	0	0
12月天数	0	3	5	2	9	5	3	3	1	0	0	0	0	0	0
全年天数比例	0%	11%	10%	11%	19%	19%	14%	6%	3%	3%	1%	0%	0%	0%	0%

来源: 山西电力交易中心, 山东电力交易中心, 落基山研究所整理
 注: 部分日期价格信息缺失

05 分布式光伏回归就近就地开发利用的本质要求，未来收益不确定性上升

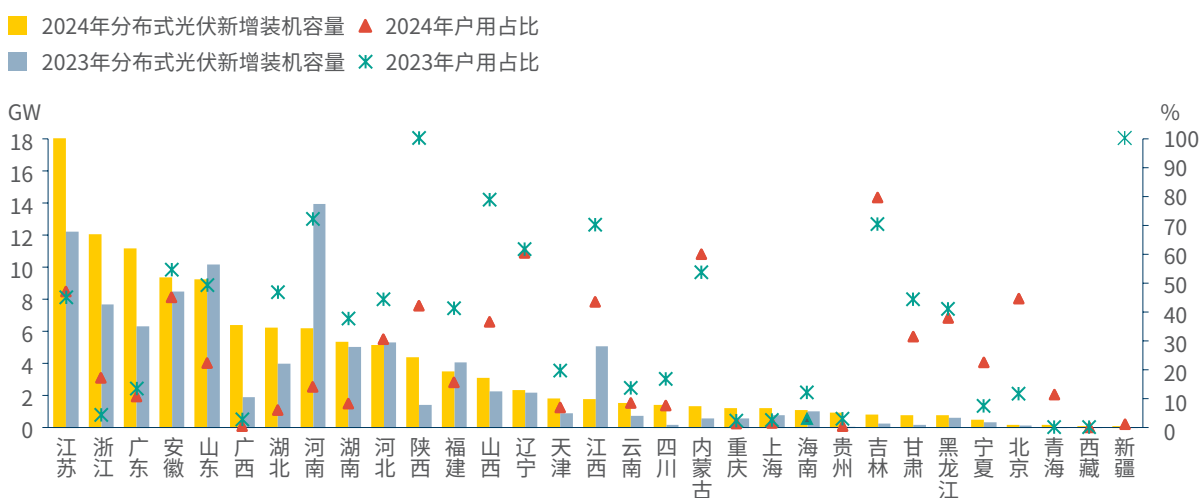
2024年分布式光伏项目开发集中在沿海负荷大省，户用光伏新增装机容量下降明显

2024年分布式光伏装机容量稳步增长，但户用光伏新增装机容量占比缩减。2024年分布式光伏新增装机118.18GW，同比增长23%，在新增光伏总装机中占比43%，与2023年占比基本持平。其中，户用光伏由于接入容量受限且电价收益风险提高，2024年新增装机29.55GW，同比下降32%，在分布式光伏总新增装机占比从2023年的45%下降到2024年的25%^{29,30}。

2024年分布式光伏新增装机主要集中在沿海负荷大省，其中江苏新增装机容量遥遥领先。2024年分布式光伏新增装机容量前五的省份依次为江苏、浙江、广东、安徽和山东，共占全国总新增装机的50.5%（见图表5.1），其中广东、江苏、山东、浙江在各省当年全社会用电量中位居前四。江苏2023-2024年分布式光伏新增装机容量全国领先，其中2024年较2023年同比增长48%。分布式光伏成为江苏2024年光伏新增装机容量的主力军，占比超过80%，其中户用光伏和工商业光伏约各占一半。江苏的光伏产业发展基础、绿电消费需求和充足的电网承载能力有效支持了分布式光伏的快速增长。此外，江苏在2024年8月出台了《关于高质量做好全省分布式光伏并网消纳的通知》（苏发改能源发〔2024〕906号）³¹，提出从加强电网建设和提高调节能力等方面提高对分布式光伏的消纳能力。

受电网承载能力限制，河南2024年分布式光伏新增装机较2023年大幅下降，其中以户用光伏缩减为主。河南2024年分布式光伏新增装机容量不及2023年的一半，其中户用分布式光伏2024年新增装机容量不及2023年的十分之一，在分布式光伏总新增装机容量中占比从2023年的72%下降到2024年的14%。2023年河南分布式光伏新增装机容量全国第一，但2023年下半年开展的分布式电源接入电网承载力评估工作结果显示，河南多县配电网承载力不足、可接入容量有限，这直接导致了2024年河南分布式光伏新增容量的大幅下滑。河南于2025年2月就《河南省配电网高质量发展实施方案（2024-2027年）》征求意见建议³²，这一文件中关于2025-2027年每年新增分布式光伏装机容量预期仅为4GW，比2024年的增量还低35%。

图表 5.1 2023-2024 年各省分布式光伏装机容量新增情况



来源：国家能源局，落基山研究所

分布式光伏管理加强，强调就近就地消纳利用

分布式光伏近年高速发展，支撑了我国新能源的快速增长，但暴露的接网消纳问题日益突出。各省结合本省情况，在 2024 年针对分布式光伏的政策重点不同。**以江苏、广东为例的绿电需求大省注重推动分布式光伏的装机增长：**广东于 2024 年 5 月发布的《广东省推进分布式光伏高质量发展行动方案》（粤办函〔2024〕92 号）³³ 中提出了针对园区、公共机构、公共设施、交通运输基础设施的分布式光伏覆盖率目标，并且要求推动城市建筑光伏和农村分布式光伏的发展。**以河南、陕西为例的省份在支持分布式光伏装机增长的同时更加注重对项目开发的规范管理：**陕西在 2024 年 7 月发布的《关于进一步推动分布式光伏发电项目高质量发展的通知》（陕发改能新能源〔2024〕1164 号）³⁴ 中指出要推动屋顶分布式光伏的开发，但同时针对屋顶分布式光伏项目的合同管理、备案管理、并网管理提出了具体规范要求。**以山东、河北为例的面临分布式光伏消纳挑战的省份则强调市场对资源的优化配置作用：**山东在 2025 年 1 月（136 号文出台之前，136 号文相关讨论详见 04 章）便明确提出 2025–2026 年新增的分布式光伏发电项目要全电量或者 15% 发电量参与电力市场，河北南网和冀北电网均于 2024 年年底提出了分布式光伏参与电力市场的工作方案。

国家能源局于 2025 年 1 月印发了修订后的《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7 号）³⁵（以下简称“《管理办法》”），在国家层面进一步统一规范了分布式光伏项目的开发建设。此次修订细分了分布式光伏的类型，并针对不同类型提出了针对性的管理办法（见图表 5.2）。

- **针对户用分布式光伏重点将非自然人投资的项目与自然人自己投资的项目进行区分**，规范了农户与投资主体之间的权责关系，避免农户合法权益受到侵害。
- **针对工商业分布式光伏重点推动更高比例的电量通过自发自用进行消纳。**一般工商业项目自发自用电量比例的上限由地方政府设定，这为各省根据自身情况调节发展速度提供了空间。大型工商业项目原则上全部自发自用，在电力现货市场连续运行的地区可将余电上网。针对大型工商业项目余电上网的这一政策设计旨在发挥大型工商业项目在用电负荷高峰时期的顶峰保供作用，并非将其作为常规商业模式的选择之一。参与现货市场也为大型工商业项目的上网电量收益带来更大不确定性，降低了项目自身余电上网的意愿。

图表 5.2 《分布式光伏发电开发建设管理办法》针对不同类型分布式光伏的政策规定

划分类型	户用分布式光伏		工商业分布式光伏	
	自然人户用	非自然人户用	一般工商业	大型工商业
建设场所	居民住宅、庭院		公共机构以及工商业厂房等建筑物及其附属场所	建筑物及其附属场所
投资及备案主体（“谁投资、谁备案”）	建设场所归属的自然人（可由电网企业集中代理备案）	投资主体（工商业分布式光伏可利用自有场所建设，也可利用非自有场所建设）		
项目规模（与公共电网连接点电压等级和总装机容量）	≤380V	≤10kV (20kV)，≤6MW		35kV，≤20MW 110kV (66kV)，≤50MW
上网模式	全额上网、全部自发自用或者自发自用余电上网模式		全部自发自用或者自发自用余电上网模式（自发自用电量占比限制由政府规定）	原则上全部自发自用（在电力现货市场连续运行地区，可采用自发自用余电上网模式）
上网电量参与电力市场交易类型 ^{xi}	未限定（可包括中长期市场、绿电市场、现货市场）			现货市场

来源：国家能源局，落基山研究所整理

^{xi} 分布式光伏项目上网电量除入市交易外，也可能存在电网收购电量部分。

《管理办法》为支持分布式光伏项目的就地消纳提出了配套条例。一则是强调电网承载力的评估，要求各地**按季度公布配电网可开放容量和预警机制**，从而帮助项目投资方在项目前期评估时充分了解项目地分布式光伏可开发情况，并据此进行投资决策，确保新建项目能够顺利接入电网。二则是考虑到负荷侧可能发生变化进而影响项目自发自用情况，《管理办法》不仅允许项目主体在用电负荷发生变化时**变更上网模式一次**，而且大型工商业分布式光伏还可以在用电负荷发生变化、难以消纳项目所发电量时，将项目调整为集中式光伏电站，按照集中式光伏项目进行管理。

《管理办法》将引导分布式光伏项目开发回归理性，并为分布式光伏项目差异化管理提供基础。《管理办法》强调电网消纳，尤其针对工商业分布式光伏提出了自发自用要求，因此预计自 2025 年 5 月 1 日起，分布式光伏投资方在项目开发时会更加谨慎，并且将重点关注项目计划供应的电力用户负荷情况。与此同时，《管理办法》明确了分布式光伏的四种类型，将目前各地政策文件中的不同分类进行统一，便于国家层面和地方层面之后对分布式光伏在补贴政策、入市进程、上网电价等方面充分考虑不同类型项目的情况，进行差异化规定和管理。

各省将基于《管理办法》结合自身分布式光伏建设需求和消纳条件制定具体细则。**部分地区已经发布了省级层面《管理办法》的征求意见稿或正式稿，其中对一般工商业分布式光伏自发自用电量比例提出了差异化的限制。**以宁夏和广东为例，分别代表西北以集中式项目为主的新能源资源大省和东部沿海负荷大省：

- 宁夏以开发集中式光伏项目为主，对分布式光伏项目的开发量较低且开发需求较弱，在征求意见稿中对一般工商业分布式光伏年自发自用电量占比提出了具体要求，即依托公共机构建设的和依托工商业厂房建设的项目分别不低于 30% 和 50%，对工商业企业依托厂房建设的分布式光伏项目的自发自用电量比例提出了更高要求³⁶。
- 广东在征求意见稿中提出，暂不对一般工商业分布式光伏项目自发自用比例设置限制³⁷，因此新建的一般工商业分布式光伏项目暂时仍可自主选择自发自用比例，与《管理办法》出台前一致。

各省不同的政策导向与其光伏并网消纳情况有关。以宁夏和广东为例，2024 年宁夏和广东的光伏发电利用率为 95.3% 和 99.9%，分位于全国平均利用率（96.8%）上下。未来，随着各地光伏发电消纳情况的变化，有关一般工商业分布式光伏年自发自用电量的要求也可能动态调整、趋于严格。

分布式光伏入市进程加快，市场收益不确定性攀升

按照《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）的要求，包括分布式光伏发电在内的所有新能源项目的上网电量原则上需全部进入电力市场（有关 136 号文的内容详见 04 章），这意味着分布式光伏项目的上网电量将告别固定电价模式，开始接受价格信号引导。分布式光伏发电上网电量参与市场交易的方式包括中长期交易和现货交易，其中能否参与现货交易与各地现货市场建设进程有关，预计在现货市场正式运行和连续结算试运行的省份将推动分布式光伏上网电量参与现货市场。例如，南方电网 2025 年 4 月发布的《新能源参与电力现货市场工作方案（2025 年版）》（征求意见稿）中提出，推动分布式新能源项目上网电量参与现货市场，参与方式包括由聚合商聚合参与（报量报价）和作为价格接受者参与（报量不报价）这两种。

与集中式新能源项目在过去几年已经开展市场化交易不同，分布式新能源项目在 136 号文发布之前并未大规模进入电力市场，自 2024 年底开始才陆续有省份发布了省级层面分布式光伏入市方案，包括河北南网、冀北电网和湖南省网（见图表 5.3）。尽管上述入市方案可能会结合 136 号文的最新要求进行调整，但相应细则也为分布式光伏上网电量参与市场提供了参照蓝本。

图表 5.3 分布式光伏入市省级实施细则

	河北南网	冀北电网	湖南省网
入市范围	2025 年:≥ 10kV 工商业分布式光伏按上网电量的 20% 参与市场(新增项目 1 月 1 日起,存量项目 7 月 1 日起) 2026 年:<10kV 新增工商业分布式光伏 2027 年:工商业分布式光伏全面进入市场,非自然人户用分布式光伏入市交易 2030 年:工商业分布式光伏和非自然人户用分布式光伏上网电量全面参与市场交易	第一阶段试点期间:≥ 10kV 分布式光伏,暂按上网电量的 20% 参与绿电市场,鼓励采用聚合方式参与交易。 第二阶段:分批次推动各类分布式光伏主体进入	工商业分布式光伏
入市方式	直接参与市场; 由聚合商聚合参与市场; 作为价格接受者参与市场	直接参与市场; 聚合商代理参与市场(试点期间鼓励采用聚合方式参与交易)	≥ 10kV 原则上以独立主体方式参与; <10kV 以虚拟电厂聚合方式参与
有关费用	逐步推动分布式光伏承担电网辅助服务费用;参与交易的分布式用户按照省级电网核定的输配电价,根据用户侧电压等级执行		-

来源: 河北省发展改革委^{38,39}, 湖南电力交易中心⁴⁰, 落基山研究所整理

在新能源全面入市的原则下,各地在新能源入市的具体机制设计时,针对户用分布式光伏项目,尤其是自然人户用项目,可能会妥善考虑与现行政策的延续性。一方面,户用项目单个规模较小且较为分散、参与市场能力有限、交易组织难度更大;另一方面,目前大部分户用项目采取全额上网的模式,参与电力市场对其收益影响较大。因此,为保障户用分布式光伏项目从现行上网电价政策平稳过渡到入市交易模式,各地或考虑针对户用分布式光伏的政策衔接。

在入市方式上,近期分布式光伏仍将主要采取作为价格接受者的方式参与市场,但长期来看聚合交易将成为分布式光伏入市交易方式的重要发展方向,并将进一步推动虚拟电厂、源网荷储一体化、微电网等模式的发展。目前,通过聚合方式参加绿电交易是分布式光伏参与电力市场的最主要方式(有关绿电交易的内容详见 09 章);未来,分布式光伏参与市场的方式将扩展到一般中长期市场和现货市场,并且考虑到经济性和操作的便利性,预计通过聚合商代理仍将是分布式光伏项目参与中长期交易和现货交易的重要方式。《管理办法》中提出的分布式光伏聚合参与调度的方式包括微电网、源网荷储一体化和虚拟电厂,这三种方式也将是未来分布式光伏聚合参与电力市场的主要载体,而分布式光伏入市程度的提升也会拓展上述三种模式的应用场景和商业模式,推动其发展。

分布式光伏项目可以通过聚合商提升市场交易竞争力,但仍需重视自身发、用电量的预测和管理。聚合商与分布式光伏项目签订场外委托交易协议,并在协议中规定分布式光伏项目预计的交易电量和协商的电价。以浙江省和安徽省提供的分布式新能源场站和聚合商的合同模版为例:浙江提供的合同模版里⁴¹,分布式光伏项目获得的电能价格和环境权益价格即是聚合商在批发市场的交易价格;安徽提供的合同模版里⁴²,分布式光伏项目获得的电能价格和环境权益价格为项目与聚合商在合同中约定的价格。在上述两种方式下,分布式光伏项目都需要承担偏差费用。因此,尽管分布式光伏项目可以通过聚合商对接批发市场用户、获得有利价格,但是不能通过聚合商完全消除电量偏差带来的影响。为了优化市场交易收益,分布式光伏项目需要做好自己对于发电量和用电量的预测和管理。

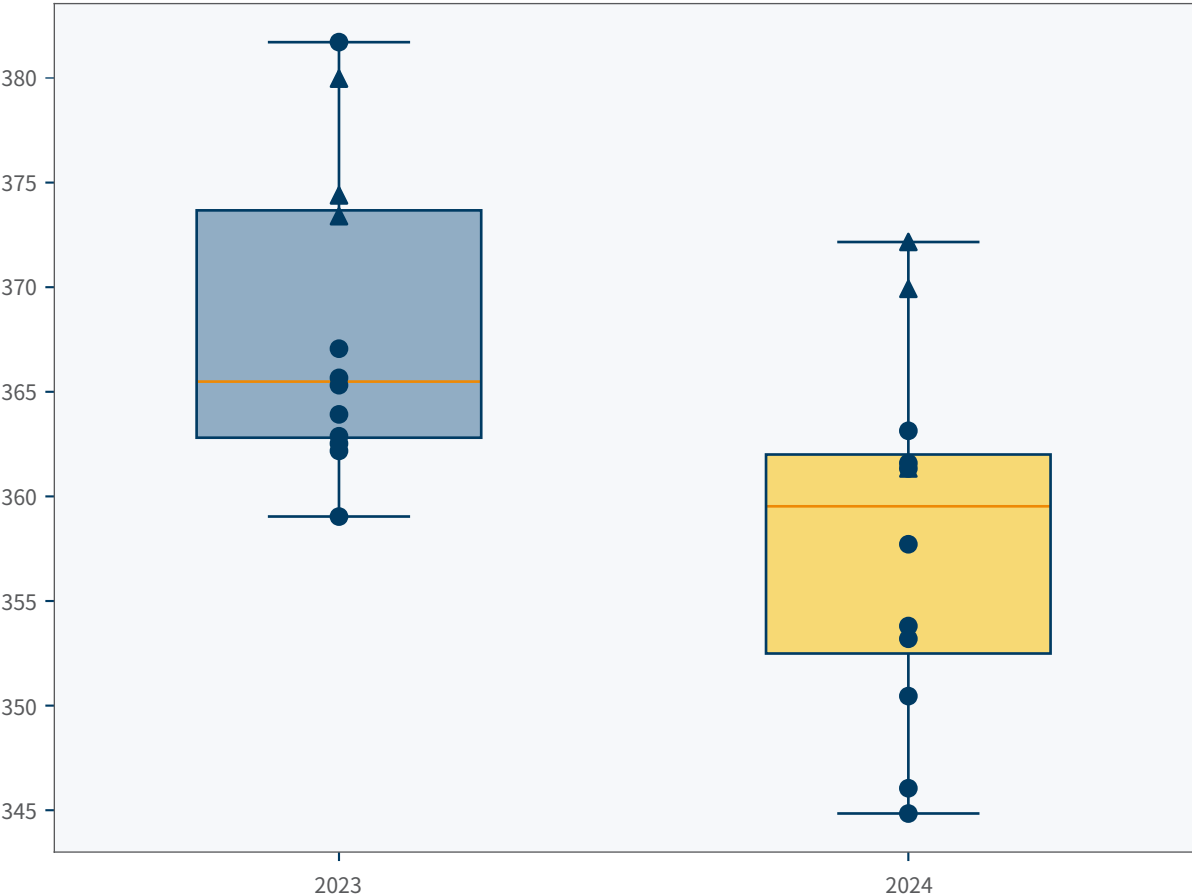
在参与的市场类型上,分布式光伏参与现货市场将增加项目收益的不确定性。过去分布式光伏的上网电量部分通常以当地燃煤发电基准价进行结算,项目收益有保障且相对稳定。然而,现货市场价格受供需变化影响波动幅度大,分布式光伏参与现货市场将难以确保项目的稳定收益。以山东为例,假设分布式光伏作为价格接受者参与现货市

场，且每个月执行当月集中式光伏现货市场加权平均电价，根据 2023–2024 年山东现货市场价格，模拟分布式光伏上网电量在 2023–2024 年参与市场的月度电价^{xii}。结果显示（见图表 5.4），相较于稳定的山东燃煤发电基准价 394.9 元 / 兆瓦时，分布式光伏项目参与市场后上网部分各月电价收益均低于燃煤发电基准价，其中 2024 年价格中位数较 2023 年低 2%，即 8 元 / 兆瓦时；2023 年和 2024 年月度均价较全年中位数的波动区间分别为 -2% ~ 4% 和 -4% ~ 7%，呈现明显的非对称分布特征。其中，月度均价上浮范围普遍大于下浮范围更大，特别是在用电高峰的夏季（7–9 月），随着电力负荷的持续攀升，电价显著上涨，分布式光伏项目的电价收益同步提升。**未来随着新能源入市的全面推进，分布式光伏项目上网电量按照市场电价结算的比例要求可能会提高，这将使得现货市场价格波动对项目收益波动的影响更加凸显。**

图表 5.4 山东分布式光伏项目入市模拟电价

▲ 7-9月价格 — 月度均价中位数

月度均价（元/兆瓦时）



来源：落基山研究所

分布式光伏参与电力市场后面临的收益影响与集中式光伏类似，然而由于分布式光伏并非都采用全额上网模式，在自发自用余电上网的模式下，项目收益需要综合考虑上网电量部分售电收益和自发自用部分收益（节省的购电费用），进而导致了分布式光伏与集中式光伏不同的收益优化策略。

^{xii} 假设分布式光伏项目15%的上网电量按照现货价格结算，剩余85%的电量仍以山东燃煤发电基准价结算，且不考虑容量补偿。

06 参与电能量市场套利是独立储能最主要收益来源，调频和容量收益受政策和市场规则变动影响较大

2024 年，我国新型储能装机规模达到 7376 万千瓦，同比增长超过 130%⁴³，总功率首次超越抽水蓄能，成为我国电力储能的重要形式。在我国，储能根据应用场景主要分为电源侧储能、电网侧储能和用户侧储能。电源侧储能（新能源配储）主要是指新能源主体为减少“弃风弃光”现象或根据政策要求与新能源项目捆绑建设的配套储能。电网侧储能（独立储能）指安装在电网侧的储能系统，主要用于调节电网负荷、提供调峰调频等辅助服务，具有独立的市场主体身份，能够参与电力市场交易。用户侧储能一般由电力用户（如工商业用户和家庭用户）安装，主要用于削峰填谷、光伏自发自用等模式，降低电费支出。

独立储能已成为我国新型储能装机的主力，截至 2024 年底其装机占比达到 56%⁴⁴。国家及省级层面的政策引导是独立储能超越新能源配储的主要因素。过去一年，我们观察到多地（如山东、河南、河北、宁夏等）发布政策，鼓励具备条件的新能源配建储能转变为独立的市场主体参与到电力市场当中，储能用户类型占比的变化也反映了各地存量储能主体性质的转变。2025 年 2 月 9 日，国家发展改革委和国家能源局下发了《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）⁴⁵，明确提出“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，预计短期内电源侧储能的新增装机将进一步减少，越来越多的新建储能项目会以独立储能的市场主体身份活跃在电力市场的各个环节（有关 136 号文对电源侧储能和用户侧储能的讨论，见 04 章）。

独立储能收益来源多元化发展，呈现电能量市场价差套利为主、辅助服务和容量补偿租赁为辅的局面

随着各地辅助服务市场规则的进一步细化和完善，新型储能的商业模式愈发清晰，部分省份已经可以实现“电能量 + 辅助服务 + 容量机制”的组合收益模式，参与市场收益逐步呈现多元格局。根据落基山研究所统计，截至 2025 年初，全国已有至少 16 个省份明确开放独立储能参与现货市场，覆盖了现货市场正式运行和连续试运行的省份。在可以参与现货市场的情况下，独立储能会优先选择参与现货市场，捕捉峰谷电价间的价差空间。

图表 6.1 分地区独立储能潜在收益来源汇总（截至 2025 年 3 月）

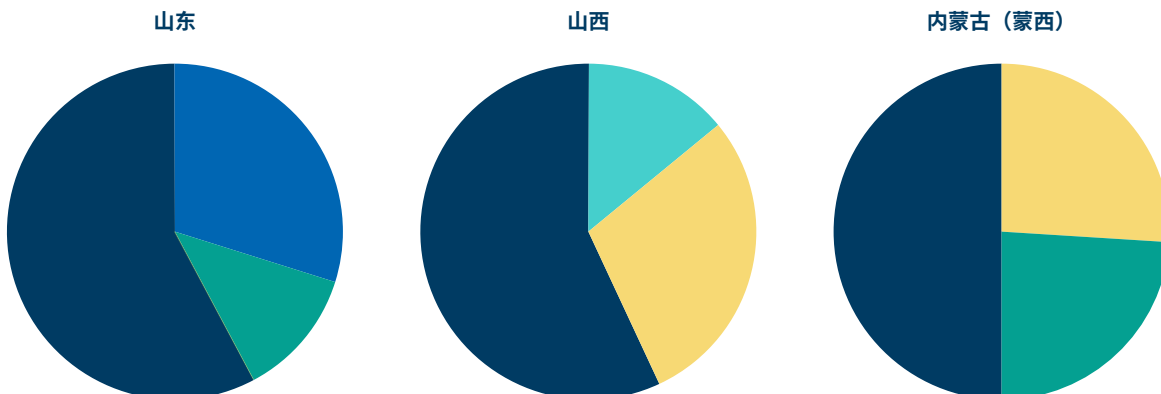
	现货市场开展情况	电能量	辅助服务	容量补偿	容量租赁
北京	-	✓	-	-	-
天津	-	✓	✓	-	✓
河北	连续结算试运行	✓	-	✓	-
冀北	-	✓	-	✓	✓
山西	正式运行	✓	✓	-	-
蒙东	短周期结算试运行	✓	✓	-	✓
蒙西	正式运行	✓	✓	-	✓
辽宁	连续结算试运行	✓	✓	-	-
吉林	短周期结算试运行	✓	✓	-	-
黑龙江	短周期结算试运行	✓	✓	-	-
江苏	长周期结算试运行	✓	✓	✓	-
上海	短周期结算试运行	✓	✓	-	-
浙江	连续结算试运行	✓	✓	-	-
安徽	连续结算试运行	✓	✓	-	-
福建	连续结算试运行	✓	✓	-	-
江西	短周期结算试运行	✓	✓	✓	✓
山东	正式运行	✓	✓	-	-
河南	长周期结算试运行	✓	✓	-	-
湖北	连续结算试运行	✓	✓	-	-
湖南	长周期结算试运行	✓	✓	-	✓
广东	正式运行	✓	✓	✓	✓
广西	长周期结算试运行	✓	✓	-	✓
海南	长周期结算试运行	✓	✓	-	✓
四川	长周期结算试运行	✓	✓	-	✓
重庆	长周期结算试运行	✓	✓	-	-
贵州	长周期结算试运行	✓	✓	-	-
云南	长周期结算试运行	✓	✓	-	-
陕西	连续结算试运行	✓	✓	✓	-
甘肃	正式运行	✓	✓	-	✓
青海	短周期结算试运行	✓	✓	-	✓
宁夏	长周期结算试运行	✓	✓	-	✓
新疆	短周期结算试运行	✓	-	✓	✓

来源：各省、自治区能源局，落基山研究所整理

我们综合考虑各省份的累计储能装机规模及电力市场发展进程，筛选出山东、山西和内蒙古（蒙西）三个省份和地区，对独立储能参与电力市场的收益情况进行了测算。结果显示（图表6.2），**辅助服务市场和容量机制的推进显著丰富了独立储能的收益来源，并有效提升了整体收益水平**。尽管现货市场收益仍然是独立储能收益的主要支撑，辅助服务市场和容量机制所贡献的收益在整体收益结构中已占据举足轻重的地位。

图表 6.2 典型独立储能案例在各个省份的收益构成测算

■ 现货市场 ■ 容量租赁 ■ 容量补偿 ■ 一次调频 ■ 二次调频



来源: 落基山研究所

注: 收益水平是各类市场连续运行条件下的测算结果。

在储能参与现货市场方面, 我们观察到目前储能在日内交易的主流模式为一充一放, 即利用午间光伏大发形成的谷段价格充电, 晚高峰峰段价格放电。实现日内两充两放需要一定的天时条件: 夜间风电出力情况需要足够理想以形成谷段电价。然而, 夜间风电出力的波动性相对较大, 不能保证形成稳定的低谷价格; 早高峰峰段电价持续时间也相对晚高峰短, 套利空间较小且偶然性较大。因此, 在评估独立储能参与现货市场的收益时, 我们建议以一充一放的方式测算为主, 兼顾少部分日期两充两放的可能性。

辅助服务和容量机制规则仍在不断修订中, 独立储能收益对规则变动的敏感性较高, 测算收益时需考量政策和市场的潜在动向

当下, 我国各个省份和地区电力市场发展迅速, 相关的价格文件和交易规则更新迭代迅速, 不断探索合适的机制体现独立储能在电力系统和电力市场中发挥的价值。在这种环境中, 独立储能在辅助服务和容量机制市场的收益表现受到政策和市场变化的影响显著, 因此在测算收益时需要充分评估可能的政策调整和市场波动。

山西: 调频服务市场主体结算性能有所调整, 短期内可能大幅影响调频收益水平

2018年, 山西在全国范围内率先启动了调频辅助服务市场, 随着市场化进程的推进, 各省区在市场主体构成、交易方式等方面呈现出不同特点, 形成了因地制宜的调频市场发展模式。在全国推动新型储能融入电力市场的进程中, 山西在独立储能参与辅助服务市场方面也走在了全国前列。因此, 我们将山西作为一个典型省份, 对山西调频市场的相关政策和独立储能实际参与情况进行了研究。

图表 6.3 山西电力市场相关政策和交易规则更新汇总

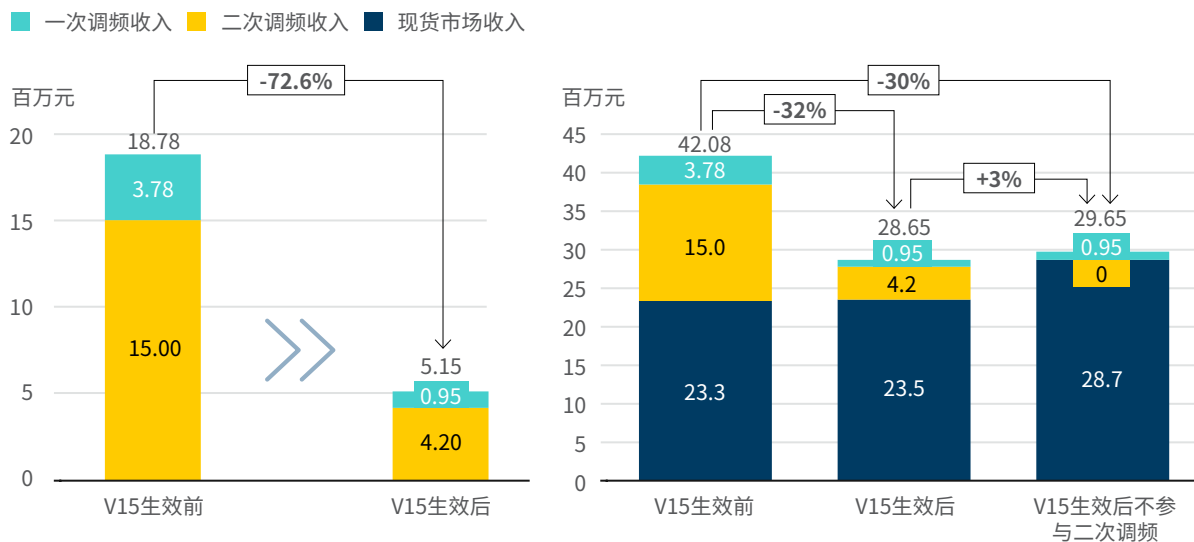
相关规则	《电力市场规则体系》(V14.0) ⁴⁶ ；《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》 ⁴⁷	《电力市场规则体系》(V15.0) ⁴⁸ ；《山西电力辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2025年修订版）》 ⁴⁹
生效时间	2024 年 2 月 1 日起；2022 年 7 月 1 日起	2025 年 1 月 1 日起；2025 年 3 月 1 日起
市场参与	市场主体参与现货电能市场或二次调频辅助服务市场时，在同一时段仅允许全容量参与单一市场	市场主体在同一时段可以参与现货电能市场和二次调频辅助服务市场，但需保证参与市场的容量总和不超过主体的额定容量
二次调频申报时段和价格范围	市场主体自主申报价格，凌晨、早高峰、后夜降负荷时段价格范围为 5-15 元 / 兆瓦；中午低谷、晚高峰时段价格范围为 10-30 元 / 兆瓦	市场主体自主申报价格，中午低谷、晚高峰时段价格范围调整为 10-15 元 / 兆瓦
一次调频补偿标准	市场主体自主申报价格，价格范围为 5-10 元 / 兆瓦	调整为统一的调频补偿，水平为 6 元 / 兆瓦
调频结算性能指标	调频的结算性能指标由调频响应时间 K_1 、调频动作速率 K_2 、调频响应精度 K_3 的乘积决定， K_1 、 K_2 、 K_3 的理论最大值为 2，结算性能指标的理论最大值为 8	调频的结算性能指标将以当日调频机组的最大实际性能系数为基准，将该性能折算至 2 计算折算比例，其他机组的性能系数统一按照该折算比例折算后进行结算，结算性能指标理论最大值为 2
调频过程中的电能成本		对独立储能在响应调频指令过程中产生的额外电能成本予以补偿

来源：山西省能源局，国家能源局山西监管办公室，落基山研究所整理

图表 6.3 对比展示了 2025 年前和 2025 年起独立储能在山西参与调频辅助服务所适用的关键规则。**新规出台后，对于价格和结算的调整直接影响到独立储能在调频市场中的收益。**独立储能参与调频市场的收益主要由实际出清的调节里程、结算性能指标和申报价格这三者的乘积确定。在新的政策下，由于一次调频和二次调频的结算性能指标上限从 8 降至 2，意味着在其他条件不变的情况下，独立储能的收益将大幅缩水。

我们测算了一个 100MW/200MWh 的独立储能项目参与山西电力市场的收益水平，并对比了 V15.0 版规则生效前后各类市场均连续运行条件下的收益情况变化（图表 6.4）。

图表 6.4 山西典型独立储能在《电力市场规则体系》（V15.0）生效前后辅助服务收益（左）和整体收益（右）测算对比



来源：落基山研究所

注：典型储能的装机容量为 100MW/200MWh，调频里程和储能性能参数参考了市场运行时申报的平均水平进行测算，收益水平是各类市场连续运行条件下的测算结果。

在结算指标调整后，在申报价格和调频里程相同的情况下，调频服务带来收益大幅下降，幅度达到了 72.6%。即使新规生效后独立储能可以同时参与现货和辅助服务市场，现货市场收入有所提升，受辅助服务收益结算的影响，在各类市场均运行结算时，测算出的整体收益也将明显下滑，幅度达到 32%。相比之下，若储能项目在 V15.0 版规则生效后不参与二次调频，将全部容量投入参与现货市场，这种决策可能会使收益提升 3% 左右，但仍会比 V15.0 版规则生效前市场连续运行条件下的测算收益水平减少约 30%。

调频服务的需求主要取决于新能源的渗透率，考虑到储能项目建设周期较新能源项目更短的特性，并对比国际调频市场的发展经验，山西省内的调频服务供给可能很快超过需求。面临市场中供需关系变化形成的更为激烈的竞争，独立储能可能需要通过按价格下限申报和提升调节性能的方式来实现市场出清，从而获得调频收益。对于现存的独立储能项目来说，远期更激烈的调频市场环境和性能更好的储能入场意味着调频收益可能面临退坡甚至无法获取的不确定性。将这些因素纳入考量后，经过测算，我们预计独立储能参与山西电力市场中调频辅助服务的收益大约会在未来整体收益中占到 10% ~ 15% 的水平。

山东：容量补偿与市场结合紧密，补偿水平由市场确定

近年来，出台容量补偿政策的省份有限，比较有代表性的省份和地区为新疆、内蒙古、山东、河北和广东（图表6.5）。

图表 6.5 代表性省份容量补偿机制汇总

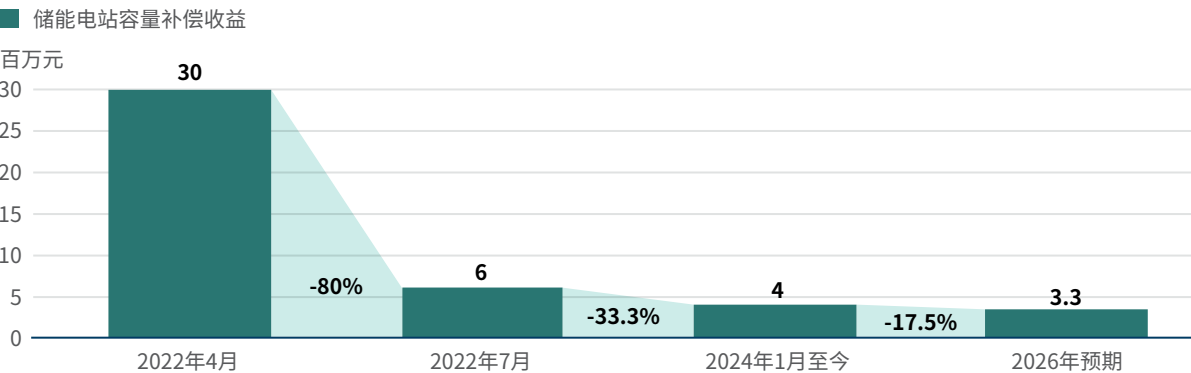
省份	容量补偿机制
山东	根据储能电站日市场化可用容量提供补偿, 补偿水平根据向市场电量收取的容量补偿电价和分时系数确定
新疆	在国家出台统一的新型储能容量补偿政策前, 投运储能按放电量补偿0.2元/千瓦时(逐年退坡)
内蒙古	示范项目的电网侧储能电站可获最高0.35元/千瓦时补偿, 补偿期暂定10年
河北	冀北地区独立储能按全容量并网时间享受激励, 容量电价上限暂定为100元/千瓦·年(激励时限为24个月)
广东	独立储能按最大月度可用容量获100元/千瓦的年度补偿。

来源：各省、自治区能源局，落基山研究所整理

目前看来，山东的容量补偿机制是与现货市场结合最紧密的机制，市场化程度相对于其他省份公布的固定补偿要高，在计算容量补偿时考虑了市场中的供需关系：总容量补偿费用由 $\sum \text{用户侧用电量}_t \times \text{容量补偿标准} \times \text{分时系数}_t$ 确定，其中t为用户用电时刻；总补偿费用将分摊给所有市场化机组的可用容量，每个机组根据自身的可用容量获得对应补偿。

山东独立储能可获得的容量补偿自2022年提出以来已经经历几次较大的变化。我们同样假设了一个100MW/200MWh的独立储能项目参与山东电力市场，并对比测算了在不同时间节点该项目可以获取的容量补偿水平（图表6.6）。

图表 6.6 山东独立储能容量补偿水平变化趋势



相关政策	《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》	《2022年“稳中求进”高质量发展政策清单(第四批)的通知》	《关于贯彻发改价格〔2023〕1501号文件完善我省容量电价机制有关事项的通知》	
市场化容量补偿水平	0.0991元/千瓦时	0.0991元/千瓦时	0.0705元/千瓦时	根据1501号文, 煤电容量电价预计自2026年起上调, 市场化容量补偿水平预计相应下调
储能可用容量核算	按照额定功率	储能额定充放电容量 $\times K/24 \times 2$	储能额定充放电容量 $\times K/24 \times 2$	假设保持不变

来源：山东省发展和改革委员会，山东省能源局，落基山研究所整理

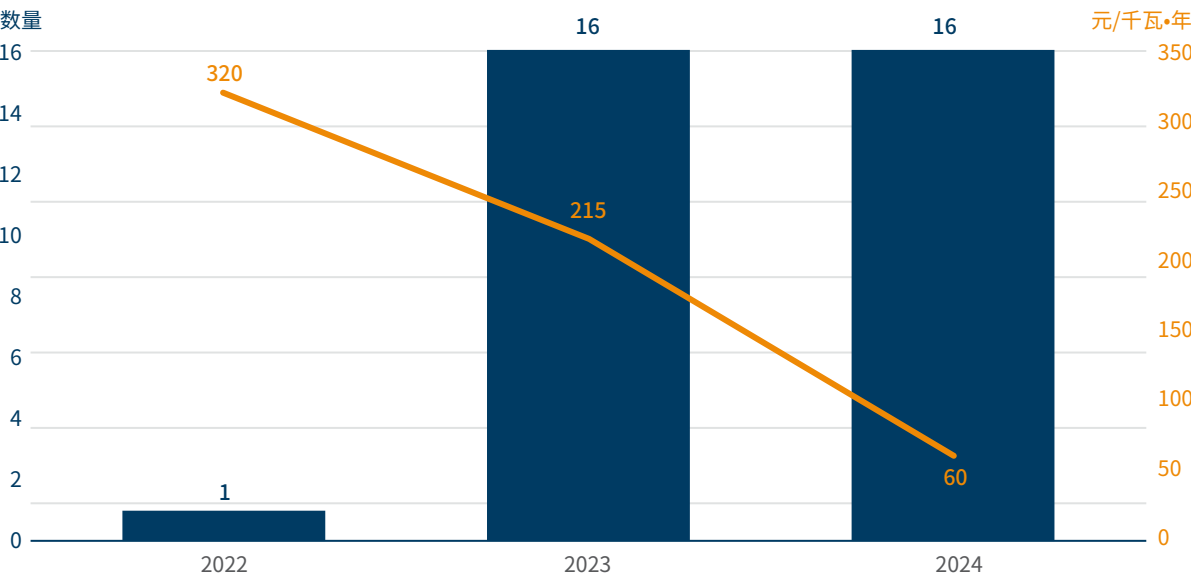
注：其中K为储能日可用等效小时数

不难看出，每一次核算标准和价格水平的变化都对独立储能容量补偿的收益水平带来显著影响。山东并不是容量补偿电价标准下调的唯一省份，目前已经推出容量补偿的河北、新疆等省份和地区均发布了公开文件确认了不同幅度的容量补偿电价标准退坡。就山东而言，考虑到 2026 年起煤电容量电价可能有小幅提升（详见 03 章），目前 0.0705 元 / 千瓦时的市场化容量补偿水平在短期内（1 ~ 3 年内）可能继续下调，独立储能容量补偿部分的收益预计还将减少，在未来不太可能成为储能收益的主要来源，但考虑到容量租赁的退出，容量补偿在整体收益中占比可能保持在 15% 左右的水平。

宁夏：2022 年以来，容量租赁市场竞争激烈，成交价格逐年走低；136 号文出台后，容量租赁模式将淡出市场

除容量补偿外，容量租赁也是容量机制的一部分。自 2022 年来，宁夏、甘肃、江苏、河南、山东、河北、新疆等省份和自治区发布关于开展容量租赁的相关细则。虽然各地均有给出容量租赁的指导价格，但是最终的成交价格由具体的独立储能和新能源电站双方确定。在租赁周期的约定上，各地细则均有所不同，四川要求租赁周期最短不少于三年，新疆要求不少于一年，冀北没有明确给出下限。从实际的交易情况看，市场中容量租赁的价格普遍低于政策指导价格，租期普遍为一年。以宁夏为例（图表 6.7），宁夏的容量租赁成交项目在全国范围内最多，在容量租赁政策发布的首年（2022 年），成交项目 1 个，租赁价格达到 320 元 / 千瓦·年；次年成交项目 16 个，加权平均价格在 215 元 / 千瓦·年；2024 年成交项目 16 个，加权平均价格跌落到 60 元 / 千瓦·年左右，容量租赁成交价格呈现出明显的逐年减少的趋势。

图表 6.7 宁夏独立储能容量租赁加权平均价格变化趋势



来源：中关村储能产业技术联盟⁵⁰，落基山研究所

136 号文发布之后，新建的新能源项目不再需要配置储能来满足并网要求，可以根据需求选择适合自身的方案。**对于独立储能来说，这意味着容量租赁这一商业模式将淡出市场。**

通过对辅助服务市场和容量机制的观察和梳理，我们认为独立储能主体需要注意以下趋势：

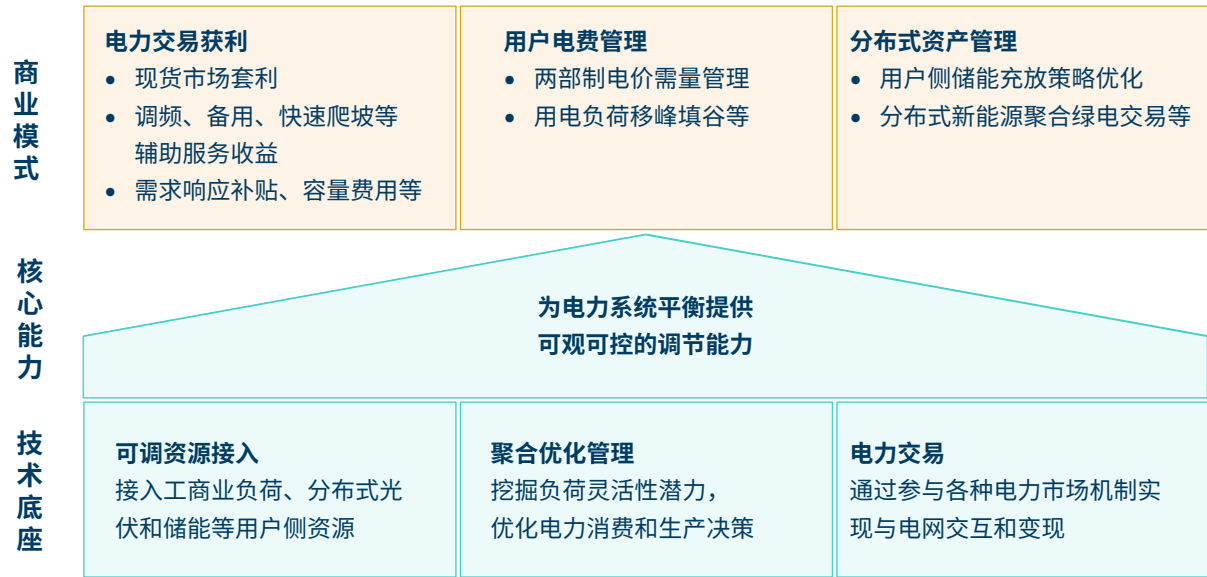
- **一是辅助服务收益的占比会保持在合理水平。**独立储能参与辅助服务市场的收益对交易细则和价格文件的依赖性较大，收益结算方式和价格水平的调整是朝着参与辅助服务市场获得合理收益的方向。根据我们的观察，虽然近期的调整大幅减少了辅助服务收益在独立储能整体收益中的理论占比，但是辅助服务收益仍是独立储能重要的一部分，随着独立储能常态化参与辅助服务，我们预计占比会稳定在 10 ~ 15% 的水平。
- **二是容量补偿会与市场充分衔接。**固定容量补偿的方式将不会是未来容量补偿机制的主流形式。虽然在前期固定补偿可以作为鼓励性机制鼓励独立储能的投产，但是缺乏和电能量等市场的衔接配合，不足以形成一种可持续的机制，在各地补偿水平的退坡也印证了这一点。山东的模式既确认了储能可用容量的计算方式，又通过与市场结合明确了容量补偿的分摊方式，我们认为这种方式可作为测算未来各地市场化容量收益的参考之一。
- **三是容量租赁将淡出市场。**136 号文发布后，新能源将根据自身投资回报策略选择容量需求，容量租赁预计将淡出市场。独立储能将无法继续通过容量租赁这一商业模式获得收益。

综合各方面收益来源分析，现货电能量市场峰谷套利仍是独立储能的核心收益来源；辅助服务市场不会为独立储能带来超额收益；容量补偿将与电能量市场形成更紧密的链接；容量租赁模式将淡出视野。

07 虚拟电厂建设仍处于示范阶段，通过聚合用户侧可调节资源、参与现货电能市场、优化用能成本或为近期商业化的破局方向

我国虚拟电厂建设热潮起步于 2021 年秋季和 2022 年夏季的连续拉闸限电事件，连续高涨的用电负荷和发电侧灵活性、充裕性不足的矛盾日益凸显，虚拟电厂则被视为重要的需求侧可调节资源以满足电力平衡。2024 年 11 月，国家能源局发布《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93 号），虚拟电厂被列为资源聚合类新型经营主体之一，是指通过网络通信和数字化智能化技术聚合各类发电、用电、储能等资源，协调优化为系统提供调峰、调频、调压、备用、需求响应等服务。2025 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357 号），明确虚拟电厂是“基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式”，“在满足《电力市场注册基本规则》要求及相应市场的准入要求后，可按独立主体身份参与电力中长期市场、现货市场及辅助服务市场”。从技术角度，虚拟电厂的核心技术能力为可调资源接入、聚合优化管理和电力交易，为电力系统提供可观、可控的调节能力；从经济角度，虚拟电厂的主要效益来源于电力市场交易获利、用户侧电费管理、优化分布式资产回报率等。

图表 7.1 虚拟电厂的核心技术能力与商业模式



来源：落基山研究所

“357号文”首次从国家层面确立虚拟电厂发展目标。文件提出“到2027年，虚拟电厂建设运行管理机制成熟规范，参与电力市场的机制健全完善，全国虚拟电厂调节能力达到2000万千瓦以上”，约对应当年统调最高用电负荷的1%以上；“到2030年，虚拟电厂应用场景进一步拓展，各类商业模式创新发展，全国虚拟电厂调节能力达到5000万千瓦以上”，约对应当年统调最高用电负荷的2%以上。

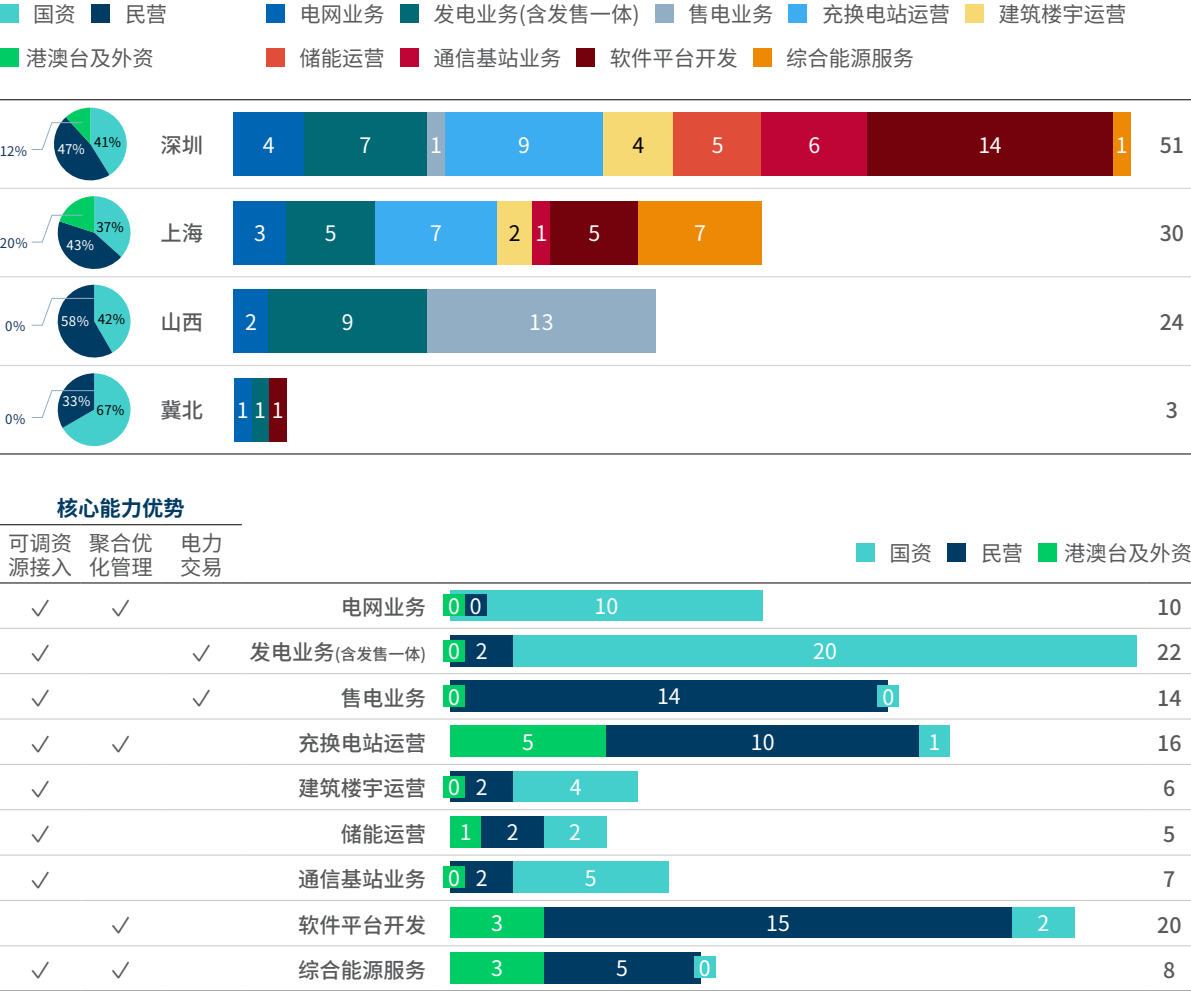
国内虚拟电厂运营商产业背景多样、民营力量活跃

截止到2025年1月，我们收集到接入深圳、上海、冀北、山西四省（市、区）虚拟电厂平台的运营商一共有108家，各地区运营商产业背景及企业性质各具特色（图表7.2）。分地域看，深圳运营商产业背景最丰富，又以软件平台开发、充换电站运营、分布式资源（包括建筑楼宇和储能等）运营商为主要类型，反映出可调资源的聚合和数字化运营能力在虚拟电厂业务中的重要性。上海虚拟电厂运营商中综合能源服务商占比最高，其主营业务为负责企业和园区级别的冷热电三联供、能源管理等，直接面向工商业用户、延伸开展虚拟电厂业务。山西虚拟电厂运营商主要由国资背景的发售一体公司和民营背景的独立售电公司构成，这是因为山西虚拟电厂主要通过现货市场获利、拥有售电资质是基本准入条件（详见后续小节）。从企业性质来看，民营背景的运营商占比接近一半，国资背景的占到4成左右，而占一成左右的港澳台及外资背景运营商仅分布上海和深圳。

综合来看，目前虚拟电厂运营商多以可调资源接入、聚合管理优化为核心能力优势，电力交易能力正在逐步培育中。售电业务、发售一体、充换电站运营、建筑楼宇运营、储能运营、综合能源服务商背景的企业直接对接大量可供挖掘的分布式资源，包括工商业负荷、电动车、楼宇空调、分布式储能、园区供热供冷网等，这成为了其进一步聚合资源、接入虚拟电厂的基础优势。电网背景的运营商多为其下属的综合能源、充换电或工程建设等直接面向用户资源的公司。通信基站业务运营商主要是利用5G基站的备用储能系统参与电网互动。具有软件平台开发背景的运营商的优势主要在于其数字化、智能化管理海量资源的能力，例如资源功率预测、调度策略优化等。而电力交易能力尚未构成虚拟电厂运营商入局的首要条件，这是由于目前虚拟电厂发展仍处于技术培育阶段，以独立主体参与电力市场交易的省份仍较少；对其电力交易能力的要求会伴随着未来进入商业化阶段、全面参与电力市场而逐步提高（详见后续小节）。

交叉对比产业背景和企业性质，可以看到国资背景企业主要来自电网、发电、通信基站、建筑楼宇运营等业务背景，民营企业主要为售电公司、充换电站运营商、软件平台开发企业以及综合能源服务商等，港澳台及外资企业主要产业背景分布和民营企业类似（售电公司除外）。

图表 7.2 国内 108 家虚拟电厂运营商产业背景及企业性质全景图



来源：落基山研究所

注：统计分析采用的108个公司样本为各地交易中心/虚拟电厂管理平台公示的注册公司名单，产业背景分类主要基于其母公司/集团的主营业务，可能存在某几个虚拟电厂运营商属于同一个母公司/集团的情况。

在运虚拟电厂平台多以省级电网为单位，运营商的收益层面仍需进一步建立常态化机制

目前，我国在运虚拟电厂平台多为省级电网公司或者地方政府主导建设、市场化资源聚合商核准接入的形式，与电网互动的方式以提供电能削峰填谷为主。图表 7.3 列举了 4 个国内在运的虚拟电厂平台，其实际组织方式和地方电力系统特点密切相关。

深圳和上海为典型的特大城市受端电网，其虚拟电厂平台的建设主要是为了从需求侧负荷管理的角度解决部分时段供需紧张、局部电网阻塞的问题，从而减少限电限产现象以及节约电网扩容所需的土地资源。具体来讲，需求侧负荷管理的实现形式主要在已有省级需求响应机制的基础上开展更多交易品种。深圳虚拟电厂运营商除了可以参与广东市场化需求响应外，还可以参与由深圳市发展改革委、深圳供电局（省级电网资质）牵头建立的市级虚拟电厂精准响应机制，并享受财政支持的精准响应补贴⁵¹。类似的，上海市虚拟电厂统一响应的电量补贴由上海尖峰电价资金划拨，而临港新片区管委会牵头开展了区级精准响应，由管委会专项资金划拨额外的容量补贴、精准响应电量激励、精准响应容量激励⁵²。

冀北和山西均为新能源占比较大的送端电网，充分调用负荷侧可调节资源、提升风电和光伏的消纳空间是其推进虚拟电厂建设的主要目的之一。冀北虚拟电厂平台跨地区聚合了冀北五市的蓄热室电锅炉、虚拟电厂、建筑楼宇等多种可调节资源，参与华北调峰辅助市场、减少京津唐电网地区（北京、天津和冀北五市）的新能源弃电现象⁵³。值得注意的是，虚拟电厂运营商等第三方独立主体需要和直调火电机组等电源侧资源同台报价竞争，调度机构将以购买调峰服务成本最小为目标完成出清⁵⁴。此外，山西作为全国现货市场发展最为成熟的地区之一，率先开展虚拟电厂运营商以“报量报价”方式参与现货市场、促进用户侧进行削峰填谷。虚拟电厂运营商基于现货市场价格信号管理聚合用户的生产生活负荷，帮助用户实现减少高电价时段负荷、提高低电价时段负荷，在保证产能的同时降低用电成本。

图表 7.3 目前国内在运典型虚拟电厂案例

案例	聚合规模	聚合资源	收益方式	现状/典型案例
深圳虚拟电厂	截至2025年4月，管理虚拟电厂运营商达61家，接入可调资源共计6万余个，最大调节能力近100万千瓦，计划到2025年底达到120万千瓦可调能力	充换电站、楼宇空调、储能、铁塔基站储能、冰蓄冷空调系统等	省级电网需求响应机制：广东省市场化需求响应	23、24年供需相对宽松，没有开展
			市区级精准响应：深圳市精准响应补贴，由财政资金划拨	23-25补贴3年，补贴总额分别为450、1500、1500万元，竞价交易报价上限3.5元/kWh；2023年到2025年4月，启动虚拟电厂负荷调节超百次，为虚拟电厂运营商带来经济收益约1820万元，调节电量超560万千瓦时，减少碳排放约4681吨
			电力市场：南方电网区域辅助服务	试验验证阶段
上海虚拟电厂	截至2025年2月底，已培育虚拟电厂运营商31家，申报可调节能力达115万千瓦	充换电站、楼宇空调、分布式三联供、工业大用户、铁塔基站储能、数据中心等	省级电网需求响应机制：上海需求响应电量补贴，由上海尖峰电价资金划拨	竞价交易报价上限为削峰响应3元/kWh，填谷响应1.2元/kWh，还需根据实际响应率确定补贴系数；2024年，上海全年累计开展虚拟电厂调用49次，最大响应负荷70.43万千瓦，同比提升117%，其中局部热点地区精准调用20次、参与首批长三角省间互济交易市场2次（见下）
			市区级精准响应：临港新片区自行组织响应的电量补贴、容量补贴、精准响应电量激励、精准响应容量激励，由临港新片区管委会专项资金划拨	2024试行一年，还未正式运行
			电力市场：长三角电力市场富余需求侧可调节资源互济交易	2024年7月22日和31日开展两次，共47家需求侧市场主体参加交易，累计成交最大电力36万千瓦，分别支援上海、江苏、浙江、安徽顶峰电力13万千瓦、10万千瓦、10万千瓦、3万千瓦
冀北虚拟电厂	截至2025年2月，蓄热式电锅炉虚拟电厂目前聚合16户、可调节能力33万千瓦，电动重卡型虚拟电厂聚合规模10.56万千瓦	电动重卡，蓄热电锅炉，工业大用户等	电力市场：华北调峰辅助服务市场	2019年-2022年间，调峰度电收益0.183元，累计增加消纳新能源3412万千瓦时。运营商和用户总收益624.2万元，其中VPP运营商收益395.95万元，用户侧资源收益228.25万元。2023-2024年参与情况无公开报道
山西虚拟电厂	截至2025年1月，已公示四批共24家虚拟电厂运营商试点企业，虚拟电厂聚合用户已增加至122户，聚合容量增至201.38万千瓦，最大可调节负荷达到25.63万千瓦。	工业大用户，充换电站，建筑楼宇，电采暖、蓄热式电锅炉等	电力市场：山西电力现货市场	自2023年9月到2025年1月，已投运的5座虚拟电厂主要在每日中午用电低谷和傍晚用电高峰时段参与交易，结算电量3.84亿千瓦时，共获得红利259.36万元
			电力市场：山西削峰填谷市场（征求意见稿中）	预计2025年4月开始运行；填谷报价范围10-100元/MWh,削峰报价范围10-200元/MWh。

来源：深圳市发展改革委⁵⁵，深圳特区报⁵⁶，上海市发展改革委⁵⁷，上海市经济信息化委⁵⁸，国家电网报⁵⁹，亮报⁶⁰，冀北电科院⁶¹，山西省能源局，国网山西电力^{62,63}，落基山研究所整理

总结下来，深圳和上海虚拟电厂运营商主要以参与需求响应机制为主，目前收益来源仍然较单一且不确定性强。深圳市和上海临港新片区的需求响应补贴均由地方财政预算支持，资金规模逐年确定且目前政策有效期为1-3年，这意味着其精准响应开展频次、补贴水平和持续时间均会受到财政预算的限制，难以形成稳定的投资预期。而省级层面的市场化需求响应机制开展频次会受到当年电力供需情况决定，一般只有当电力供应存在缺口或者局部区域存在重过载风险时才会启动，响应频次和规模不确定强。例如，广东省2022年共开展9次市场化需求响应日前邀约交易，迎峰度夏最大削峰填谷负荷277万千瓦，用户有效响应调用净收益累计1.60亿元，而2023年和2024年均未开展需求响应交易⁶⁴。

未来，虚拟电厂运营商如果想常态化参与电力系统调节、获得商业收益，就必须积极参与现货、辅助服务等电力市场交易。上述冀北和山西虚拟电厂即做了有益探索，冀北虚拟电厂运营商2019-2022年间参与华北调峰辅助服务市场共获利624.2万元，若京津冀地区现货电能量市场启动后，该调峰品种也很可能被取代；山西虚拟电厂运营商在2023年9月至2025年1月间在现货市场中共获利259.36万元，但目前全省仅五个虚拟电厂建设试点项目运营商正式入市运营。因此，虚拟电厂常态化、大规模参与电力市场还有待进一步发展。

“负荷类”虚拟电厂可通过“报量报价”参与现货电能量市场为用户实现负荷管理和电费优化

结合国内电力市场近期发展趋势，虚拟电厂运营商参与现货电能量市场或为目前率先破局的方向。从现货规则上看，各省基本均确立了虚拟电厂的市场主体地位，而且在不断完善相关细则（图表7.4）。山西、山东、广东、甘肃、安徽、湖北等地均允许虚拟电厂运营商以“报量报价”形式参与现货市场，相比于目前用户侧常见的“报量不报价”模式，这给予了虚拟电厂运营商通过电价信号来调节所聚合用户的负荷曲线、降低购电成本、共享调节收益的可能性。除电能量市场外，调频、备用等辅助服务市场整体建设进度整体上慢于现货市场且市场准入技术门槛较高；近年来，全国性的容量电价机制从抽蓄和煤电起步、以回收固定成本为主要目的，短期内纳入虚拟电厂等需求侧资源的可能性较低。因而短期内，现货市场为虚拟电厂最有可能规模化参与的电力市场品种。

此外，部分省份也在积极探索虚拟电厂运营商参与电力市场的创新模式。例如，浙江试点开展仅面向储能装置、抽水蓄能、充电桩、虚拟电厂等第三方独立主体的电力辅助服务市场，包括调峰、旋转备用、调频、无功调节等市场品种⁶⁵，在中长期尺度虚拟电厂运营商可以与核电、省统调风光新能源发电企业等签订辅助服务交易合同，按照一体化方式开展“两个细则考核和补偿”；在现货尺度虚拟电厂运营商可以报量报价参与日前交易，日前未中标的部分可以继续参与日内交易。山西计划推出仅面向独立用户、虚拟电厂（负荷聚合商）的削峰填谷市场，在电网高峰电力供应紧张、低谷新能源消纳困难时，优先激励和调用用户侧资源提供灵活调节能力、帮助削峰填谷，若仍有电力平衡缺口，再去参与省间现货、华北区域调峰辅助服务市场等⁶⁶。

在新版《分布式光伏发电开发建设管理办法》（详见05章）和“136号文”（详见04章）后，分布式新能源余电上网部分接受电力市场价格信号已是大势所趋，这也为虚拟电厂开辟了一个新的应用场景。虚拟电厂运营商也可以作为分布式新能源聚合商，代理分布式新能源进行市场化交易，成为“发电类”虚拟电厂。从国际经验来看，自2014年起德国就要求大于0.1MW的新能源均要入市交易（Direct marketing），代理新能源交易即成为很多虚拟电厂运营商的盈利模式之一⁶⁷。

图表 7.4 部分省份虚拟电厂参与电力市场规则一览

	可参与电力市场品种	虚拟电厂市场准入门槛(调节能力要求)	市场参与方式	现行市场价格/补偿区间	虚拟电厂是否可以常态化参与	最新政策
山西	现货电能量市场	要是售电公司或具有交易资格的电力批发用户;在山西省智慧能源服务平台完成响应资源认定和系统测试	全电量报量报价参与。负荷类虚拟电厂D-1日自主选择交易时段申报用电电力-价格曲线,按照“负发电”模式参与出清,单个申报调节时段不低于2小时;“源网荷储一体化”虚拟电厂分别申报负荷状态的量价曲线和发电状态的量价曲线	现货上限1500元/MWh,下限为0元/MWh	是,已正式运行	电力市场规则体系(V15) 2025.1
	削峰填谷市场	独立电力用户可提供的最小调节能力不低于10MW,虚拟电厂(负荷聚合商)可提供的总调节能力不低于20MW;可连续调用时长不低于2小时	挂牌摘牌交易:按照月度和旬组织开展交易,由市场运营机构进行挂牌集中竞价交易;由市场运营机构发布系统调节需求,按照月度、旬和D-2日按需组织开展	摘挂牌:填谷挂牌价格范围10-100元/MWh,削峰挂牌价格范围10-200元/MWh,其中填谷需求在300MW内时,价格不超过50元/MWh;削峰需求在300MW内时,挂牌价格不超过100元/MWh 集中竞价:申报填谷价格范围0-100元/MWh,削峰0-200元/MWh	征求意见中	山西削峰填谷市场交易实施细则 2024.11
广东	现货电能量市场	以现货市场出清节点为单位聚合为交易单元,单个交易单元的调节能力不小于1兆瓦、连续响应时间不低于1小时;均需接入新型电力负荷管理系统,发电类还需接入调度系统	按所在节点全电量报量报价	现货上限1500元/MWh,下限为0元/MWh	是	广东电力市场现货电能量交易实施细则(2024年修订) 2024.5
	辅助服务	仅直控型虚拟电厂	按照南方区域和广东省电力辅助服务交易规则相关规定执行		试点中	广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案 2024.11
	需求响应	负荷类虚拟电厂资源所在地市为单位聚合为交易单元,单个交易单元调节能力不小于5兆瓦、连续响应时间不低于1小时	按能力可参与日前邀约需求响应、可中断负荷交易(日内小时级响应)、直控型可调节负荷竞争性配置	日前邀约申报价格范围70-3500元/MWh;可中断负荷申报价格范围70-5000元/MWh;竞争性配置申报价格范围0-25/40元/kW/月	否,按需开展	广东省市场化需求响应实施细则(试行稿) 2022.4

接上表

	可参与电力市场品种	虚拟电厂市场准入门槛(调节能力要求)	市场参与方式	现行市场价格/补偿区间	虚拟电厂是否可以常态化参与	最新政策
山东	现货电能量市场	接入新型电力负荷管理系统、电力调度自动化系统, 纳入常态化管理。虚拟电厂机组可调节能力暂定为不低于5兆瓦、连续调节时间不低于1小时;) 直控型负荷类机组(#2机) 应与电力调度机构签订并网调度协议	以机组为单位报量报价或者报量不报价(签订中长期合约的发电储能类机组应保量报价参与)	现货上限1500元/MWh, 下限为-100元/MWh	是, 已正式运行	山东电力市场规则(试行) 2024.5
	辅助服务		虚拟电厂等申报调频容量限值为可调节容量的fe%, 调频里程价格上限设置为Yu(具体参数尚未公布)		试点中	
	市场化容量补偿		发电储能类资源(#1机)可根据其可用容量获取相应市场化容量补偿收益。	用户侧收取标准为0.0705元/kWh, 发电侧主体补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配	是	
	需求响应		2021年后暂无新版方案		按需开展	
甘肃	现货市场	初期不低于10MW且不低于最大用电负荷的10%, 参与现货交易的虚拟电厂, 单一交易单元可调容量不低于1MW; 持续参与响应不小于1小时, 每分钟调节速率不应低于最大调节能力的1%或0.1MW; 统一接入省新型电力负荷管理系统	“电源型”视为新能源进行申报管理, “负荷型”视为售电公司或电力批发用户进行申报管理; “混合型”按照发电交易单元与用电交易单元分别参与市场申报	现货上限为650元/MWh, 下限为40元/MWh	是, 已正式运行	甘肃电力现货市场规则(V3.1) 2025.1
	辅助服务市场				试点中	
	需求响应				按需开展	甘肃省虚拟电厂建设与运营管理实施方案(试行) 2024.11
蒙西	现货电能量市场	接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统	报量不报价, 滚动申报未来三日96点运行曲线, 优先出清; 虚拟电厂以接入电网同一220kV节点的资源耦合为一个虚拟机组作为交易单元参与现货市场	现货上限为5106元/MWh, 下限为-100元/MWh	是, 已正式运行	内蒙古电力多边交易市场规则体系(征求意见稿) 2024.11
	需求响应	虚拟电厂要求具备节点申报条件, 节点申报能力不低于1兆瓦, 接入新型电力负荷管理系统	日前需求侧响应, 紧急需求侧响应(月度组织, 日度备用、事后出清, 最小申报单位是3MW)	日前需求侧响应申报价格范围100-1500元/MWh; 紧急需求侧响应申报价格范围100-3000元/MWh	按需开展	

接上表

	可参与电力市场品种	虚拟电厂市场准入门槛(调节能力要求)	市场参与方式	现行市场价格/补偿区间	虚拟电厂是否可以常态化参与	最新政策
浙江	现货市场	单次调节时长不小于0.5小时	报量报价或报量不报价,现阶段仅开放报量不报价;以基线负荷曲线为参考,申报调节量曲线;需求侧管理期间不参与现货市场交易	现货上限为1200元/MWh,下限为-200元/MWh	是,连续结算试运行中	浙江电力现货电能市场交易实施细则(2.0版)
	第三方独立主体电力辅助服务市场(调频,旋转备用,无功调节等)	聚合可调节能力不低于5MW,连续调节时间不低于1小时;原则上应接入新型电力负荷管理系统等	可与核电、省统调新能源等发电侧主体进行中长期交易,按照一体化方式开展“两个细则”考核和补偿;报量报价参与日前交易;日前未中标的部分可以继续参与日内交易	报价上限:削峰调峰 1000元/兆瓦时,填谷调峰 320元/兆瓦时,旋转备用 50 元/兆瓦时,一次调频 120元/兆瓦时,二次调频 60元/兆瓦时,无功调节 60元/千乏	试点中(同一交易日同一机组只能选择一种方式参与辅助服务)	浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则(试行)
	参与“两个细则”考核补偿(自动发电控制,备用)	最大调节能力不低于20MW,连续调节时间不低于2小时;应签订并网调度协议,接入电力调度自动化系统等	日前以机组为单位申报全天96时段发电计划曲线以及出力上下限;自动发电控制需连续投入AGC控制模式;备用时接到调度指令应基于实时负荷在10分钟内响应完成,连续调节时间不低于1小时	调频辅助服务实施调用补偿,无基本补偿费用;备用辅助服务计算方式为虚拟电厂出力上限与实时出力之差;涉及机组批复上网电价的按照煤机上网标杆电价确定、上网电量按0值确定		关于开展浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务第一次结算试运行的通知
	调频辅助服务市场		日前市场申报全天24时段电力调频辅助服务容量,电力调频辅助服务里程报价;运行日投入AGC功能被实时调用			虚拟电厂参与浙江电力辅助服务市场试点工作方案
湖北	现货电能市场	负荷型虚拟电厂按照售电公司管理,可调节容量不低于10MW,连续调节时间不低于1小时	于D-1日以D日中长期合约电量分解曲线作为基准,申报调节量-价格曲线	现货上限为1200元/MWh,下限为0元/MWh	是,连续结算试运行中	湖北省电力现货市场交易实施细则(V3.0)(征求意见稿)
	湖北源网荷储电力调峰辅助服务市场(包括深度调峰(填谷)交易、削峰交易等品种)	独立运营的电力用户可调节负荷不小于5兆瓦、连续调节时间不低于1小时;负荷聚合商可调节电力不小于10兆瓦、连续调节时间不低于1小时。	日前申报次日(或多日)的填谷/削峰量价曲线,进行集中竞价边际出清	虚拟电厂削峰非保供时期申报价格上限为1000元/MWh,削峰保供时期申报价格上限为2000元/MWh,虚拟电厂填谷调峰申报价格上限为400元/MWh	试点中	2024.12湖北源网荷储电力调峰辅助服务市场运营规则2023.12

来源: 北极星售电网⁶⁸, 各省交易中心, 落基山研究所整理
注: 本表主要选取现货市场已经转正或者在连续结算试运行的省份

展望“十五五”期间，虚拟电厂在解决城市配电网内部阻塞、在碳达峰阶段提供零碳的系统灵活性和充裕性资源增量等方面都具有更大的应用前景，可充分激励各类分散资源参与电力系统优化运行和各种电力市场机制。由于省级电力市场运行的边界条件一般只到 220 千伏及以上的电压等级的主变、断面、线路的 N-1 安全约束等，无法完全解决城市配电网层面日益增加的重过载、新能源消纳等难题，因此城市层面开展虚拟电厂精准响应也有一定的必要性。虚拟电厂运营商可密切关注市、区层面的虚拟电厂建设动态，尤其是类似深圳、上海的超大、特大城市电网有望率先推进。此外，电力供需平衡具有周期性特征，为顺利在 2030 年前实现碳达峰目标，需要尽力避免“十五五”中后期再次发生大面积电荒和火电审批潮现象，这就需要提前布局包括虚拟电厂在内的低零碳系统灵活性、充裕性资源，以减少对新增煤电、气电的依赖。虚拟电厂相关经营主体运宜积极抓住未来 1-3 年的机遇窗口，拓展和挖掘用户侧可调资源库、夯实聚合管理和电力交易等技术能力、培育与用户共享的可持续商业模式。

08 零售市场价格机制与批发市场衔接更加紧密，市场竞争烈度仍在提升过程中

自 2021 年国家发展改革委提出有序推动工商业用户全面入市后，目前 10 千伏及以上工商业用户基本做到了“应进全进”，且绝大部分用户通过零售市场而非批发市场购电。国家电网经营区域 2024 年零售市场交易电量 2.87 万亿千瓦时，同比增加 7.2%⁶⁹；南方电网经营区域以广东为例，2024 年零售交易电量 0.39 万亿千瓦时，同比增加 26%⁷⁰。此外，广东还持续推进低压工商业用户参与市场化交易试点工作，将试点范围从 2024 年的深圳市辖区拓展到 2025 年的全省辖区⁷¹。预计这一试点将扩大参与零售市场的用户范围，提高零售市场交易电量在总用电量中占比。

零售套餐价格分时属性加强，套餐价格与批发市场价格联动在多地被鼓励推行

随着零售市场不断建设完善，各地积极推进零售套餐设计优化工作，重点强化批发市场价格信号向零售用户的有效传导。目前各地主要通过两种设计实现批零价格衔接：一是在固定价格套餐的基础上采取分时价格机制，即针对日内 24 小时不同时段设置不同价格，目前主要通过峰谷系数形成各时段价格，峰谷系数间接反映了批发市场供需形势；二是将零售套餐价格与中长期市场或现货市场价格挂钩，直接将批发市场价格传导到零售用户。这两类套餐，相较于全天各小时统一价格的固定价格套餐，都能够为用户提供更精确的价格信号，从而引导用户用电行为。

包含分时价格的套餐愈发普及，不分时段的固定价格套餐应用范围缩小。大部分省份明确要求，归属于分时电价机制执行范围内的用户在签订零售套餐时应采用包含分时价格的套餐，此时偏差电量也一般按照分时段结算。目前零售套餐应用分时价格的主要方式是在约定平段价格的基础上，按照当地政府公布的峰谷电价浮动比例计算形成峰谷时段的价格。随着分时段交易在中长期市场不断推进，在零售市场普及包含分时价格的套餐有助于峰谷分时信号在批发市场和零售市场的统一。

现货市场建设进展快的省份首先开始鼓励与批发市场价格联动的套餐，进一步提高了零售市场套餐价格与批发市场价格的衔接程度。例如，山东在 2025 年电力市场交易安排中提出，对具备调节能力的企业，鼓励优先选择与现货市场或者中长期市场价格联动的套餐⁷²；山西则在 2025 年电力市场交易安排中，针对其“价格值+价差值”的电价确定方式，取消了固定价格值的模式，即要求价格值必须采用浮动值，与电力市场价格挂钩⁷³。山东和山西在零售套餐的设计中都包括了与现货市场和中长期市场的价格联动，但两省具体的联动方式有所不同（见图表 8.1）。

图表 8.1 山东和山西市场联动价格套餐具体联动方式

省份	联动方式	联动价格基准
山东	单独与现货市场价格联动 (市场费率类套餐)	各个时段的用户侧日前结算价格或用户侧实时结算价格
	单独与中长期市场价格联动 (价格联动类套餐)	平段价格:当月省内年度集中竞价、年度双边协商、月度集中竞价、月度双边协商交易合同的加权平均价 峰谷价格:按照峰谷系数浮动
	大部分电量单独与中长期市场价格联动,剩余电量单独与现货市场价格联动 (价格联动类套餐)	现货市场和中长期市场联动价格基准同上 与中长期市场价格联动的电量比例一般超过90%
山西	与现货市场价格和中长期市场价格的综合价格联动	90%中长期市场价格(年度交易、月度及各旬分时段集中交易价格加权平均价)+10%现货市场价格(用户侧日前结算价格)
	单独与中长期市场价格联动	60%年度交易分时段价格+40%月度及各旬分时段集中交易价格

来源: 山东电力交易中心⁷⁴, 山西电力交易中心⁷⁵, 落基山研究所整理

从零售套餐实际供应和签署情况来看，零售市场目前依然以固定价格套餐为主，且固定价格套餐中一般包含分时价格。但随着电力市场建设的推进，未来与批发市场价格联动的套餐类型占比预计将提高。以山东为例，山东目前零售套餐主要分为四个类别，分时价格类、市场费率类、价格联动类、混合类^{xiii}，在山东电力交易中心网站公示的来自各个零售公司的 2025 年的 265 个标准化零售套餐中^{xiv}，分时价格类套餐数量占比达 62%，而市场费率类套餐和价格联动类套餐数量占比接近，约 6.5%，混合类套餐数量占比 25%。混合类套餐中主要以分时价格类电量为主，该部分电量比例超过 80%。再以广东为例，在 2025 年度电能量零售合同签订结果中^{xv}，“固定价格”^{xvi}的签约电量比例为 88.4%，而“市场联动价格”的签约比例为 11.6%⁷⁶。虽然在目前已签约的零售套餐中与批发市场价格联动的套餐数量和覆盖电量占比较低，且主要在现货市场已经正式运行的省份推广，但是随着未来我国“实现省级现货市场基本全覆盖”，并且更多省份开展现货市场正式运行（有关现货市场的内容详见 01 章），预计这些现货市场进展更快的省份将不断推动零售套餐价格与批发市场价格联动，从而为终端用户提供更具有引导性的价格信号。

终端用户用电成本与用电行为关联度提高，零售套餐价格限制的机制设计是防范用户电价风险的重要方式

随着零售市场的发展完善，电力用户在零售市场上将面临日益多元的零售套餐选择，如何结合自身用电特性选择用电成本最优的套餐变得愈发重要。本报告以山东为例，比较了不同用电行为的用户（负荷平稳用户 A 和日内负荷波动用户 B，假设用户用电曲线在全年保持不变）在选择不同零售套餐（山东零售套餐类型介绍见脚注 xiv）时的用电成本，结果显示：

^{xiii} 分时价格类套餐按照分时价格约束机制，设置峰谷时段，约定每天24个时段的电能量价格。市场费率类套餐以现货市场价格为基准叠加固定价格。价格联动类套餐主要与中长期市场价格联动。混合类套餐。由分时价格类与市场费率类套餐按一定电量比例混合。

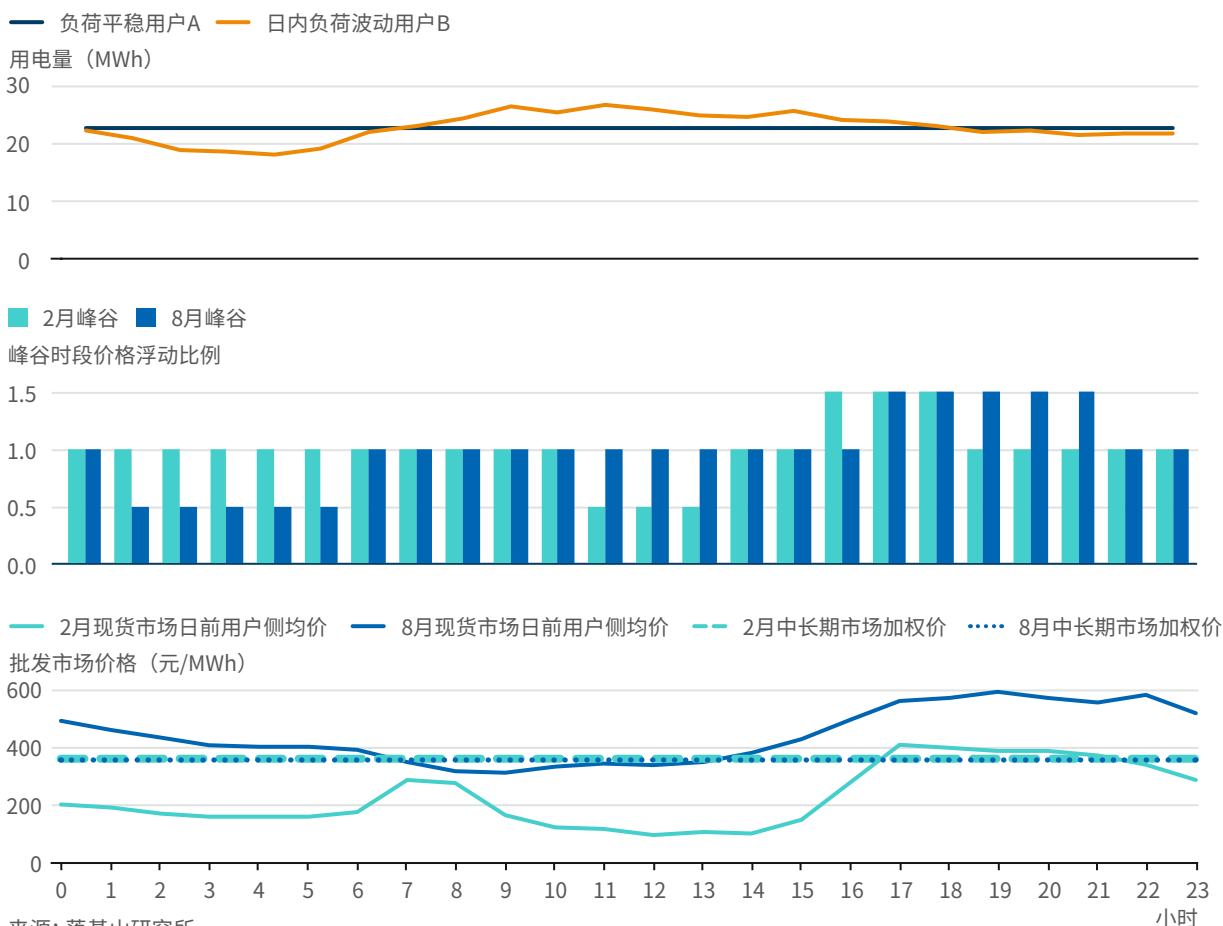
^{xiv} 山东零售交易方式包括标准化零售套餐交易和双边协商零售交易两种，《山东电力市场规则（试行）》要求每家售电公司至少发布两种以上不同类型的标准化零售套餐，供零售用户自主选择，电力交易平台则根据零售套餐参数和零售合同范本为售电公司和零售用户自动生成零售合同。但是目前，双边协商零售交易依然是主要的交易方式。

^{xv} 广东零售套餐只有一种模式，即“固定价格+联动价格+浮动费用”，浮动费用为可选项；2025年联动价格部分的电量比例要求为10%–30%。

^{xvi} 对原执行峰谷价格的市场购电用户，其签订的零售合同中“固定价格”部分按照规定的峰谷时段和峰平谷比例执行峰谷价格。

- 用户采用不同零售套餐时各月间电价波动程度不同，市场费率类套餐对市场价格风险敞口最大，分时价格类套餐最小。如图表 8.3 所示，采用分时电价套餐时，用户平均电价月间差异最小；市场费率类套餐挂钩当月现货价格，月间电价差异最为显著；价格联动类套餐与当月中长期市场加权均价有关（包括年度交易和月度交易），由于年度中长期签约电量比例较高且月度中长期市场价格相对稳定，该类套餐月间电价差异有限。
- 不同用电曲线的用户在同一类零售套餐下风险敞口不同。如图表 8.3 所示，负荷平稳用户 A 在分时价格类套餐和联动价格类套餐下月间平均电价波动均小于日内负荷波动用户 B，但在市场费率类套餐下两类用户电价波动情况基本一致。
- 对于日内负荷波动用户而言，在分时价格类套餐和价格联动类套餐下，用电平均电价与峰谷时段划分高度相关。以图表 8.3 中的日内负荷波动用户 B 为例，在 2 月份，该用户的中午高用电量时段处于谷段价格时段，综合导致其在分时价格类套餐和价格联动类套餐下的用电均价低于负荷平稳的用户 A。然而在 8 月份，用户 B 的用电高峰时段更多落在分时段价格划分的平段或峰段时段，导致其用电均价超过用户 A。
- 综合来看，若用户用电负荷曲线难以调整，分时价格类套餐能最大程度地降低其电价风险敞口，提高其用电成本的稳定性和可预测性。若用户能灵活调整负荷曲线，在选择分时价格类套餐时，可根据划分的峰谷时段来调整用电曲线从而降低平均电价；在选择用电价格与批发市场价格联动时，可根据调节响应的时间尺度来选择市场联动套餐的价格基准（包括年度交易价格、月度交易价格和现货市场价格），从而降低电费成本。

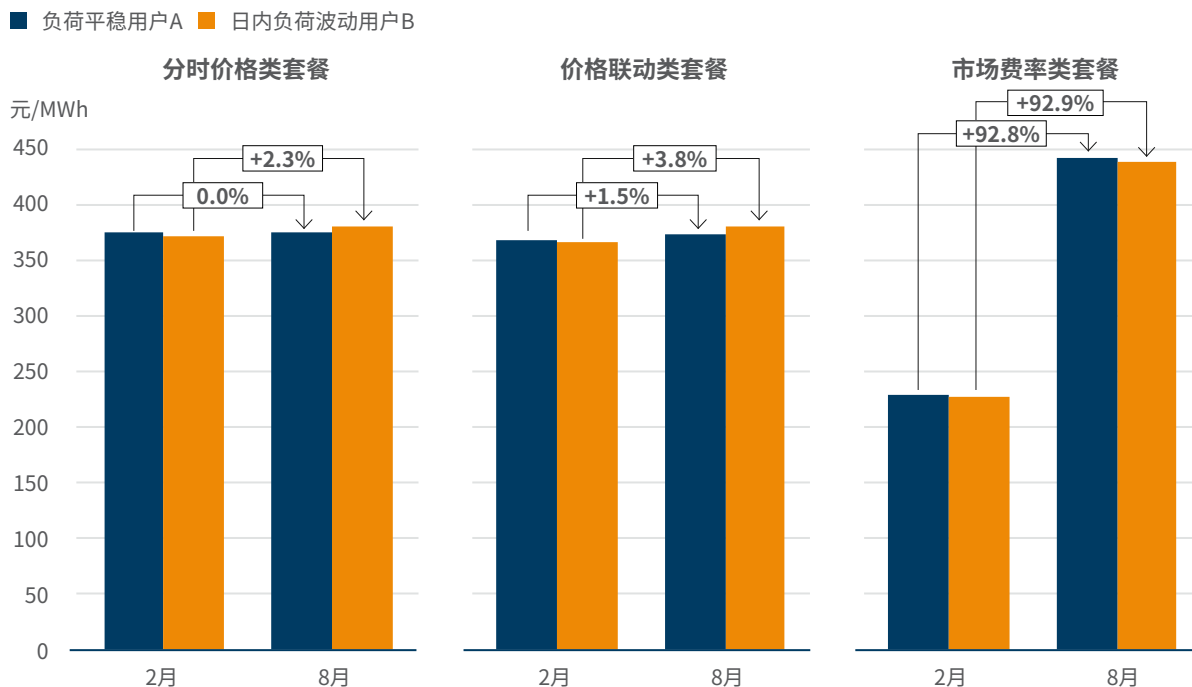
图表 8.2 典型用户用电曲线假设和零售套餐设计相关参数



来源：落基山研究所

注：批发市场价格数据来源于山东电力交易中心和兰木达电力现货公布的 2024 年山东批发市场价格；用户用电曲线参考了山东电力交易中心发布的《山东电力市场结算实施细则及计算示例（试行版 V1.0）》；分时价格类套餐和价格联动类套餐中峰谷时段价格浮动比例参考了山东电力交易中心平台上公布的分时零售套餐的浮动情况。

图表 8.3 模拟情景下 2024 年山东不同用户在不同零售套餐下的用电成本^{xvii}



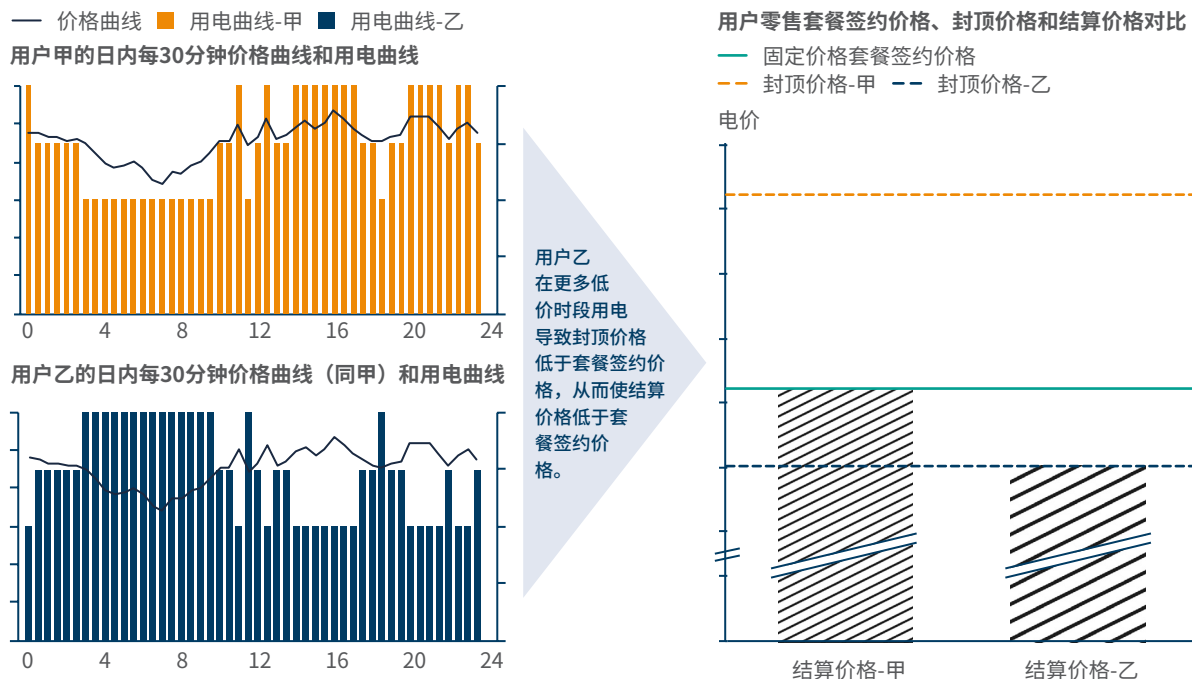
来源：落基山研究所

随着零售套餐价格分时属性增强且与批发市场衔接更加紧密，电力用户将更大程度的暴露在市场价格波动的风险之下。部分省份通过设置零售市场价格限制防止终端用户电价成本过高，零售市场价格限制通常与批发市场价格限制有关。政府规定的零售市场价格限制主要分为固定价格限制和参考市场均价这两类。固定价格限制一般与批发市场价格限制联动，参考中长期市场上下限或现货市场上下限。例如，广东对电能量零售套餐中固定价格部分的平段价格设置了固定的上限和下限，与批发市场年度交易成交均价设置的上限和下限一致⁷⁷；山东要求对“零售交易参照现货市场价格上下限设置各时段价格上下限约束”⁷⁵。参考市场均价的价格限制则与批发市场交易价格联动。例如，浙江在设置封顶价格时综合考虑了中长期市场和现货市场交易价格。除政府规定价格限制以外，零售用户与售电公司之间也可以单独约定封顶价格。

浙江零售套餐封顶价格的设计不仅与批发市场价格联动，还与每个用户的用电曲线有关，因此用户可以通过改变用电行为获得更低的封顶价格。浙江设置的零售套餐价格是在零售套餐参考价格的基础上进行一定上浮，而零售套餐参考价格的计算是通过批发市场的分时参考价格与每个用户的风时用电量加权得到。以图表8.4为例，甲和乙两个用户拥有相同的市场分时价格参考曲线和总用电量，但两个用户日内用电曲线不同，其中甲在高电价时用电量更多而乙在低电价时用电量更多，最终导致甲的封顶价格高于乙。若甲和乙签订的零售套餐电价相同且介于甲和乙的封顶价格之间，则乙能按照自己较低的封顶价格结算获得比套餐价格更低的电价，实现用电成本的降低。

^{xvii} 分时价格类套餐采用2024年年度交易均价作为平段价格，并采用峰谷时段浮动系数确定各时段价格。价格联动类套餐与2024年年度交易均价和各月交易均价的加权平均价格联动作为平段价格，并与分时价格类套餐采用相同峰谷浮动系数确定各时段价格。市场费率类套餐各时段价格为该时段现货市场交易价格。实际套餐价格设计中可能会在上述市场价格基础上加减固定价格。

图表 8.4 浙江零售套餐封顶价格设计示意图



来源：落基山研究所

注：封顶价格的计算方式参照《浙江省电力零售套餐指南（2025 年版）》⁷⁸

浙江零售套餐封顶价格的设计提高了用户关于电价风险管理的要求。用户在电价风险管理时宜跟进每月批发市场的变化，并且关注自身用电曲线。随着分时价格信号在零售用户用电价格中的作用不断增强，用电行为的规划和调整预计将对用户用电成本产生日益显著的影响。

发电背景售电公司“发售一体”的优势开始被规范，电力市场竞争程度将提高

在经历了以零售交易电量快速增长为主要特征的初期发展阶段后，我国电力零售市场逐步转向规范化建设。各省持续优化零售套餐设计，并通过提供标准化的合同范本，帮助用户了解零售套餐具体条款。同时，各省还推动建设零售商场线上平台，通过要求零售公司在平台上公开其提供的零售套餐的具体价格机制和价格参数，便于电力用户了解零售套餐产品并进行比选，有效降低用户信息不对称程度。

然而在零售市场的售电侧，发电背景售电公司占据了大量市场份额，对市场竞争格局产生了显著影响。发电背景售电公司不仅在锁定发电资源上有优势，而且能够依靠发电资源优势降低购电成本，为零售用户提供更具价格吸引力的零售套餐，从而在目前的零售市场上市场份额较高。以广东为例，2024 年发电背景售电公司的数量在全部售电公司数量中仅占比 8%，但其零售交易电量占比高达 59%⁷⁹。甘肃 2024 年售电侧市场份额排名前四的公司占 54% 的市场份额，其中有三家都是发电背景售电公司⁸⁰。

国家层面和地方层面开始关注“发售一体”带来的市场竞争不足的问题，并针对这一问题提出了相应要求和落实措施，从而保障电力市场形成有效竞争格局，有助于资源的有效配置。国家能源局在2024年11月《关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》（国能综通监管〔2024〕148号）⁸¹中要求对发电背景售电公司“利用‘发售一体’优势抢占市场份额”的行为加以规范，并要求对“各类售电主体和电力大用户”同等对待，从而“保障电力市场的统一、开放、竞争、有序”。上述政策出台后，部分地区在2025年电力市场交易方案中针对扩大电力市场竞争程度提出了具体举措，且举措均不相同（见图表8.5）。其中，湖北和河北南网从限制同一投资主体所属售电公司的市场占有率间接限制发电背景售电公司的市场优势；陕西则直接针对“发售一体”集团通过双边交易锁定的电量进行限制^{xviii}，维持电力市场有效竞争程度，增加市场透明度。

图表 8.5 部分地区加强售电公司竞争程度的举措

地区	相应举措
湖北	同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司，全年市场化电量不得超过全省市场化总电量（不含电网企业代理购电电量）的 20%。
河北南网	同一投资主体所属售电公司，2025 年全年交易（持有合同）电量之和不超过直接交易总电量规模的 8%。
陕西	当市场份额排名前四（Top-4）的“发售一体”集团合计市场份额占发售电市场总额 ^{xix} 的比例 50% 时，启动年度交易方式调节机制。“发售一体”集团除参与年度双边协商交易外，还须通过集中交易方式参与市场竞争。

来源：湖北省能源局⁸²，河北省发展改革委⁸³，陕西省发展改革委⁸⁴，落基山研究所整理

未来如果更多省份开始针对“发售一体”集团的市场份额采取限制措施，独立售电公司在售电市场的竞争力将会提升，整个售电市场的透明程度和竞争程度也会增强，零售用户也将在市场上获得更加多样化的套餐选择。

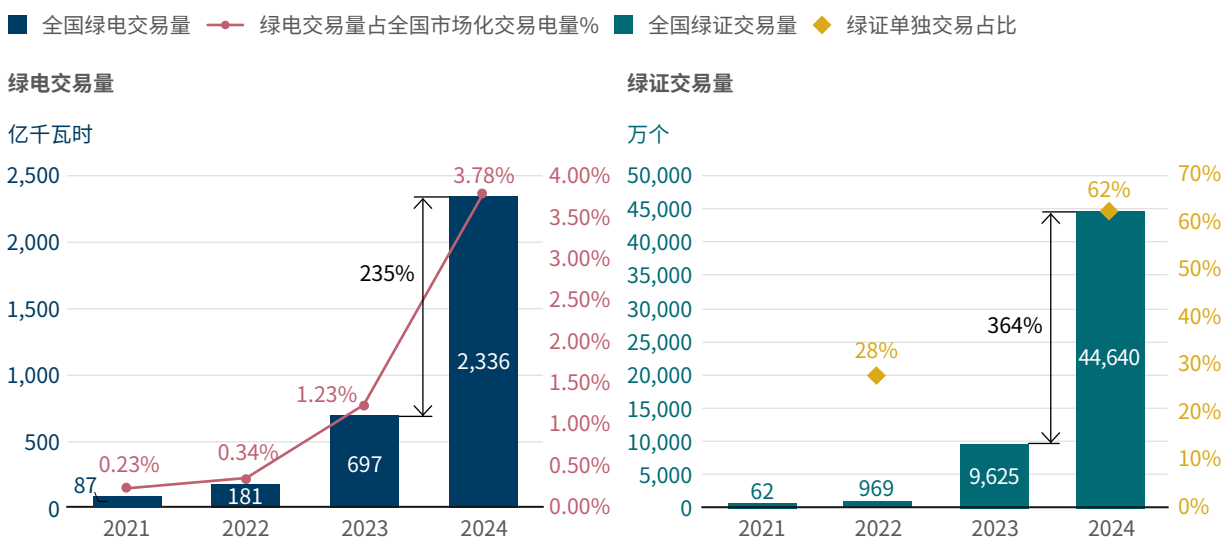
xviii 陕西在计算“发售一体”集团市场份额时要求“2025年年度绿色电力双边协议交易暂时不纳入年度双边交易比例控制范围，即仅考虑火电双边协商交易。

xix 单一“发售一体”集团发售电市场份额 = （该集团发电企业省内市场化交易电量+该集团售电公司省内市场化交易电量）/ 省内市场发、售电总市场化交易电量之和

09 绿电与绿证交易制度体系加速完善，交易规模将受参与机制的电量比例、对应绿证的归属及使用情况影响

2024 年，绿电和绿证市场继续保持快速扩容的同时，交易价格整体呈现下行态势。交易量方面，2024 年全国绿电交易量为 2,336 亿千瓦时⁸⁵，较 2023 年全年交易量增长 235%⁸⁶。绿电交易量占全国市场化交易电量比例连年加速上升，2024 年绿电交易量占全国市场化交易电量比例达到 3.78%。2024 年绿证交易量为 4.46 亿个^{xx}，同比增长 364%，其中绿证单独交易量占比大幅上升，达到 62%⁸⁷。绿证交易由 2022 年以证电合一形式随绿电交易划转为主，转变为以绿证单独交易为主，体现出市场对绿证的认可度的提升。**价格方面**，国网区域 2024 年绿电交易均价为 417.09 元 / 兆瓦时⁸⁸，低于 2023 年全年绿电交易均价 444 元 / 兆瓦时⁸⁹。国网平台 2024 年绿证交易均价为 9.6 元 / 个，低于 2023 年绿证交易均价 19.22 元 / 个⁹⁰；南网区域 2024 年上半年绿电交易的环境价值均价为 9 元 / 兆瓦时⁹¹，低于 2023 年全年环境价值均价 25 元 / 兆瓦时。南网平台 2024 年上半年绿证交易均价为 3.51 元 / 个⁹²，在 2024 年第一季度 9.06 元 / 个的基础上下跌⁹²。

图表 9.1 2021-2024 年全国绿电绿证交易量



来源：北京电力交易中心，中国电力企业联合会，国家能源局，水电水利规划设计总院，落基山研究所整理

xx 1个绿证单位对应1000千瓦时可再生能源电量。

绿电与绿证交易制度体系基本建成，规则持续细化有助于支撑用电方声明需求

绿电交易体系不断健全和完善，已基本实现全国层面的规范化统一，并在此基础上对市场主体长期关注的多年期交易、分布式项目参与绿电交易及用户与发电企业直接交易进行了更细化的指导。

全国层面已建立起涵盖基本规则、实施细则及具体合同模板的完整绿电交易体系。2024 年 8 月，《电力中长期交易基本规则——绿电交易专章》（发改能源〔2024〕1123 号）（以下简称“专章”）正式发布，这是首个国家层面出台的绿电交易规则，明确将绿电交易纳入中长期交易体系，为其融入全国统一电力市场奠定基础。同时，专章有助于推动各地统一规范绿电交易，为市场主体在不同省份包括港澳地区开展绿电交易提供统一参考。2024 年 9 月，《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024 年修订稿）》（京电交市〔2024〕59 号）（以下简称“实施细则”）正式发布，首次对分布式发电聚合参与绿电交易及多年期绿电交易作出指导。2024 年 11 月，北京电力交易中心发布多年期绿电交易双边协议模板，对交易主体的合作模式等关键环节提出指导性建议，鼓励电力用户与发电企业直接签署协议，售电公司可仅作为承担平衡责任的主体。

在全国绿电交易体系进一步完善的基础上，各地继续深化落实国家发展改革委与国家能源局推动新能源参与电力市场、满足用户购买绿电需求的要求，在交易模式和准入范围等方面取得突破：

- 交易模式：在 8 月专章及 9 月实施细则发布后，多省份出台本省绿电交易专章或修订本省的电力中长期交易规则。新版的规则文件中普遍反映了全国层面的新要求，例如明确将绿电交易纳入中长期交易体系，并积极推动多年期绿电交易的发展。此外，交易规则通过创新用户与发电企业直签的交易模式，保障了绿电采购方的利益与多元化需求。以上海为例，规则⁹³允许零售用户直接与发电企业签订批发侧 PPA 购电协议，在批发侧与发电企业达成绿色电力交易等场外溯源交易，“在合约执行期涉及当前绑定期限的月份范围内，视作该零售用户的当前绑定售电企业与该发电企业在批发侧签订交易结果相同且定向等量分配的该笔场外溯源合约”。这一调整不仅确保用户可稳定从指定发电企业获取绿电，使绿电溯源更加清晰，且能简化用户的相关操作流程。
- 交易准入范围：分布式项目参与绿电交易取得显著进展。2023 年，仅广东、江苏、浙江明确了分布式项目的交易方式，而 2024 年，更多省份提出允许分布式项目参与绿电交易，并以聚合方式为主（见图表 9.2）。其中，广东、江苏、浙江的分布式项目已常态化参与绿电交易，而其他省份正在根据本省政策逐步开展，预计 2025 年内将形成常态化交易。分布式项目的聚合交易在市场参与方面与集中式项目趋同，仅需提前与聚合商确定代理服务关系。对于用户而言，从分布式项目购买绿电的交易流程与集中式项目并无区别。

图表 9.2 2025 年部分地区分布式项目参与绿电交易的方式

河北南部	直接参与、聚合参与
冀北	鼓励聚合参与
山西	独立或聚合参与
陕西	省调调管的分布式新能源可直接参与批发场交易，其他分布式新能源原则上主要以聚合方式参与交易
浙江	聚合方式参与
新疆	聚合形式
安徽	聚合参与、10千伏及以上可直接参与
广东	鼓励以聚合虚拟电厂方式参与现货电能交易和绿电交易
上海	就近交易、聚合交易
江苏	聚合交易

来源：各省电力交易中心，落基山研究所整理

绿证制度体系框架基本建成，绿证的唯一性得到进一步保障，应用场景得以拓展。2024 年 9 月，《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67 号）与《关于做好可再生能源绿色电力证书与自愿减排市场衔接工作的通知》（国能综通新能〔2024〕124 号）相继发布，要求卖方承诺仅申领中国绿证，不重复申领其他同属性凭证，不得同时核发绿证及 CCER^{xxi}，并补充了核销机制与监管措施。2025 年 3 月，《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262 号）（以下简称“高质量发展意见”）发布，从市场供给、消费需求、交易机制、应用场景、绿证走出去等全方面对绿证发展提出具体措施，成为未来绿证制度体系建设的根基。以上要求形成了绿证核发、交易、应用、核销的全生命周期闭环管理机制，彻底消除了我国绿证与 I-REC 证书及 CCER 的重复性，提升了绿证的认可度与需求侧的采购信心，激发了市场主体采购绿证的需求。此外，绿证在省级人民政府节能目标责任评价考核指标核算、重点用能单位的能源消费计算等场景中都可进行抵扣，进一步拉高市场主体对绿证的需求。

图表 9.3 2024 年以来重点绿证政策梳理与分类



来源：落基山研究所

新能源可持续发展价格结算机制或将调整绿电、绿证供需关系，单独约定环境价值成为绿电零售套餐发展趋势

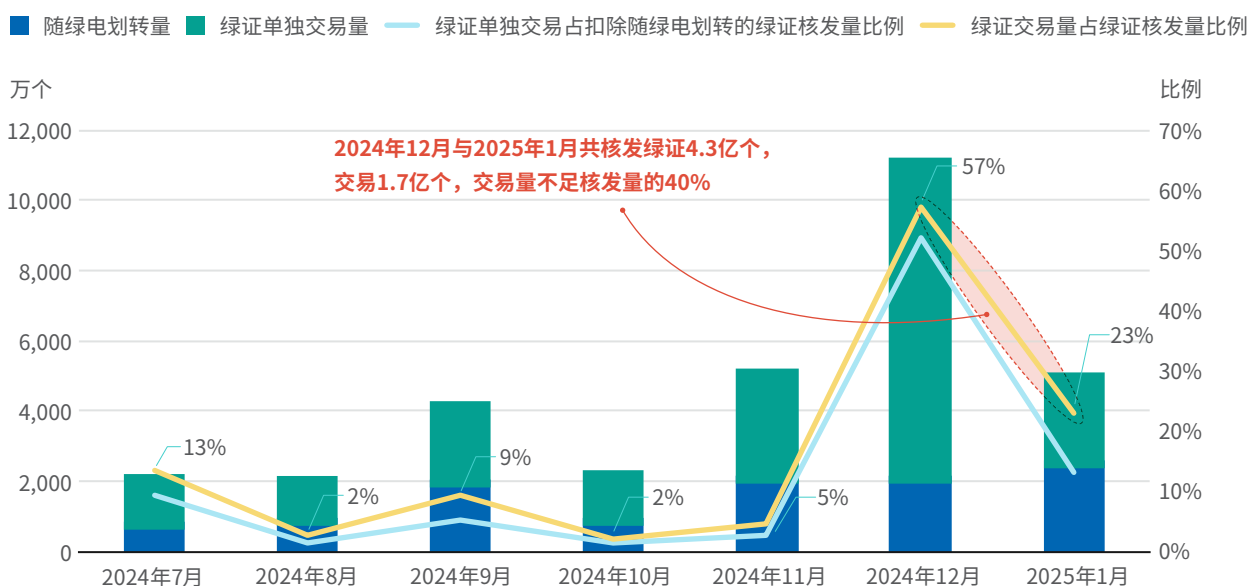
新能源可持续发展价格结算机制可能会影响未来绿电交易市场的规模，这主要取决于参与机制的电量比例以及各省对机制的具体执行要求。2025 年 2 月，《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）提出了新能源可持续发展价格结算机制（“机制电价”，详见 04 章），该文要求在机制电价的形成过程中须考虑绿色价值，并且纳入机制的电量不重复获得绿证收益。这意味着机制电价是包含了绿电环境价值与电能量价值的绿电整体价格，纳入机制电价的可再生能源电量（“机制电量”）的环境价值已得到体现，所以不再纳入绿电交易的范围。因此，发电企业的同一电量只可在机制电价与绿电交易中择一参与，

xxi CCER即核证自愿减排量。

其选择将会影响绿电市场的供给规模。从发电企业角度而言，一方面，机制电价相较当前最主流的年度绿电交易能提供更长周期的价格保障。同时，机制电价的执行期限与多年期绿电交易在时间跨度上相近，因此机制电价与绿电交易在发电侧可能存在一定竞争关系。另一方面，短期内机制电价的价格水平大概率低于绿电价格水平，前者更多参考新能源标准化度电成本（LCOE），后者短期内主要以煤电市场化价格作为价格锚点再叠加绿色溢价。

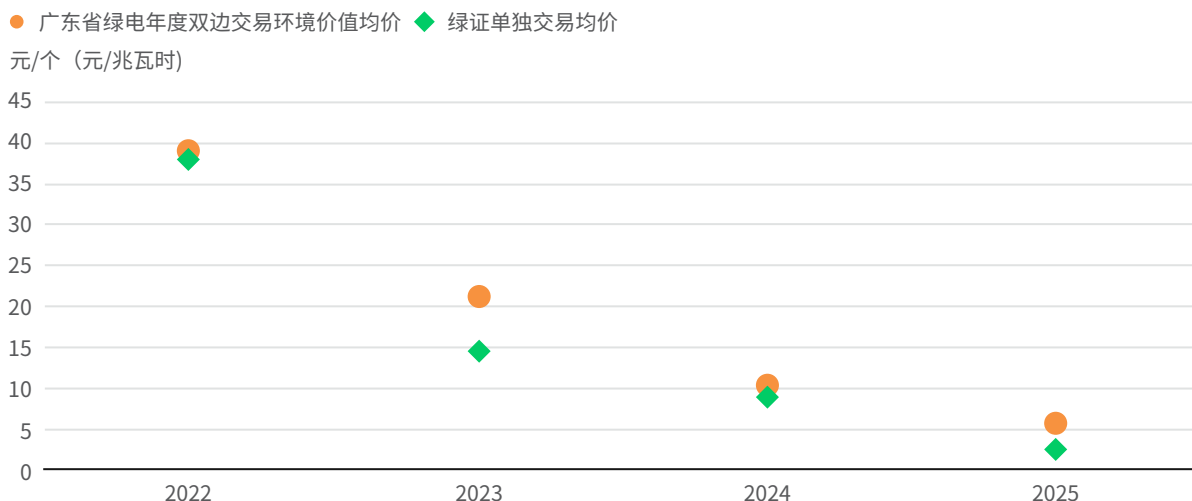
单独交易的绿证价格及绿电的环境价值将在短期内继续保持低位。过去一年，大量新绿证涌入市场以及存量绿证的大批量出售，是加剧绿证供大于求、并将导致绿证交易价格处于低水平的主要原因。一方面，在 2024 年底绿证核发实现全覆盖的要求下，集中式项目基本完成建档立卡，分布式项目加速建档立卡。2024 年 12 月及 2025 年 1 月的当期绿证核发量就分别达 1.99 亿个⁹⁴和 2.31 亿个⁹⁵，月度核发量已超 2023 年全年核发量 1.76 亿个⁹⁶。参与绿证核发的机组数量迅速提升的同时，可核发绿证的新能源装机量也在逐年攀升，预计 2025 年起绿证核发量将在短期内快速增加，绿证供给将迅速扩充。另一方面，由于新增绿证有效期（自电量生产自然月（含）起计算两年），存量绿证卖方迫切希望出售所有绿证，绿证交易价格将保持低位。在新增与存量绿证大幅扩充供给的同时，绿证的需求却较为疲软。如图表 9.4 所示，绿证交易量在年底至次年年初显著上升，这是因为各地的能耗双控相关约束性要求，可再生能源电力消纳责任权重的考核与报送往往集中于这一时期。然而即便在这需求最旺盛的时期，绿证供给仍然远大于需求：2024 年 12 月，我国绿证核发开始进入以当期电量为主的新阶段后，2024 年 12 月与 2025 年 1 月共核发绿证 4.3 亿个，交易 1.7 亿个，包含绿电交易的绿证整体交易量仍然不及当期绿证核发的 40%。扣除随绿电交易划转的绿证后，绿证单独交易量占核发量比例更低。因此，预期短期内绿证供大于需的情况还将持续，绿证价格维持较低水平。与此同时，在绿电的环境价值主要以单独交易的绿证价格为参考的情况下，2025 年绿电交易的结果也呈现出环境价值下降的趋势。图表 9.5 以广东为例展示了绿电的环境价值随绿证价格下降的态势。

图表 9.4 2024-2025 年全国绿证按月交易情况



来源：国家能源局，水电水利规划设计总院，落基山研究所整理

图表 9.5 绿证单独交易均价与广东省绿电年度双边交易环境价值均价的对比



注：2022 年绿证交易均价为全国无补贴项目绿证交易均价；2023 年绿证交易均价为南网区域绿证交易均价；2024 年绿证交易均价为南网区域 2024 年第一季度绿证交易均价；2025 年绿证交易均价为中国绿色电力证书交易平台显示的 2025 年 1 月 1 日至 3 月 31 日的挂牌成交均价。

来源：广州电力交易中心，广东电力交易中心，水电水利规划设计总院，中国绿色电力证书交易平台，能源杂志，落基山研究所整理

从中长期来看，可交易绿证价格将主要受新能源可持续发展价格结算机制与可再生能源电力消纳责任权重的共同影响。根据 136 号文要求，纳入机制的电量不重复获得绿证收益，这意味着参与机制的新能源发电量越多，可交易的绿证越少，从而导致可交易绿证市场供给的收缩。不可交易绿证（即机制电量所对应的绿证）有可能会在省内进行分配，但具体分配方式仍有待确定（详见 04 章）。与此同时，提振绿证消费正逐渐成为绿证体系完善的下一步重点。未来，影响可交易绿证需求水平的核心因素包括不可交易绿证的分配方式、可再生能源电力消纳责任权重、重点行业绿色电力消费比例目标等强制性考核目标。2025 年 3 月发布的“高质量发展意见”明确了对重点行业、用能单位等的绿证强制消费要求，并在多处强调绿电的消费核算以绿证为凭证。在此情况下，绿证市场将形成新的供需结构：供给端主要来自机制电量与绿电交易所产生的绿证；需求端则由两部分构成，一是自愿性绿证消费需求，二是不断扩大范围并增长的强制性考核指标所产生的绿证需求。随着供需格局的改变，绿证价格也将相应变化。

绿电零售套餐将主要以单独约定环境价值为发展趋势。在 2023 年 8 月《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（修订稿）》（京电交市〔2023〕44 号）首次提出电能量与环境价值分开结算后，各省均按照该规则执行，且部分省份进一步在零售交易文件中重点体现了绿电的环境价值。与此同时，绿电的电能量部分呈现出与火电逐步趋同的趋势，在申报、定价、结算等环节同火电一并执行，不再单独处理。例如，福建⁹⁷要求 2025 年起绿电电能量纳入绿电零售用户已签约的常规电能量套餐一并执行，无需重复购买，用户仅需与同一签约售电公司约定绿证价格 $P_{\text{绿证}}$ 。而其上一年零售套餐电费算法中⁹⁸，绿电电量电费需单独处理。在浙江 2025 年的零售交易中⁹⁹，零售用户只需在合同中勾选是否购买绿电以及购买量，并不需要对绿电电能量进行单独报价。执行时电能量价格按常规电能量套餐执行，合并计算，费用不单列，绿证单独结算。而浙江 2024 年最初的要求中¹⁰⁰，绿电电能量的价格为零售套餐绿电整体价格减去绿色电力环境价值，并优先于其他合同结算。南网区域也呈现出相同的趋势。广东的零售交易中¹⁰¹，绿电的环境价值从原有电能量零售合同中独立出来形成绿电零售交易合同，合同中仅需对环境价值的量与价进行约定，电能量部分仍按原合同执行。广西的零售交易中¹⁰²，绿电电能量纳入常规电能量一并开展结算。在交易中对环境价值进行单独强调更有利于通过发挥市场作用来合理反映绿电的价值。因此，预计未来有更多省份的绿电零售套餐将仅约定环境价值，以在反映绿电与火电在电能量方面的同质化特征的同时，充分体现绿电的环境属性。

10 多省开始实行居民个人桩分时电价，目前以自愿参与为主，时段和价格主要参考居民生活分时电价

随着新能源汽车的快速发展，居民充电需求将显著增长。新兴负荷的接入加大居民小区电网负荷波动，影响电网安全稳定运行。分时电价的引入，旨在通过改变用户充电行为，缓解负荷波动带来的负面影响。2024年初，国家发展改革委、国家能源局等部门联合发布了《关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》（发改能源〔2023〕1721号）¹⁰³（下称“实施意见”），提出“针对居民个人桩等负荷可引导性强的充电设施制定独立的峰谷分时电价政策，并围绕居民充电负荷与居民生活负荷建立差异化的价格体系，力争2025年底前实现居民充电峰谷分时电价全面应用”。该实施意见的出台，为各省推动居民个人桩分时电价机制提供了重要指导。

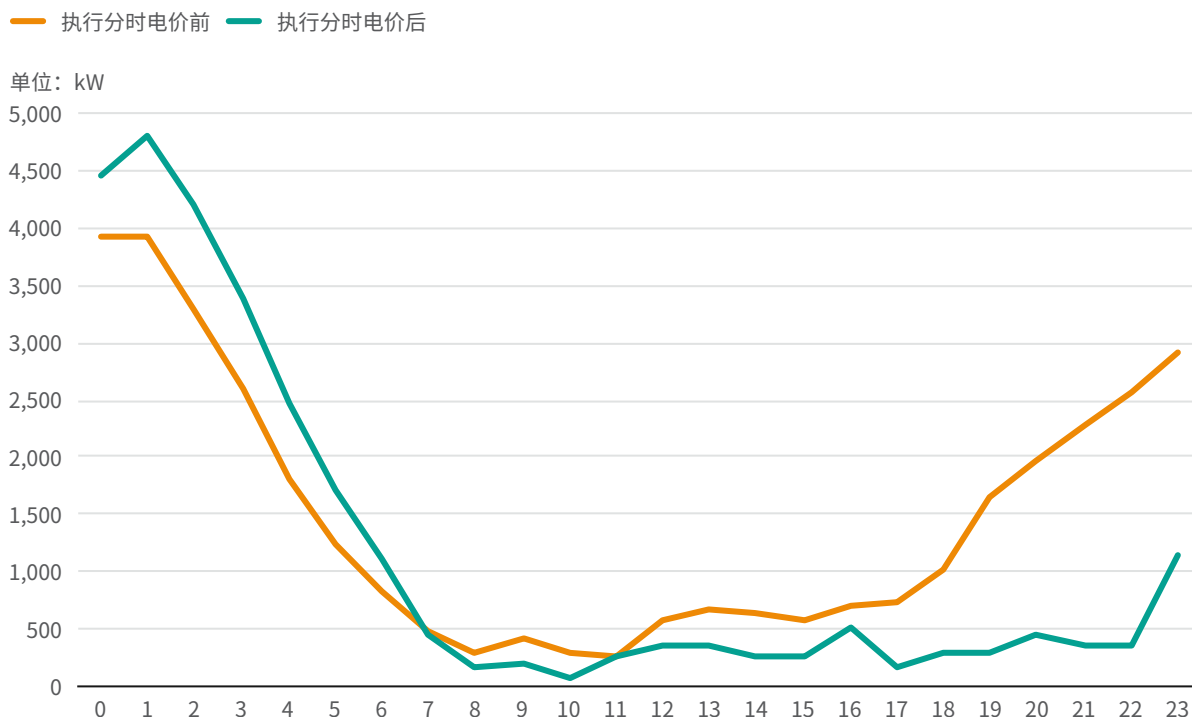
自2023年以来，多个省份已陆续推进居民个人桩^{xxii}充电分时电价机制的设计和实践，并取得一定成效。然而，个人桩的分时电价机制仍处于实践早期，各省的实施情况不尽相同，主要体现在参与的强制性、分时段划分数量、时段划分参考依据以及电价设置基准等方面。本节汇总了各省个人桩分时电价的主要特征。

已有22个省份实行个人桩分时电价且以自愿参与为主，居民生活用电分时电价为当前主要参考基准

截至2024年末，已有22个省（市）实施了针对居民个人桩的分时电价措施。其中，北京、天津、内蒙古、辽宁、广西、贵州、青海以及新疆等八个省（市）尚未执行分时电价，而是直接参考居民合表电价进行收费。而西藏由于暂时无法将个人桩接入单独的电表，不具备执行分时的技术条件。其余省份均开始执行个人桩充电分时电价，并取得了一定的负荷转移效果。以湖北省为例，据湖北省电力营销服务中心计算，自其执行居民充电桩分时电价政策后，省居民充电桩高峰时段最大错峰达到0.94万千瓦，全省居民充电峰荷降低11.04%，分时电价用户充电峰荷同比降低86.7%。这一结果表明，个人桩分时电价可以利用价格信号引导居民错峰用电，缓解居民充电负荷增长对电网的压力。

^{xxii} 居民个人桩指居民在车位旁自行建设、供个人使用的充电设施。截至2025年2月，居民个人桩数量占充电桩总量的72%，是充电基础设施的重要组成部分。本报告重点关注居民个人桩充电价格体系，暂不涵盖公用充电桩（包括小区公共桩等）内容。

图表 10.1 湖北 1881 户居民个人桩执行分时电价前后充电负荷曲线



来源: 湖北省电力营销服务中心¹⁰⁴

“自愿参与”为各省实施个人桩分时电价的主要模式。目前, 仅江苏、海南、广东和甘肃四省针对居民个人桩默认执行分时电价, 其他已执行分时电价措施的省份, 均由用户自愿选择是否参与。

个人桩分时电价通常采用峰-谷两时段进行划分, 多时段划分相对较少。从时段划分的数量来看, 通常可分为两时段、三时段和多时段三种类型。目前大多数省份采用峰-谷两时段划分方法, 包括山西、河北、河南、吉林、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、云南、宁夏和陕西。湖南、四川、重庆、海南和甘肃等五个省(市)采用峰-平-谷三时段进行划分。而湖北、山东、广东和黑龙江等省份则采用了更详细的尖峰-高峰-平段-低谷等多时段划分方法。其中, 山东还额外增加了深谷时段, 并且各时段划分会根据季节而有所变动。

当前时段划分区间(时间点)的选择主要参考居民分时, 少数省份针对个人桩进行了单独的时段区间设计。从划分时段的区间来看, 目前各省主要有参考居民生活用电分时、参考工商业分时以及单独针对居民个人桩充电制定分时三种方法。其中, 参考居民生活用电分时是指个人桩充电的时段划分与目前该省对应的居民生活用电时段划分保持一致, 这也是大部分省份目前采用的时段划分方法。例如, 海南省要求电动汽车充换电设施按其所在场所峰谷分时电价政策执行。参考工商业分时是指居民个人桩充电的时段划分与该省工商业分时电价时段划分保持一致, 或者在此基础上进行较小的变动。使用该方法的典型省份是山东。参考工商业分时, 居民个人桩充电也按照尖峰-高峰-平-低谷-深谷划分为五个时段, 并且在夏季(6-8月)取消深谷时段。此外, 江苏、湖北、湖南、云南、陕西和甘肃则针对居民个人桩充电单独进行了时段区间划分, 既不参考生活用电, 也与工商业分时有一定区别。

分时电价的价格水平设置主要参考生活用电, 并基于不同标准设定浮动范围。对于执行分时电价的省份, 其电价设置通常可分为两类: 直接参考居民合表电价对应分时电价和基于居民合表电价设置不同的浮动范围。其中, 上海还根据居民阶梯电价对应的不同档位, 通过加权的方式来设定浮动范围。目前, 采用两种电价设置方法的省份数量无较大差异。不同省份分时电价的各项指标特征如图表 10.2 所示。

图表 10.2 各省居民个人桩充电分时电价执行情况（截至 2024 年末）

省份	是否执行分时	是否强制	时段划分数量	时段划分参考依据	电价设置基准
北京	否	—			无分时的居民合表电价
天津	否	—			无分时的居民合表电价
河北	是	自愿选择	2	居民分时	居民合表电价的分时电价
山西	是	自愿选择	2	居民分时	居民合表电价的分时电价
内蒙古	否	—			无分时的居民合表电价
辽宁	否	—			无分时的居民合表电价
吉林	是	自愿选择	2	居民分时	居民合表电价的分时电价
黑龙江	是	自愿选择	4	居民分时	居民合表电价的分时电价
上海	是	自愿选择	2	居民分时	参考居民电价，三档电量阶梯电价加权
江苏	是	默认执行	2	单独划分	基于居民合表电价浮动
浙江	是	自愿选择	2	居民分时	居民合表电价的分时电价
安徽	是	自愿选择	2	居民分时	基于居民合表电价浮动
福建	是	自愿选择	2	居民分时	基于合表电价浮动，按照居民“一户一表”分时电价浮动幅度标准执行
江西	是	自愿选择	2	居民分时	居民合表用户峰谷分时电价
山东	是	自愿选择	5 (夏季 4)	单独划分，部分参考工商业	基于居民合表电价浮动
河南	是	自愿选择	2	居民分时	居民合表用户峰谷分时电价
湖北	是	自愿选择	4	单独划分	基于居民合表电价浮动
湖南	是	自愿选择	3	单独划分	基于居民合表电价浮动
广东	是	默认执行	3 (夏季 4)	参考工商业时段划分	参考工商业电价
广西	否	—			无分时的居民合表电价
海南	是	默认执行	3	居民分时	居民合表电价的分时电价
重庆	是	自愿选择	3	居民分时	基于居民合表电价浮动
四川	是	自愿选择	3	居民分时	基于居民合表电价浮动
贵州	否	—			无分时的居民合表电价
云南	是	自愿选择	2	单独划分	基于合表电价浮动
西藏	个人桩暂不接入单独电表	—			跟家里共用一个户号然后转电压等级
陕西	是	自愿选择	2	单独划分	基于执行居民电价的非居民用户电价浮动
甘肃	是	默认执行	3	单独划分	基于居民合表电价浮动
青海	否	—			无分时的居民合表电价
宁夏	是	自愿选择	2	居民分时	居民合表电价的分时电价
新疆	否	—			居民生活用电价格

来源：各省电力有限公司供电服务中心，落基山研究所整理

个人桩分时电价的实施覆盖面将进一步扩大，时段划分更为精细，价格水平的设置将更具针对性

结合以往的政策要求以及对现有省份实践的观察，预计未来针对居民个人桩的分时电价政策将会在近期有以下几方面的明显进展：

更多省份加入：考虑到《实施意见》中“力争 2025 年底前实现居民充电峰谷分时电价全面应用”这一发展目标，预计尚未针对居民个人桩充电实施分时电价的省份将在近期逐步出台相关政策。

更多用户参与：目前居民个人桩分时电价措施实施时间较短，且多数省份居民用户是自愿选择是否参与分时，因此整体用户参与率较低，削峰填谷效果有待进一步挖掘。未来，随着政策设计、实践与宣传的不断完善以及居民参与分时成本优势的逐步显现，预计会有更多居民用户参与分时，并实现更明显的峰荷及峰谷差降低效果。

更精细的时段划分：相比两时段而言，多时段分时电价设计能更好匹配不同时段的电力供需情况，通过更精细的价格浮动，实现更为显著的削峰填谷效果。在多时段划分省份的实践经验带动下，预计有更多省份会提高分时电价时段划分的颗粒度，以更好地引导居民充电行为，发挥其负荷调节作用。

更灵活的时段调整：为有效缓解居民充电桩分时电价政策实施后产生的电网负荷压力，各地正积极探索动态调整机制，灵活优化居民个人桩分时电价政策，例如海南为避免因电动汽车零点扎堆充电等因素导致的“零点高峰”现象，于 2024 年 8 月调整个人桩分时电价政策¹⁰⁵，将 4 月至 9 月间 0:00-2:00 的谷时段调整为平时段。在借鉴工商业用户分时电价政策动态调整经验的基础上，预计居民个人桩分时电价政策中的时段划分和浮动比例也将根据实际供需情况进行周期性动态优化。

更独立的电价体系：《实施意见》中提出，力争到 2025 年底“围绕居民充电负荷与居民生活负荷建立差异化的价格体系”，以及全年“私人充电桩充电电量 80% 以上集中在低谷时段”等目标。从现有实践来看，大部分省份仍然参考居民生活用电进行时段划分，并以居民合表电价为主要参考基准。为尽快实现“建立差异化价格体系”这一目标，预计 2025 年有更多省份出台基于居民电动汽车负荷特性的时段划分准则以及针对充电负荷的差异化价格基准。

总体而言，鉴于个人桩分时电价在降低居民小区负荷波动、保障配电网稳定性等方面的潜力，个人桩参与分时将成为必然的发展趋势。从短期来看，用户可基于分时电价调整充电行为，降低充电成本。从长期来看，随着未来电动汽车渗透率的逐步提升，个人桩充电负荷在总生活负荷中的占比将明显增加，居民小区负荷曲线特征也会明显变化。届时个人桩分时电价政策的时段划分和电价水平设计准则或将发生重要变化，用户需要适时进行更为主动的充电行为调整。

参考文献

- 1 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》编写组（2024），全国统一电力市场发展规划蓝皮书，中国电力出版社
- 2 赵琳、姜允迪、陈鲜艳等（2025），2024 年汛期我国主要天气气候特征 [J]，中国防汛抗旱，2025，35（1）：8-12.，<https://mp.weixin.qq.com/s/GEk34D5pACwJHaRsfBamiQ>
- 3 兰木达电力现货（2025），电力现货价格年度简版报告（2024 年）：走低的现货均价与新能源收入，https://mp.weixin.qq.com/s/hTUikpKjagfCT_5xeseP_Q
- 4 韩晓彤（2024），甘肃现货“转正”，新能源消纳需更大范围优化配置，南方能源观察，<https://mp.weixin.qq.com/s/gMe64Pf6ERQGYluA2cS-2w>
- 5 国家发展改革委办公厅（2024），关于做好 2024 年电煤中长期合同签订履约工作的通知，<https://www.ncexc.com/DzjyServer/api/fileShowFileUploadZQZQ?articleid=TS202300017482>
- 6 中国煤炭市场网（2024），CCTD 秦皇岛动力煤价格，<https://www.cctd.com.cn/>
- 7 国家发展改革委办公厅（2024），关于做好 2025 年电煤中长期合同签订履约工作的通知，<https://www.chic.org.cn/home/Index/detail?id=1917>
- 8 惠誉博华（2025），惠誉博华 2025 年信用展望：煤炭开采和洗选，<https://www.fitchbohwa.cn/sites/default/files/2025-01/%E6%83%A0%E8%AA%89%E5%8D%9A%E5%8D%8E2025%E5%B9%B4%E4%BF%A1%E7%94%A8%E5%B1%95%E6%9C%9B%EF%BC%9A%E7%85%A4%E7%82%AD%E5%BC%80%E9%87%87%E5%92%8C%E6%B4%97%E9%80%89.pdf>
- 9 田莉（2025），2024 年动力煤市场回顾及 2025 年展望，中国太原煤炭交易中心有限公司，<https://mp.weixin.qq.com/s/o7miJubHPN7t67nkhkp94Q>
- 10 宫海玲（2024），2024 年煤炭市场回顾及 2025 年展望，鄂尔多斯煤炭网，<https://mp.weixin.qq.com/s/11balE5dV3vLMsX0asfBow>
- 11 中电联规划发展部（2025），中电联发布 | 电煤市场各环节库存累积 现货交易僵持 价格继续平盘，电联新媒，https://mp.weixin.qq.com/s/I5Lo5Ho_iNUUS1s67IFrvq
- 12 兰木达电力现货（2025），电力现货价格年度简版报告（2024 年）：走低的现货均价与新能源收入，https://mp.weixin.qq.com/s/hTUikpKjagfCT_5xeseP_Q
- 13 中国电力企业联合会（2025），2024 年全国电力工业统计快报
- 14 Global Energy Monitor（2025），Global Coal Plant Tracker, January 2025 release.,
<https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/>
- 15 中国电力企业联合会（2025），2024-2025 年度全国电力供需形势分析预测报告，<https://mp.weixin.qq.com/s/cFfX3xvExUVA1k7Eup5BFw>
- 16 落基山研究所（2024），2024 电力市场化改革与电价体系洞察：面向市场参与者的十大趋势，<https://rmi.org.cn/insights/2024powermarketreviewandoutlook/>
- 17 国网山东省电力公司（2024），关于 2025 年工商业分时电价公告，https://www.yantai.gov.cn/art/2024/12/4/art_70098_3231121.html
- 18 北极星售电网（2025），2024 年 1-12 月份全国电力市场交易简况，<https://news.bjx.com.cn/html/20250205/1425323.shtml>；北极星输配电网（2021），2020~2021 年电力供需 18 大特点，<https://m.bjx.com.cn/mnews/20210202/1134049.shtml>
- 19 北极星售电网（2024），2023 年 1-12 月份全国电力市场交易简况：市场交易电量 56679.4 亿千瓦时 同比增长 7.9%，<https://news.bjx.com.cn/html/20240124/1357661.shtml>
- 20 北极星售电网（2024），两部门发文：12 月 25 日前完成各地 2025 年度电力中长期合同签订，<https://news.bjx.com.cn/html/20241220/1418244.shtml>
- 21 北极星售电网（2023），两部门：做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作，<https://news.bjx.com.cn/html/20231212/1349261.shtml>
- 22 国家发展改革委（2024），国家发展改革委办公厅关于做好 2025 年电煤中长期合同签订履约工作的通知，<https://www.chic.org.cn/home/Index/detail?id=1917>

- 23 北极星售电网（2024），两部门发文：12月25日前完成各地2025年度电力中长期合同签约，
<https://m.bjx.com.cn/mnews/20241220/1418244.shtml>
- 24 CCTD 中国煤炭市场网（2024），煤炭价格下降容量电价落地 火电企业业绩持续修复，<https://mp.weixin.qq.com/s/Zi0Z5Gdocf2ku-SgDdqfbQ>
- 25 青海省发展和改革委员会（2024），青海省发展和改革委员会关于优化完善我省峰谷分时电价政策的通知，
http://fgw.qinghai.gov.cn/zfxgk/sdzdgnr/fgwwj/202404/t20240422_86708_ghb.html
- 26 青海省能源局（2023），青海省能源局关于开展2024年电力市场交易有关事项的通知，<https://mp.weixin.qq.com/s/L2TnG6wF0HWGTTgDf-vJ-Q>
- 27 国家发展改革委、国家能源局（2023），关于建立煤电容量电价机制的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202311/t20231110_1361899.html
- 28 国家发展改革委、国家能源局（2025），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，
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html
- 29 国家能源局（2025），2024年光伏发电建设情况，<https://www.nea.gov.cn/20250221/f04452701c914d51a89d0c0ea6f4acd1/c.html>
- 30 国家能源局（2024），2023年光伏发电建设情况，https://www.nea.gov.cn/2024-02/28/c_1310765696.htm
- 31 江苏省发展和改革委员会（2024），关于高质量做好全省分布式光伏并网消纳的通知，
https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2024/8/15/art_84097_11325871.html
- 32 河南省发展和改革委员会（2025），河南省配电网高质量发展实施方案（2024-2027年），
<http://www.hnnyfz.org.cn/zcjd/2025-02-20/941.html>
- 33 广东省人民政府办公厅（2024），关于印发广东省推进分布式光伏高质量发展行动方案的通知，
https://www.gd.gov.cn/zwgk/wjk/qbwj/ybh/content/post_4436245.html
- 34 陕西省发展和改革委员会（2024），关于进一步推动分布式光伏发电项目高质量发展的通知，
<https://www.163.com/dy/article/J7B2GS3U0511CVT1.html>
- 35 国家能源局（2025），关于印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/content_7004206.htm
- 36 宁夏回族自治区发展改革委（2025），宁夏回族自治区分布式光伏发电开发建设管理实施细则（征求意见稿），
https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202503/t20250317_4855951.html
- 37 广东省能源局（2025），关于征求《关于转发〈分布式光伏发电开发建设管理办法〉的通知（征求意见稿）》意见的函，
<https://finance.sina.com.cn/roll/2025-03-20/doc-ineqihxe4637923.shtml>
- 38 河北省发展改革委（2024），河北省发展和改革委员会关于印发《河北南网分布式光伏参与电力市场工作方案》的通知，
<https://www.eesia.cn/contents/113/8030.html>
- 39 河北省发展改革委（2024），河北省发展和改革委员会关于印发《冀北电网分布式光伏参与电力市场工作方案》的通知，
<https://news.solarbe.com/202412/09/384721.html>
- 40 湖南电力交易中心（2024），关于发布《湖南工商业分布式光伏参与市场交易实施细则（试行）》的通知，
<https://pmos.hn.sgcc.cn/pxf-settlement-outnetpub/#/pxf-settlement-outnetpub/unstructuredInfo?infoCodes=jyjgDlscgz&marketId=PHZHN&guid=f2bf42be-7a5d-449b-8868-e9f7184ba7dd&viewWayCode=1002&sourceData=1&operateDate=MTczNTUyNjY1NzAwMA%3D%3D&menuId=f830a360-d7c6-49dd-b245-6f2f80aa9431>
- 41 浙江电力交易中心（2024），浙江电力中长期交易实施细则 - 绿色电力交易专章（2.0版），
<https://zjpx.com.cn/px-settlement-infpubmeex-phbzj/fileService/download?fileId=nbab3d06ed84742d2a251824b7bbcd82>
- 42 安徽电力交易中心（2024），虚拟电厂（能源聚合商）聚合新能源企业代理合同（示范文本），
<https://pmos.ah.sgcc.com.cn:20080/px-settlement-infpubmeex/fileService/download?fileId=n51ce523142574023bc0e500947ed71fd>
- 43 国家能源局（2025），国家能源局2025年一季度新闻发布会文字实录，
<https://www.nea.gov.cn/20250123/544b9af2b6aa4590a60945e81e0d8ee1/c.html>

- 44 中国电力企业联合会（2025），2024 年电化学储能电站行业统计数据，<http://www.cnnes.cc/shichang/baogao/20250327/10439.html>
- 45 国家发展改革委（2025），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），https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html
- 46 山西省能源局，国家能源局山西监管办公室（2024），关于印发《电力市场规则体系（V14.0）》的通知，http://www.shanxi.gov.cn/zfxxgk/zfcbw/zfgb2/2024nzfgb/d5q_76598/szfbmgfxwj_77849/202404/t20240417_9540391.shtml
- 47 国家能源局山西监管办公室（2022），山西能源监管办关于印发《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》的通知，<http://cnnes.cc/tongzhi/20220526/1357.html>
- 48 山西省能源局，国家能源局山西监管办公室（2024），关于印发《电力市场规则体系（V15.0）》的通知，<https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202501/P020250122517294268027.pdf>
- 49 国家能源局山西监管办公室（2025），关于印发《山西电力辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（2025 年修订版）》的通知，https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202501/t20250120_275547.html
- 50 中关村储能产业技术联盟（2023），230/kW·年！宁夏储能容量租赁初试锋芒，招标规模已达 216.2MW/432.4MWh，https://www.cnesa.org/information/detail/?column_id=1&id=5479
- 51 深圳市发展和改革委员会（2024），关于印发《深圳市支持虚拟电厂加快发展的若干措施》的通知，https://fgw.sz.gov.cn/zwgk/zcjcjd/gfxwjcx/content/post_11355182.html
- 52 临港新片区管委会（2024），中国（上海）自由贸易试验区临港新片区虚拟电厂精准响应管理办法（试行），<https://www.sh-hitech.com/ryrd/10587.html>
- 53 史沛然、李彦宾、江长明、张哲、张勇、郭磊（2021），第三方独立主体参与华北电力调峰市场规则设计与实践[J]，电力系统自动化，2021，45(5)：168-174.
- 54 华北能源监管局（2020），关于继续开展第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点工作的通知，https://hbj.nea.gov.cn/xxgk/zcfg/202402/t20240208_239973.html
- 55 深圳市发展和改革委员会（2024），关于印发《深圳市支持虚拟电厂加快发展的若干措施》的通知，https://fgw.sz.gov.cn/zwgk/zcjcjd/gfxwjcx/content/post_11355182.html
- 56 深圳特区报（2025），深圳虚拟电厂规模全国居首，https://www.sz.gov.cn/cn/xxgk/zfxgj/zwdt/content/post_12123089.html
- 57 上海市发展和改革委员会（2024），关于印发《上海市虚拟电厂高质量发展工作方案》的通知，https://fgw.sh.gov.cn/fgw_2024ysqzdzgk/20240710/bf91d3939f2240f0bc6d158f55d94028.html
- 58 上海市经济信息化委（2019），关于同意开展上海市综合需求响应试点工作的批复，<https://www.sheitc.sh.gov.cn/jjyx/20190424/0020-682312.html>
- 59 王旻桦（2025），上海市虚拟电厂管理中心揭牌成立，国家电网报，<https://m.bjx.com.cn/mnews/20250213/1426790.shtml>
- 60 金雍奥、王庆滨（2025），国网冀北电力加快推进新型电力系统建设 提供规模化储能应用解决方案，亮报，<https://www.escn.com.cn/news/show-2075187.html>
- 61 CIES2024|| 国网冀北电科院王泽森：新型电力系统源网荷储调节能力提升的思考与探索，<https://www.escn.com.cn/news/show-1657013.html>
- 62 冉涌、李慧勇、冯煜（2024），国网山西电力，创新虚拟电厂市场化运营模式，<http://www.sx.sgcc.com.cn/homepage/wbw/articles/202412/a1161517.html>
- 63 王劲玉、赵亚男、陈扬波（2025），国网山西电力：山西虚拟电厂规模突破 200 万千瓦，<http://www.sx.sgcc.com.cn/homepage/wbw/articles/202501/a1161895.html>
- 64 广东电力交易中心（2025），广东电力市场年度报告，<https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice?id=29>
- 65 国家能源局浙江监管办公室（2021），浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则（试行），<https://zjb.nea.gov.cn/u/cms/www/202105/2011352186my.pdf>
- 66 国家能源局山西监管办公室（2024），削峰填谷市场交易实施细则（征求意见稿），<https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202411/P020241106608094356089.pdf>

- 67 中德能源与能效合作伙伴项目（2021），德国虚拟电厂的商业模式，https://energypartnership.cn/fileadmin/china/newsroom_docs/Business_Models_of_Virtual_Power_Plants__VPPs_in_Germany_CN.pdf
- 68 欣言（2024），虚拟电厂——星辰大海，无限可能，北极星售电网，<https://mp.weixin.qq.com/s/6en6OLADzKLErfYYqRP9FA>
- 69 北京电力交易中心（2025），北京电力交易中心 2024 年电力市场年报，<https://mp.weixin.qq.com/s/-5I5Mac3fHeIMWzy8w2qFw>
- 70 广东电力交易中心（2025），广东电力市场 2024 年年度报告，<https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=15493¬iceTypeId=29>
- 71 广东电力交易中心（2024），关于组织开展 2025 年广东电力市场低压工商业用户试点参与市场化交易相关工作的通知，<https://news.bjx.com.cn/html/20241126/1412925.shtml>
- 72 山东省发展改革委、山东省能源局、国家能源局山东监管办公室（2024），关于做好 2025 年全省电力市场交易有关工作的通知，http://nyj.shandong.gov.cn/art/2024/12/17/art_59960_10306814.html
- 73 山西省能源局（2024），关于 2025 年电力零售交易有关事项的通知，<https://news.bjx.com.cn/html/20241204/1414760.shtml>
- 74 国家能源局山东监管办公室、山东省发展改革委、山东省能源局（2024），关于印发《山东电力市场规则（试行）》的通知，https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202404/t20240419_261034.html
- 75 山西省能源局（2024），关于 2025 年电力零售交易有关事项的通知，<https://news.bjx.com.cn/html/20241204/1414760.shtml>
- 76 广东电力交易中心（2024），关于广东电力市场 2025 年度零售交易及合同签订情况的通告，<https://news.bjx.com.cn/html/20241226/1419209.shtml>
- 77 广东省能源局、国家能源局南方监管（2024），关于 2025 年电力市场交易有关事项的通知，https://drc.gd.gov.cn/snyj/tzgg/content/post_4582745.html
- 78 浙江电力交易中心有限公司（2024），浙江电力零售市场实施细则（2.0 版）- 附 1 浙江省电力零售套餐指南（2025 年版），<https://zjpx.com.cn/px-settlement-infpubmeex-phbjz/fileService/download?fileId=nbab3d06ed84742d2a251824b7bbcd82>
- 79 广东电力交易中心（2025），广东电力市场 2024 年年度报告，<https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=15493¬iceTypeId=29>
- 80 甘肃电力交易中心（2025），2024 年甘肃电力市场年报，https://mp.weixin.qq.com/s/BG7wkXii_8X-XQrkf6cHVA
- 81 国家能源局综合司（2024），关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知，https://zfxxgk.nea.gov.cn/2024-11/08/c_1310787216.htm
- 82 湖北省能源局（2024），湖北省 2025 年电力中长期交易实施方案，<https://news.bjx.com.cn/html/20241209/1415367.shtml>
- 83 河北省发展改革委（2024），河北南部电网 2025 年电力中长期交易工作方案，https://hbdrc.hebei.gov.cn/xxgk_2232/zc/wzcwj/202412/t20241219_117395.html
- 84 陕西省发展改革委（2024），关于 2025 年电力市场化交易有关事项的通知，https://sndrc.shaanxi.gov.cn/zfxxgk/zc/fgwj/sfzgwwj/2024/202412/t20241211_3225896.html
- 85 中国电力报（2025），能源开新局·司局长访谈录 | 国家能源局市场监管司司长 郝瑞锋：加强电力市场建设和监管工作 助推新时代能源高质量发展，https://www.cpn.com.cn/news/hy/202503/t20250313_1781456.html
- 86 人民日报海外版（2024），《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》发布——推动经营主体积极参与绿电交易，https://www.gov.cn/zhengce/202408/content_6970517.htm
- 87 国家能源局（2025），国家能源局举行新闻发布会 介绍绿证核发工作有关情况，<https://www.nea.gov.cn/20250123/33015b472c4741fc863ad3f352775351/c.html>
- 88 北京电力交易中心（2025），2024 年 1-12 月绿电交易情况
- 89 北京电力交易中心（2024），企业碳中和战略圆桌会

- 90 中国能源报（2024），“绿证经济”来了，http://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202411/18/content_30031105.html#:~:text=%E5%9C%A8%E5%9B%BD%E5%AE%B6%E7%94%B5%E7%BD%91%E7%BB%8F%E8%90%A5%E5%8C%BA%E5%9F%9F,%E5%B9%B4%E5%90%8C%E6%9C%9F%E7%9A%8439%E5%80%8D%E3%80%82
- 91 南方区域电力交易平台（2024），《2024 年第二季度南方区域跨省跨区电力市场运营报告》，<https://www.poweremarket.com/upt/sr/pt/#/news?categoryId=d39259fef1c248cba9ee81badf7b47ca&categoryName=%E5%B8%82%E5%9C%BA%E8%B5%84%E8%AE%AF>
- 92 南方区域电力交易平台（2024），《2024 年第一季度南方区域跨省跨区电力市场运营报告》，<https://www.poweremarket.com/upt/sr/pt/#/news?categoryId=d39259fef1c248cba9ee81badf7b47ca&categoryName=%E5%B8%82%E5%9C%BA%E8%B5%84%E8%AE%AF>
- 93 上海市发展和改革委员会（2024），关于印发《上海市绿色电力交易实施方案》的通知，https://fgw.sh.gov.cn/fgw_ny/20241017/a747867686704cccabc12e3e46956f27.html
- 94 国家能源局（2025），国家能源局发布 2024 年 12 月全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据，<https://www.nea.gov.cn/20250124/a893ec1c8c034525bb7679e0651fa3a1/c.html>
- 95 国家能源局（2025），国家能源局发布 2025 年 1 月全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据，<https://www.nea.gov.cn/20250221/ca464137dbff44a38641a6233d0f0a22/c.html>
- 96 中国能源新闻网（2024），研报 | 国内外绿证、绿电发展情况及相关启示建议，https://www.cpnnc.com.cn/news/zngc/202409/t20240911_1735794.html
- 97 福建电力交易中心（2024），福建电力交易中心有限公司关于印发《福建省电力零售市场运营工作方案》的通知，<https://pms.fj.sgcc.com.cn/pxf-settlement-outnetpub/#/pxf-settlement-outnetpub/unstructuredInfo?infoCodes=jyJgFlfgzcwj&marketId=PHDFJ&guid=fad949dd-f921-4d90-92ce-918d1006b4a2&viewWayCode=1002&sourceData=1&operateDate=MTcyODQ2NjQyMTAwMA%3D%3D&menuId=5d325c19-99d3-4087-9a01-44a5f17659b6>
- 98 福建电力交易中心（2023），福建电力交易中心有限公司关于印发《福建省电力零售市场线上规范化运营工作方案（试行）》的通知，<https://pms.fj.sgcc.com.cn/pxf-settlement-outnetpub/#/pxf-settlement-outnetpub/unstructuredInfo?infoCodes=jyJgFlfgzcwj&marketId=PHDFJ&guid=9ad37449-e1bc-4d9c-90ba-98536024936d&viewWayCode=1002&sourceData=1&operateDate=MTY5NTZyNTM4NjAwMA%3D%3D&menuId=5d325c19-99d3-4087-9a01-44a5f17659b6>
- 99 浙江电力交易中心（2024），关于公布《浙江电力中长期交易实施细则》等 7 项细则的通知，<https://zjpx.com.cn/px-settlement-infpubmeex-phbzj/fileService/download?fileId=nc159c5aea76042099ea8d5d658554116>，<https://zjpx.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/download?fileId=nbab3d06ed84742d2a251824b7bbcd82>
- 100 浙江电力交易中心（2024），关于发布《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则（试行）》的通知，<https://zjpx.com.cn/px-settlement-infpubmeex-phbzj/fileService/download?fileId=n57c8d5371fdb441680145d71aa34acbe>
- 101 广东电力交易中心（2024），印发 2025 年《广东电力市场售电公司与电力用户零售交易合同范本》《广东电力市场售电公司与电力用户绿电交易合同范本》的通知，<https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=14967¬iceTypeId=31>
- 102 北极星售电网（2025），广西电力市场绿色电力交易实施细则：鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议，<https://m.bjx.com.cn/mnews/20250207/1425732.shtml>
- 103 国家发展改革委等（2023），关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202401/t20240104_1363096.html
- 104 湖北省电力营销服务中心（2024），居民电动汽车分时电价新政满月，执行效果如何？分析来了！，<https://mp.weixin.qq.com/s/MlCTCuCb58-saHgoOrlQjQ>
- 105 海南省发展和改革委员会（2024），关于调整电动汽车峰谷分时电价政策有关事项的通知，<https://plan.hainan.gov.cn/sfgw/1200/202408/f1166e6056f746409f9b96e7d5bedc59.shtml?ddtab=true>

高硕等, 2025电力市场化改革与电价体系洞察: 面向市场参与者的十大趋势, 落基山研究所, 2025,
<https://rmi.org.cn/insights/2025powermarketreviewandoutlook/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享
CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别说明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2025年5月, 落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所
的注册商标。