



2026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, 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, 2026 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, 2026,

<https://rmi.org.cn/insights/2026powermarketreviewandoutlook/>

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。

冯楚容	浙江万里扬能源科技有限公司
韩雪	国务院发展研究中心资源与环境政策研究所
胡珈宁	上海光链能科科技有限公司
刘杨	厦门量道能源发展股份有限公司
南豆	山西风行虚拟电厂研究院
许庆宇	北京怀柔实验室
张超	国网能源研究院有限公司

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 省级现货市场已基本实现全覆盖, 现货价格将成为中长期市场和零售市场的价格锚点	11
现货均价持续下探, 区域性特征逐渐显现.....	11
现货市场价格在引导分时价格信号形成中作用凸显, 推动中长期市场和零售市场的精细化交易.	13
02 中长期分时段交易已广泛开展, 部分地区成交价格日内峰谷波动幅度受交易限价影响	15
分时段交易全面铺开, 中长期交易的分时价格正与行政分时脱钩	16
分时段交易限价在长交易周期参考燃煤基准价 $\pm 20\%$, 在短交易周期与现货交易限价贴近	17
受交易限价影响, 部分地区中长期分时段交易成交价格日内峰谷波动有限.....	19
03 批零价格传导深化, 零售侧市场化分时电价正加快落地	21
零售套餐设置中批零传导属性增强, 主要与整体批发市场均价挂钩.....	21
零售侧分时电价形成机制正逐步走向市场化, 各地推进程度不一	23
零售电价风险管控持续加强, 各地采取多样化举措降低用户风险	26
04 新能源可持续发展价格结算机制全面落地, 各地区执行方案、竞价结果和结算费用有显著差异.....	29
各地皆已宣布并执行新能源机制电价竞价, 竞价方案与竞价结果具有显著差异	29
新能源可持续发展机制差价结算费用已全面进入各地系统运行费用, 部分省区机制电价与新能源实际交易均价差距较大	33
05 容量电价体系向更多类型发电侧主体扩容, 顶峰能力成为各类机组获取容量收入的统一标准.....	34
全国统一框架下, 各地在容量认定、单价计算和电费考核方面的细节差异将影响经营主体的实际收入水平	34
发电侧容量收入占比提升, 未来容量价格机制将更凸显技术中性特征和顶峰能力价值	38

06 单一容量制输配电价实现政策突破, 系统运行费用在整体用电价格结构中的影响力不断增强39

单一容量制输配电费模式确立, 促进新能源消纳利用 39

新能源可持续发展价格结算机制和发电侧容量电价机制推动系统运行费用调整, 用户侧电费结构重构.....41

07 电网侧独立新型储能经济性受益于容量电价机制的逐步落地, 工商业储能运营逻辑在分时电价市场化趋势下面临重塑45

电网侧独立新型储能容量电价机制在全国层面得到确立, 容量补偿机制向长时储能项目倾斜..45

分时电价形成机制的市场化转型正在重塑工商业储能的核心运营逻辑, 多元化收益模式成为转型趋势.....48

08 发电类虚拟电厂接力分布式新能源聚合商, 助力分布式发电资源全面入市50

分布式新能源上网电量需参与现货市场交易, 其中以发电类虚拟电厂为代表的聚合参与方式调仓灵活、套利机会多50

部分省份曾探索聚合商代理分布式新能源聚合参与绿电交易, 后续将以发电类虚拟电厂为主体继续开展52

09 绿电供需关系宽松平衡, 多元应用场景驱动绿证需求加速释放.....54

绿电交易规则持续完善, 未来两年绿电供给预计保持相对充裕54

绿证全生命周期管理加强, 消费场景更加丰富57

10 车网互动试点建设持续推进, 部分省份开始探索 V2G 上网电价机制59

现阶段车网互动试点重点在新能源汽车渗透率较高地区开展.....59

三省已出台 V2G 放电上网电价政策, 车主收益取决于高电价时段捕获能力61

参考文献64

图表目录

图表ES.1	电力市场“1+6”基础规则体系	8
图表ES.2	面向市场参与者的十大趋势汇总	10
图表1.1	2025年典型月部分省级现货实时均价一览	12
图表1.2	2025年17个省级现货市场分时均价峰谷差与行政分时电价峰谷差对比	14
图表2.1	广东2026年电力交易中不同交易周期的分时段交易要求	16
图表2.2	部分地区2026年年度分时段交易限价范围	17
图表2.3	江苏、山西、广东8月分时段交易限价测算	18
图表2.4	山西和广东月度分时段交易限价计算方式	19
图表2.5	江苏2026年年度交易（上）和2026年1-3月月度集中竞价交易（下）分时成交情况	20
图表3.1	部分地区2026年“固定价格+批零传导”混合类零售套餐中关于批零传导部分电量比例的要求	22
图表3.2	广东、江苏、山东零售侧分时电价测算结果对比	24
图表3.3	各地2026年零售套餐类型设置	25
图表3.4	各地零售市场超额分享机制的价差阈值和用户分享比例	26
图表3.5	浙江、山东、陕西的零售套餐封顶价格计算方式	28
图表4.1	各地已经宣布的机制电量增量竞价规模、单个项目竞价电量上限及各地新能源发电占比	30
图表4.2	已经公布的机制电价竞价结果中风电和光伏的电量占比	30
图表4.3	各地机制电价竞价上下限及竞价结果	32
图表4.4	部分地区新能源年均捕获价格、机制电价及差价结算费用	33
图表5.1	各地发电侧容量电费收入决定因素拆解示意	35
图表5.2	部分地区本轮调整后的容量电价情况（截至2026年4月初）	37
图表6.1	单一容量制输配电费计算方法及其与两部制输配电费的对应关系	39
图表6.2	部分省区输配电费核算平均负荷率标准	40
图表6.3	分地区系统运行费用平均水平及占比测算对比（2025年3-4月、2025年全年与2026年3-4月，以1-10kV单一制工商业代理购电用户为例）	42
图表6.4	分地区系统运行费用构成	43
图表7.1	部分省级层面电网侧独立储能相关容量电价机制一览（截至2026年2月）	46
图表7.2	五省区不同时长的电网侧独立新型储能最大可获得的容量收益对比	47
图表7.3	同样充放电功率、不同小时数的储能系统在某省电力市场中的收益变化示意	48

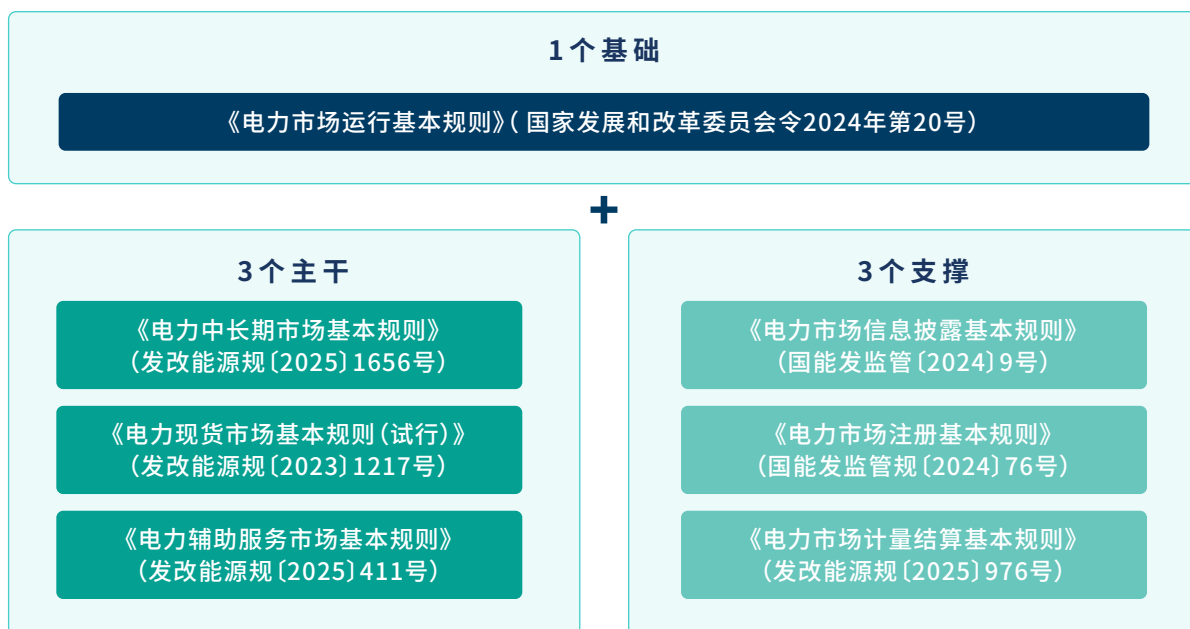
图表8.1	部分省份分布式新能源电能量市场参与方式	51
图表8.2	分布式光伏聚合参与绿电交易流程图（以江苏为例）	52
图表9.1	2021-2025年绿电绿证交易量	54
图表9.2	部分省网绿电交易环境价值价格限价/指导	55
图表9.3	江苏、广东、山东、山西绿电供需比、新能源装机增速及机制电量占比	56
图表9.4	江苏、广东、山东、山西单个项目机制电量申报上限	56
图表9.5	2022-2025年绿证交易价格	57
图表9.6	2024-2026年各省重点用能行业绿色电力消费比例	58
图表10.1	各省新能源汽车渗透率与新能源发电量占比	59
图表10.2	部分地区V2G试点补贴政策类型及水平（截至2026年3月）	60
图表10.3	部分省份车网互动放电价格机制设计	61
图表10.4	山东、广东、江苏居民桩用户参与V2G的成本与收益测算	62
图表10.5	广东、江苏、山东全年8760小时放电价格分布	62
图表10.6	不同参与时段下的V2G收益测算（广东）	63
图表10.7	不同电池容量与充电桩功率下的V2G收益测算（广东）	63

引言

深化电力市场化改革、建设全国统一电力市场体系是构建新型电力系统、促进电力资源优化配置、保证能源安全稳定供给的关键支撑。回顾过去一年，全国统一电力市场体系初步建成，如期实现了市场建设的阶段性目标，电力市场基础规则体系、电力现货市场、中长期市场、新能源可持续发展结算机制、发电侧容量电价机制、输配电价、零售市场、系统运行费用等方面的政策与实践均取得了重要进展，进一步搭建起面向新型电力系统与新型能源体系的市场与价格体系。

电力市场“1+6”基础规则体系构建完成。随着《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）和《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）的发布，我国已形成以《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令2024年第20号）为基础，电力中长期市场、电力现货市场和电力辅助服务市场基本规则为主干，电力市场信息披露、注册、计量结算基本规则为支撑的电力市场“1+6”基础规则体系。

图表ES.1 电力市场“1+6”基础规则体系



省级电力现货市场方面基本实现全覆盖。按照国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）的部署，正式运行或连续结算试运行的现货市场已覆盖29个省级电网ⁱ，现货市场发现价格、调节供需的作用持续加强。

电力中长期市场规则时隔五年再次更新，适应市场发展的新变化。新版《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）纳入了跨电网经营区常态化交易，进一步推动电力跨省跨区流动；分时电价由行政划分向市场形成过渡，对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；中长期交易向“更短”和“更长”周期两头延伸，一方面促进中长期市场与现货市场衔接，另一方面满足新能源多年期交易需求。

ⁱ 含国网/蒙西区域内6个正式运行、18个连续结算试运行的省级电力现货市场，以及南方区域电力现货市场覆盖的5个省级电网。

新能源可持续发展价格结算机制在各地落地，新能源电量由计划全面转入市场。按照国家发展改革委、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》（发改价格〔2025〕136号）的要求，新能源上网电量全面进入电力市场，上网电价由市场形成，各地结合本地实际建立了新能源可持续发展价格差价结算机制，完成了存量新能源项目的平移，并陆续组织了 2025、2026 年度项目竞价。

容量电价机制覆盖更多类型发电侧资源，对电力系统的顶峰能力将成为补偿基准。国家发展改革委、国家能源局印发的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）首次在全国层面明确可建立电网侧独立新型储能容量电价机制。现货市场运行后，将逐步建立发电侧可靠容量补偿机制，依托各类发电侧资源的可靠容量，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献。

单一容量制输配电价创新，适应新能源就近消纳项目需求。在既有单一电量制与两部制输配电价的基础上，国家发展改革委、国家能源局《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192号）为就近消纳项目建立了单一容量制输配电费计价方式，以适应绿电直连等新能源就近消纳的实际需要。

电力零售市场持续规范完善，批发与零售市场价格传导加强。大多数电力用户通过电力零售市场参与市场交易，零售市场正逐步成为引导用户资源响应、提升负荷侧用电灵活性的核心环节。在前期批发市场建设工作的基础上，零售市场建设成为新的着力点，持续完善零售市场设计、丰富零售市场交易方式、加强批发零售市场衔接、提升零售市场透明度、加快推进零售侧市场意识培育，将助力电力零售市场的进一步规范。

系统运行费用变化重构终端用户电费结构。随着新能源可持续发展价格结算机制和发电侧容量电价机制的出台和调整，以及电力现货市场建设的深入推进，用户侧电价形成机制进一步明晰，辅助服务费用、发电侧容量电费、新能源可持续发展机制差价结算费用等费用逐步从电能量价格中剥离并列入系统运行费用，系统运行费用在用户电费价格中的相对占比持续提升。

2026 年是“十五五”开局之年，也是完善全国统一电力市场体系的新起点。为进一步深化电力体制改革，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制，2026 年 2 月，国务院办公厅发布《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号），这是继《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）后电力市场化改革的又一重要文件。建设全国统一电力市场体系是构建全国统一大市场、建设新型电力系统与新型能源体系的要求，也将为保障能源安全、经济社会发展和绿色低碳转型提供有力支撑。文件部署了未来五到十年完善全国统一电力市场体系的重点任务。到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，各类型电源和电力用户（除保障性用户外）全部直接参与电力市场；到 2035 年，全国统一电力市场体系全面建成，市场功能进一步成熟完善。未来，电力资源在电能量、调节、容量、环境等方面的多维价值将全面由市场反映，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。

落基山研究所一直以来深入跟踪和助力电力市场化改革进程。2023 年以来，我们在关注市场设计、分析和讨论“电力市场如何建设”的基础上，以市场参与者视角为切入点，推出了《电力市场化改革与电价体系洞察》年度报告系列，回顾政策与市场进展，展望政策与市场趋势，力图为发用电主体提供兼具深度和广度的阶段性洞察。

本报告以 2025 版、2024 版和 2023 版报告为基础，系统性回顾 2025 年初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。本报告延续了以往“按市场组成 + 按交易主体类型”分主题章节讨论的形式，考虑到过去一年政策与市场实际变化情况 & 报告篇幅限制，本篇重点讨论了进展较快、变化较大的相关主题，对于其他未覆盖主题，如负荷类虚拟电厂等，读者可参考 2025 版或 2024 版报告中的相关章节。有关电力体制改革和电力价格体系在 2023 年 - 2024 年的进展内容和 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 2025 版、2024 版和 2023 版年度报告中的相应内容。

在构建全国统一大市场和建设新型能源体系的大背景下，我们希望本报告可以帮助市场参与者更好地理解当前和未来的电力价格体系、洞悉市场发展趋势、提升参与电力市场交易的能力，共同助力全国统一电力市场体系和新型电力系统的进一步完善。

图表ES.2 面向市场参与者的十大趋势汇总

按市场或价格组成	现货市场	01 省级现货市场已基本实现全覆盖，现货价格将成为中长期市场和零售市场的价格锚点
	中长期市场	02 中长期分时段交易已广泛开展，部分地区成交价格日内峰谷波动幅度受交易限价影响
	零售市场	03 批零价格传导深化，零售侧市场化分时电价正加快落地
	新能源可持续发展价格结算机制	04 新能源可持续发展价格结算机制全面落地，各地区执行方案、竞价结果和结算费用有显著差异
	发电侧容量电价机制	05 容量电价体系向更多类型发电侧主体扩容，顶峰能力成为各类机组获取容量收入的统一标准
	输配电价与系统运行费用	06 单一容量制输配电价实现政策突破，系统运行费用在整体用电价格结构中的影响力不断增强
按参与主体类型	电网侧与用户侧储能	07 电网侧独立新型储能经济性受益于容量电价机制的逐步落地，工商业储能运营逻辑在分时电价市场化趋势下面临重塑
	发电类虚拟电厂	08 发电类虚拟电厂接力分布式新能源聚合商，助力分布式发电资源全面入市
	绿电绿证交易	09 绿电供需关系宽松平衡，多元应用场景驱动绿证需求加速释放
	车网互动	10 车网互动试点建设持续推进，部分省份开始探索 V2G 上网电价机制

01 省级现货市场已基本实现全覆盖，现货价格将成为中长期市场和零售市场的价格锚点

自 2025 年 4 月国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394 号）ⁱ以来，全国电力现货市场建设大范围推开、全面加速。截至 2026 年 2 月，省级电力现货市场已基本实现全覆盖。国家电网和蒙西电网经营区中除京津冀和西藏外，各地现货市场均实现连续运行。其中，山西、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江六省区现货市场以及国网省间现货市场已转入正式运行；其余 18 个国网经营区省级电网现货市场（含蒙东、河北南网）已处于连续结算试运行阶段。南方电网经营区的区域现货市场（覆盖广东、广西、云南、贵州、海南）也已处于连续结算试运行阶段。预计各地连续结算试运行的现货市场未来 1-2 年将有序转为正式运行。

现货均价持续下探，区域性特征逐渐显现

2025 年各区域现货均价整体上处于低位运行、普遍低于燃煤发电基准价。总体上，大部分省（区）现货市场 2025 年均价（仅统计连续结算运行月份）均低于当地煤电基准价，下浮幅度从 -9.2%（宁夏）到 -59.2%（广西）不等，仅河北南网和蒙西电网 2025 年均价分别略高于煤电基准价 1.8% 和 3.1%ⁱⁱ。与 2024 年相比，保持连续结算（试）运行的山西、山东、蒙西、浙江、湖北、甘肃、广东七个省级现货市场以及国网省间现货市场，年均价同比降幅为 -1.5%（甘肃）到 -42.4%（蒙西）不等。均价下浮的驱动因素之一仍是动力煤价格中枢下移（各类驱动因素分析可参考 2025 版报告第 01 章节）。以中国煤炭资源网 Q5500（5500 大卡）下水动力煤市场价格为例，2025 年全年均价 695 元 / 吨，同比跌幅 19.2%ⁱⁱⁱ。

不同地区的现货价格水平差异明显，主要受当地动力煤价格、可再生能源出力、负荷水平、供热约束等因素影响，并呈现一定季节性特点。图表 1.1 回顾了 2025 年部分连续结算试运行的省级现货市场典型月份的实时市场均价。以夏季 7-8 月份为例，南方区域现货市场中的云南和广西地区受到丰水季影响，现货均价显著低于其他地区，分别低至 87 元 / MWh 和 151 元 / MWh。西北电网的甘肃也受到了黄河上游水电大发影响，夏季现货均价为 211 元 / MWh，低于枯水季 11-12 月份的均价 245 元 / MWh。相比之下，中东部多数省份夏季现货均价仍在 250 元 / MWh 以上。进入冬季后，北方省份（黑龙江、辽宁、蒙西、山西、山东、河北南网、陕西等）现货价格普遍落入更低区间，原因叠加了风电大风季、热电联产机组“以热定电”约束以及冬季负荷低于夏季等因素。相反，南方安徽、浙江、湖北等“夏热冬冷”地区由于电取暖需求增加、工业生产活动较为稳定，冬季负荷仍保持高位甚至高于夏季，从而推动现货价格与夏季相当，甚至更高。

此外，部分省份现货市场也出现过价格信号失真的情况，除前文已涉及的影响因素外，市场运行初期的功率预测能力、市场干预行为、企业风险管理水平等非市场因素也对价格形成干扰^{iv}。以冬季均价处于最低区间的黑龙江为例，该省 12 月曾出现连续较长时间的 0 电价，月均价低至 57 元 / MWh。从供需基本面的看，严寒气候抑制了部分生产负荷，而占全省装机约三分之一的风电处于大发季，叠加传统热电联产机组为保障供热难以下调发电出力，导致供需出现明显失衡^v。与此同时，该省交易中心该月日前发布的新能源预测出力普遍高于实际值，由此计算出来的预测日前竞价空间^{vi}偏小，发电侧为确保出清而进行更激烈的低价竞争，而该日报价也会用于实时市场出清。以上因素综合导致了极低现货实时电价的出现，难以切实反映电力供需关系与真实成本^{vi}。

ii 连续运行地区中，吉林、上海、湖南、四川、重庆数据缺失，暂未纳入统计。

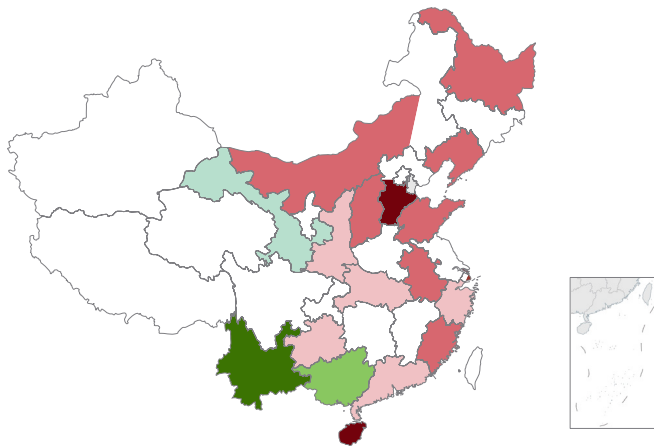
iii 竞价空间 = 直调负荷 - 联络线负荷 - 风电出力 - 光伏出力，其与现货价格的正相关性分析详见《2024 电力市场化改革与电价体系洞察：面向市场参与者的十大趋势》

图表1.1 2025年典型月部分省级现货实时均价一览

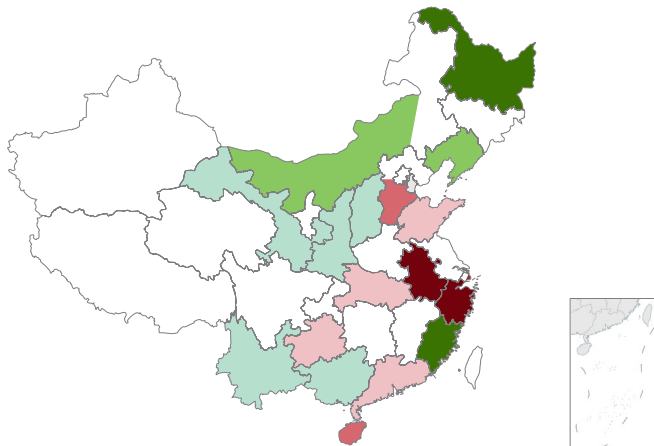
现货实时均价所在区间

■ ≥ 350
■ $[300, 350)$
■ $[250, 300)$
■ $[200, 250)$
■ $[150, 200)$
■ <150
 数据缺失或现货市场尚未连续运行

夏季（7-8月）



冬季（11-12月）



来源：兰木达，落基山研究所

注：图表仅选取了2025年夏季到冬季连续结算试运行的17个省区的现货市场数据。黑龙江现货市场由于2025年8月1日开始连续结算试运行，故夏季均价仅为8月数据。

现货市场价格在引导分时价格信号形成中作用凸显，推动中长期市场和零售市场的精细化交易

2025 年 9 月，国家发展改革委和国家能源局印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》（发改能源〔2025〕1171 号）⁷，在“加快完善中长期市场交易机制”章节，强调“逐步实现月度、月内等较短时间尺度中长期交易限价范围与现货市场限价贴近”；在“打造规范透明的零售市场”章节，强调“加强批发与零售市场价格传导”、“鼓励售电公司和零售用户灵活配置零售套餐、签订分时合约”。**这表明，现货市场形成的分时价格曲线可为中长期市场与零售市场中买卖双方协商分时电价提供重要参考。**

随着中长期交易新规的发布，现货价格对中长期市场分时段交易的指导作用进一步增强。2025 年 12 月，国家发展改革委和国家能源局印发修订的《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）明确“对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网代理购电用户，由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例”。**这意味着，直接参与电力市场的大用户和售电公司原则上可与发电侧自主协商分时段签约价格，这将推动现货价格逐步成为中长期分时段交易的定价锚点；即便是电网代理购电用户，其分时电价水平和时段也会根据现货价格持续优化。**（有关中长期市场分时的实践详见本报告 02 中长期市场章节，有关零售市场分时的实践详见 03 零售市场章节）

与此前政府规定的行政分时电价相比，目前各地现货市场的分时均价峰谷差普遍较小。图表 1.2 对比了 2025 年前述 17 个省级现货市场分时均价与各地行政分时电价的峰谷差。图表显示，各地现货市场夏季和冬季分时均价峰谷差的最大值分别为 575 元 /MWh（辽宁）和 526 元 /MWh（海南）。相比之下，行政分时电价中，夏季峰谷差有 8 省高于 575 元 /MWh，冬季峰谷差有 9 省高于 526 元 /MWh。无论是夏季还是冬季，图表中共有 11 省（区）按政府规定的峰谷系数计算的电能峰谷差，大于现货实时市场分时均价的峰谷差。**伴随着《电力中长期市场基本规则》在各地的落地，直接参与市场的用户（含售电公司）若由行政分时改为参考现货市场的分时曲线进行中长期价格签约，理论上将面临相对较小的峰谷差。若该批发侧价格曲线进一步传导到零售侧，在影响工商业用户用电行为的同时，也可能压缩表后工商业储能的峰谷套利空间、重塑其商业模式**（详见本报告 07 储能章节）。

图表 1.2 中个别省份也出现了例外，甘肃和贵州反而现货实时市场分时均价峰谷差较大。其原因在于：甘肃代理购电价格自 2025 年起峰谷时段仍由政府规定，但对应时段的峰谷价差比例由购售双方通过市场交易自主形成，而该行政规定的峰谷时段与实际供需情况存在偏离，代理购电价格的峰谷差被压低；贵州对单一制用户不执行峰谷电价，而同时期两部制 220kV 及以上工商业用户代理购电价格的峰谷价差均在 460 元 /MWh 以上。此外，山西、黑龙江、广西、云南等地在特定季节也存在例外：北方省份山西、黑龙江主要由于冬季现货价格普遍低于夏季，峰谷价差随之收窄；水电大省广西和云南则相反，冬季枯水季现货价格走高、拉大了峰谷价差。

图表1.2 2025年17个省级现货市场分时均价峰谷差与行政分时电价峰谷差对比

单位： 元/MWh	夏季现货分时均 价峰谷差	夏季行政分时电 价峰谷差	夏季峰谷差变化 (现货-行政)	冬季现货分时均 价峰谷差	冬季行政分时电 价峰谷差	冬季峰谷差变化 (现货-行政)	现货市场出清 上下限差值
河北南网	212	713	-501	486	763	-277	1,200
山西	441	386	56	373	445	-72	1,500
蒙西	357	500	-142	339	378	-39	5,206
辽宁	575	582	-6	488	608	-120	1,500
黑龙江	491	396	95	344	406	-62	1,500
浙江	141	539	-398	213	562	-350	1,400
安徽	183	608	-425	275	586	-311	800
福建	133	579	-447	241	502	-261	1,500
山东	388	630	-242	391	816	-425	1,600
湖北	400	646	-245	421	600	-179	1,200
陕西	402	568	-167	457	671	-215	960
甘肃	278	24	254	350	140	210	610
广东	179	876	-697	398	796	-398	1,850
广西	261	376	-115	415	382	32	1,125
海南	422	833	-410	526	789	-263	1,124
贵州	253	0	253	293	0	293	1,032
云南	156	220	-64	370	284	86	1,180

注 1：现货分时均价峰谷差为月度实时市场分时均价的最大值减去最小值；行政分时峰谷差采用各地月度 1-10（20）kV 工商业用户电网代理购电价格中电能量部分的峰谷浮动差（考虑尖峰和深谷电价，剔除电能量价格之外的峰谷浮动）；夏季覆盖 7-8 月，冬季覆盖 11-12 月，上述结果取月度最大值；颜色从浅蓝到深蓝反映峰谷差从小到大。

注 2：上述图表仅考虑各地现货市场的实时市场价格。对于日前市场，各地纳入机制电量的新能源一般自愿参与日前市场经济出清，而且上述市场中蒙西、辽宁、福建、湖北日前市场仅预出清不结算，综合导致日前市场价格的代表性有限。

来源：兰木达，各省电网公司，落基山研究所

随着更多省份在条件成熟时从发电侧单边定价向发用两侧双边定价转变，电价信号的峰谷波动有望更准确地反映电力供需关系，并在更细颗粒度上发现电力价值。根据《电力现货连续运行地区市场建设指引》，要“推动发用两侧共同参与现货市场，鼓励虚拟电厂、智能微电网、新型储能等新型经营主体和用户侧主体‘报量报价’参与现货市场竞争”。目前，聚合用户侧资源的负荷类虚拟电厂已经在部分省份“报量报价”参与到现货市场中（详见 2025 版报告 07 虚拟电厂章节）。用户侧方面，继已经实现“报量报价”的甘肃之后，更多地方开始开展相关尝试。例如，山东 2025 年 12 月发布的最新版《山东电力市场规则（试行）》中，首次明确“日前市场经济出清采取发用两侧报量报价、集中优化出清的方式开展”，目前用户侧的“批发用户和售电公司自愿参与日前市场经济出清”。截至到 2026 年 1 月底，山东用户侧共有 224 家主体自愿报量报价参与日前市场，占全部用户侧主体的 75%⁸。2026 年 2 月发布的《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号）⁹ 也再次强调了“推动发用两侧各类经营主体全面报量报价参与电力市场”。

02 中长期分时段交易已广泛开展，部分地区成交价格日内峰谷波动幅度受交易限价影响

国家发展改革委与国家能源局于 2025 年 12 月联合印发《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号，本章节内简称“新版规则”）¹⁰。新版规则对原有《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）¹¹ 进行了修订，自 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期为五年。新版规则立足全国统一电力市场体系的建设要求，构建了包含数年、年度、月度到月内的中长期交易体系，鼓励跨省跨区及跨电网经营区的交易，并且推进中长期市场与现货市场的统筹建设。新版规则推动中长期市场交易周期向“更长”与“更短”两端延伸，从而提高市场的稳定性和灵活性：前者通过推广多年期购电协议来稳定市场；后者要求月内交易原则上按日连续开市，并探索数年、年度、月度交易的连续开市。

新版规则主要在中长期交易的价格机制上进行了调整，新增以下三项条款，聚焦灵活价格机制、分时价格形成和中长期交易限价这三方面：

- “第三十四条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。”
- “第三十五条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网代理购电用户，由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。”
- “第三十九条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。”

在灵活价格机制方面，新版规则为中长期市场交易价格提供了灵活价格的选项，使其能够随发电成本或供需关系的变化而调整。目前，该机制的落实仍处于探索阶段，个别地区将中长期合同电价与现货价格挂钩用以反映市场供需变化。例如，湖南¹²明确要求，2026 年省内年度中长期合同中，40% 的合同电量可协商固定价格，剩余 60% 的合同电量执行反映实时供需的灵活价格（按实时市场统一结算点电价确定）；山东¹³也要求省内中长期合约中 40% 电量签订固定价格，60% 电量执行反映实时供需的灵活价格（中长期结算参考点现货实时价格）。在此机制下，中长期交易虽然受到签约电量比例的限制，但对发用电双方而言，大约一半的电量暴露于现货市场之中。

在分时电价形成方面，新版规则取消了电力批发交易市场中政府规定的行政分时电价，改由市场自主确定。过去几年，随着中长期分时段交易在各地逐步铺开，市场化的日内分时价格信号已初步形成。

在中长期交易限价方面，新版规则对月内等短周期交易提出了明确的发展方向。各地近年来也在持续完善中长期交易限价机制，推动形成市场化价格，并加强与现货市场的衔接。

分时段交易全面铺开，中长期交易的分时价格正与行政分时脱钩

中长期交易的分时属性涵盖电量与电价两个维度。电量分时已在各地普遍应用，经营主体可直接申报各时段电量，或者将申报电量按曲线分解。新版规则推动电价分时从行政主导向市场定价转型，其中分时段交易是实现市场化分时电价形成的关键路径。

绝大部分地区已经在 2026 年的中长期交易中开展了分时段交易^{iv}，但交易时段的划分方式存在不同。多数地区针对不同交易周期（年度交易 / 月度交易 / 月内交易）采取了相同的时段划分，且以 24 个时段开展为主。这意味着中长期交易按每天 24 小时划分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。月度交易以全月各日同一时段的总电量作为该时段的交易标的，最终形成包含 24 时段的价格曲线，各时段成交量在各天之间平均分配。年度交易中，部分地区以分月 24 时段的方式开展，各月形成独立的 24 时段价格曲线，能够体现电力供需的月度差异；另一些地区则对全年各天统一开展，全年仅有一条 24 时段价格曲线。

部分地区正在探索不同的时段划分方式，探索方向主要有两个：其一是时段划分的精细化程度，其二是针对不同交易周期执行差异化时段划分还是保持统一。

- 为加强与现货市场的衔接，已有地区开始探索比 24 时段更精细的时段划分。例如，江西在 2026 年的电力市场化交易中將中长期交易最小合同周期细化至半小时，即按照 48 时段开展电量和电价的申报。将中长期交易周期进一步细化，从而形成更精细的分时段交易，这可能是部分地区未来的发展方向之一。
- 个别地区针对年度交易和月度交易实行了差异化的分时段交易规则，即针对年度交易的时段划分的颗粒度更粗，而针对月度交易的时段划分的颗粒度更细。以广东为例（见图表 2.1），年度集中竞争交易将全年每个月的峰、平、谷时段分别作为独立交易标的（共计 36 个），时段划分遵循行政分时的相关规定；月度集中竞争交易采用分 24 小时分时段交易的方式；但多月集中竞价交易并不采用分时段交易模式。

图表2.1 广东2026年电力交易中不同交易周期的分时段交易要求

交易周期	分时段交易要求
年度双边协商交易	按照“绝对价格+曲线”模式开展，合同需包含电量、绝对价格、自定义分解曲线和结算参考点（即用户侧统一结算点）等。鼓励经营主体根据现货市场价格签订分时电价年度合同。
年度挂牌交易	按照挂牌摘牌模式申报，结算参考点为用户侧统一结算点，挂牌电量按照经营主体自定义曲线分解至小时，挂牌价格可提交统一电价或分时电价。
年度集中竞争交易	按照集中竞价+滚动撮合模式开展，结算参考点为用户侧统一结算点，按照各月的峰段、平段、谷段分别组织 36 个交易标的，各标的月分日电量按照市场购电用户负荷典型曲线分解，日分时曲线按照峰、平、谷各时段内均分至小时，峰谷时段按照《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》（粤发改价格〔2021〕331 号）规定执行。
多月集中竞争交易	多月集中竞争交易采用典型曲线交易的形式，标的为 M+1 至 M+4 各月的市场合约电量。
月度集中竞争交易	月度集中竞争交易采用典型曲线和分 24 小时分时段交易的形式，标的为次月的市场合约电量；多日交易标的为 D+2 日至 D+4 日分时段的电量。

来源：广东省能源局¹⁴，广东电力交易中心¹⁵，落基山研究所整理

^{iv} 仅有个别地区（如京津冀地区、上海等）仍沿用行政分时电价政策确定各时段电价。

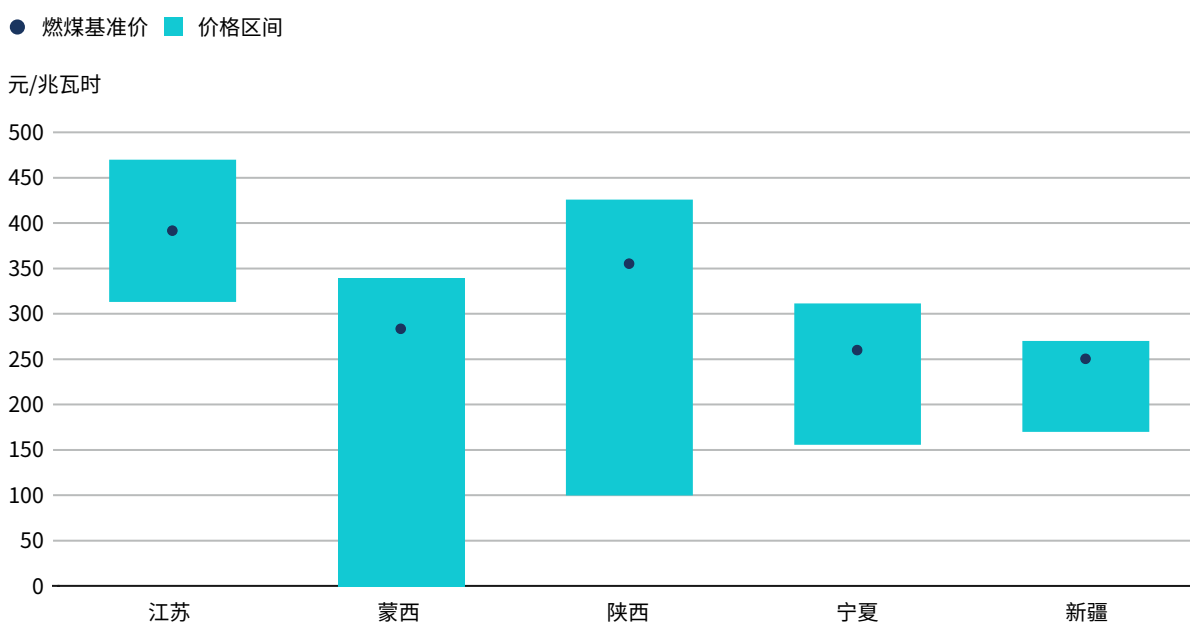
分时段交易限价在长交易周期参考燃煤基准价±20%，在短交易周期与现货交易限价贴近

在 2021 年发布的《国家发展改革委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）¹⁶ 中，“燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%”。在此之后，“燃煤基准价 ±20%”成为各地中长期交易的定价基准。

随着过去几年分时段交易的推进，各地对中长期交易中各时段的价格也设置了上下限。不同交易周期的限价范围设置方式不一致。

- **年度交易：**各地在制定年度分时段交易限价时普遍参考“燃煤基准价 ±20%”这一浮动区间，要求各时段的价格都在这一范围内。个别地区（甘肃、山东等）将年度分时段交易限价调整至现货交易限价。
 - 在 2026 年 1 月发布的《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）¹⁷ 中提出“适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限”，从政策层面为中长期交易价格下限放宽提供了空间。从操作层面，在近期动力煤价格持续低位的背景下，**部分地区已在 2026 年年度中长期分时段交易中维持了价格上限而放宽了价格下限**。具体来看（见图表 2.2），蒙西、吉林、四川^v将价格下限设为 0 元 / 兆瓦时，陕西设为 100 元 / 兆瓦时，宁夏则下调至“燃煤基准价 -40%”。新疆的做法有所不同，其在维持上下 20% 浮动范围的基础上，将整个价格区间向下平移了 30 元 / 兆瓦时。

图表2.2 部分地区2026年年度分时段交易限价范围



来源：江苏省发展改革委¹⁸，内蒙古自治区能源局¹⁹，陕西省发展改革委²⁰，宁夏回族自治区发展改革委²¹，新疆电力交易中心，落基山研究所

^v 四川的中长期分时段交易在丰水期、平水期、枯水期设置了不同的价格上限。

- **月度交易：**针对月度中长期分时段交易限价，各地主要有两种设置方式：**一是参考年度分时段交易**，以“燃煤基准价 $\pm 20\%$ ”作为限价范围；**二是参考月内分时段交易**，以现货交易限价作为限价范围。目前，约一半以上的地区仍采用“燃煤基准价 $\pm 20\%$ ”作为月度分时段交易的限价范围。
- **月内交易：**结合新版规则中关于月内中长期交易限价的规定，各地区普遍参考**现货交易限价作为月内分时段交易的限价**。在现货交易价格下限为负值的地区，中长期交易的价格下限通常设定为 0，而非同样采用负值。

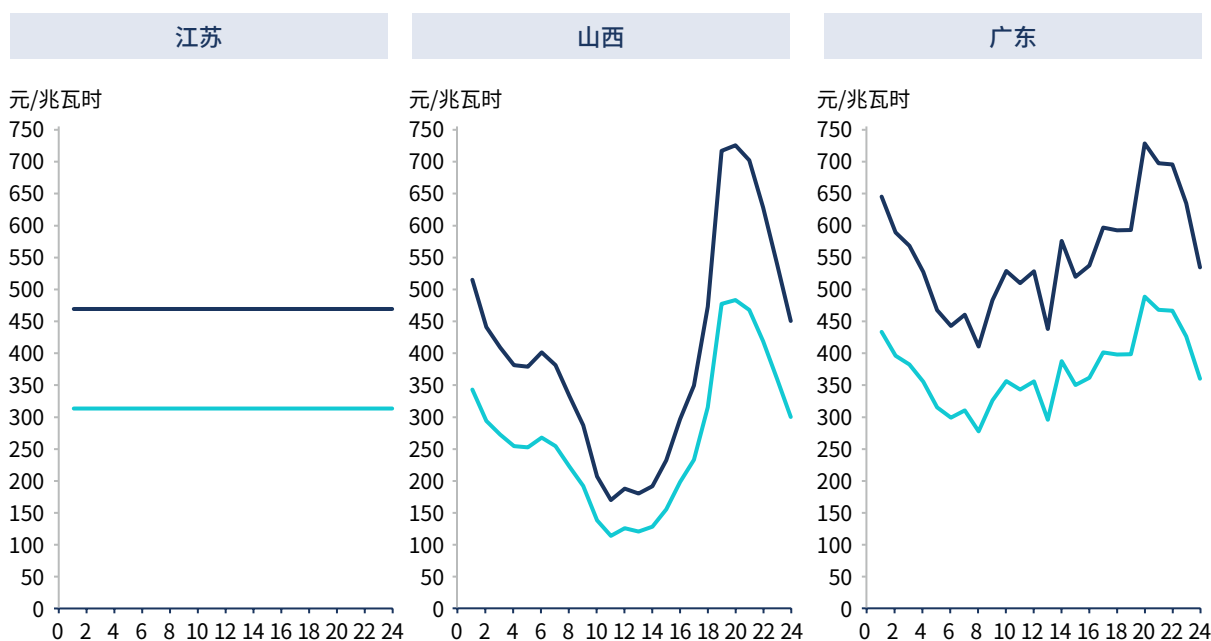
对于不同交易周期的分时段交易限价，**大部分地区采取各时段统一限价的模式**，即所有时段的限价均保持一致。**山西和广东在分时段交易限价中引入了分时属性**，即为不同时段设置了不同的限价区间。具体来看，山西针对多月、月度、旬分时段交易采用了各时段差异化的限价，广东针对月度分时段集中竞争交易采用了各时段差异化的限价。

山西和广东均以现货交易价格曲线为基础，计算各时段的限价区间，使限价区间的波动形态与现货价格走势基本一致（见图表 2.3）。在计算过程中，所采用的现货交易价格曲线参考了上年同期或上年同期临近月份的平均价格曲线。在此基础上，山西依据燃煤基准价对限价区间进行调整，而广东则基于市场参考价（2026 年为 463 元 / 兆瓦时，较广东燃煤基准价高出 10 元 / 兆瓦时）进行修正，从而引导两个市场的交易价格分别向各自的基准价格靠拢（见图表 2.4）。此外，广东会根据不同月份制定差异化的价格曲线，而山西各月的限价区间则保持一致。

总体来看，由于当前现货价格较少触及价格上下限，山西和广东的各时段交易限价相较于现货交易限价有所收窄。这种更为精细化的限价制定方式，为市场提供了定价参考，一定程度上引导了中长期分时段交易的价格曲线形成。

图表2.3 江苏、山西、广东8月分时段交易限价测算

— 价格下限 — 价格上限



注：山西和广东的分时价格曲线参考 2025 年 6 月和 8 月的现货交易结果。

来源：落基山研究所

图表2.4 山西和广东月度分时段交易限价计算方式

	山西 ^{vi}	广东
分时价格曲线	现货交易峰谷系数	按照一定加权比例对去年同期月份、最近月份(M-2月)的24个时段日前市场统一结算点电价按小时分别加权计算平均值,得到24小时现货平均价格曲线。
分时参考价格	燃煤发电基准价乘以现货交易峰谷系数	对24小时现货平均价格求算术平均值,计算市场参考价与平均值的比例,将24小时现货平均价格曲线逐时段价格乘该比例,得到标的月分时段参考价格曲线。
限价区间	分时参考价格±20% 其中,上限≤燃煤发电基准价×(1+20%)×(1+该时段分时电价政策浮动比例)×(1+20%) 下限≥燃煤发电基准价×(1-20%)×(1-该时段分时电价政策浮动比例)×(1-20%)	上限=分时段参考价格+(分时段参考价格-超低排放价格)×上浮比例 下限=分时段参考价格-(分时段参考价格-超低排放价格)×下浮比例
政策文件	《山西电力中长期交易实施细则(征求意见稿)》 ²²	《广东电力市场中长期电能量交易实施细则(2026年修订)》

来源：国家能源局山西监管办公室，广东电力交易中心，落基山研究所整理

受交易限价影响，部分地区中长期分时段交易成交价格日内峰谷波动有限

取消行政规定的分时电价要求后，中长期市场的分时价格信号将交由市场自发形成，但仍受时段划分和交易限价的影响。江苏中长期分时段交易的设置反映了各地区的普遍做法：按24小时划分交易时段，年度和月度交易以“燃煤基准价±20%”作为限价，月内交易则采用现货限价。本文选取江苏电力中长期交易结果作为代表，分析分时段交易的实际成交情况（见图表2.5）。

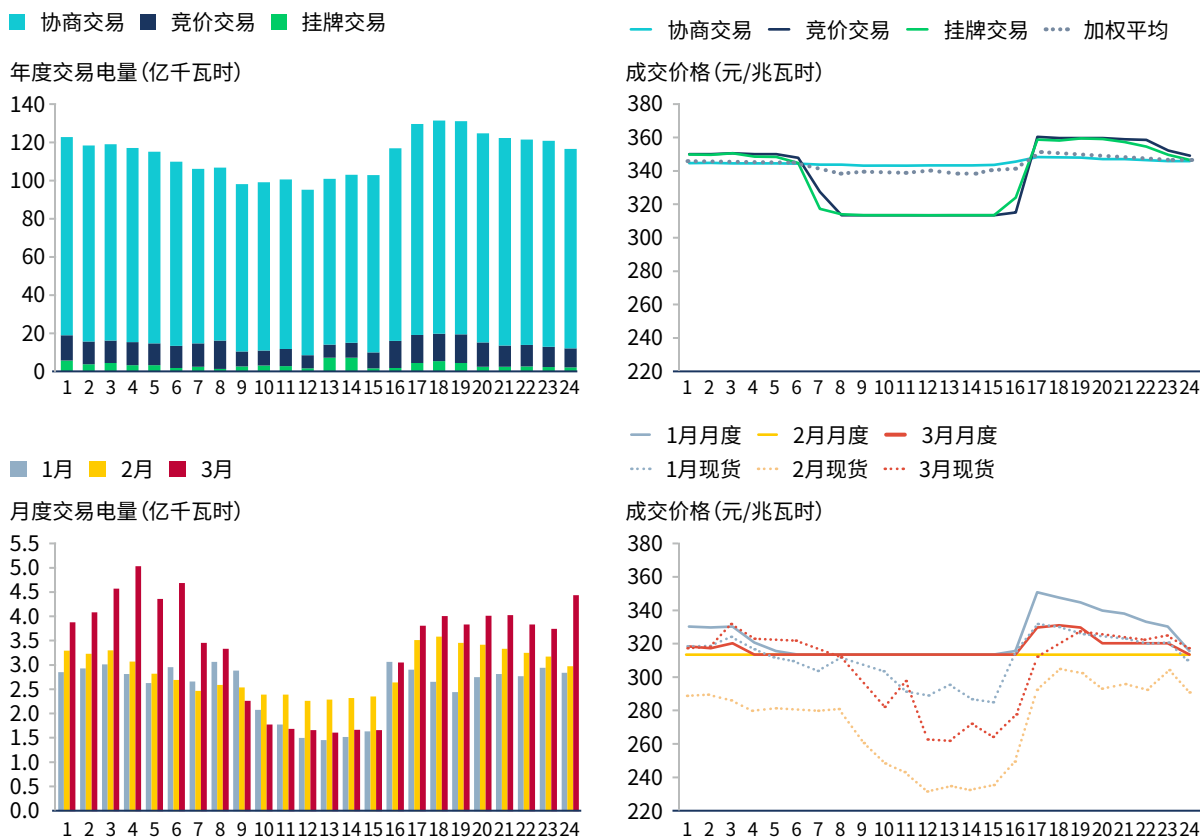
江苏中长期分时段交易的成交价格波动整体有限，并且波动程度因交易方式及组织周期的不同而存在差异。**从交易方式来看，集中交易形成的分时价格曲线，其波动范围通常大于双边协商交易。**在江苏2026年年度交易中，成交电量占比达87%的年度协商交易，不同时段成交价波动仅±1%；而挂牌和竞价交易的不同时段价格波动可达±7%。**从交易周期来看，月度集中交易的分时价格曲线波动程度小于年度集中交易。**在江苏2026年1-3月月度集中竞价交易中，午间成交价格与2026年年度集中交易成交价格一致，均为地板价；但早晚高峰时的成交电价则低于年度集中交易成交价格。

江苏中长期分时段交易的结果，一定程度上反映了日内的电力供需关系。当地电力负荷曲线呈早、晚两个高峰，午间为负荷低点且正值新能源出力高点。在此背景下，分时段交易形成早晚价格高、午间价格低的走势，与日内供需关系相吻合，且与现货市场价格曲线形态类似。2026年2月，受春节等因素影响，电力需求疲软，月度分时段交易价格在各时段均触及价格下限（燃煤基准价下浮20%），最终形成一条直线。

江苏月度集中竞价交易的成交价格波动程度不及现货交易这一现象主要受交易限价影响。受“燃煤基准价±20%”约束，江苏月度交易午间价格无法下探至基准下浮20%以下，而现货交易在该时段的价格则常低于该水平。以2026年2月为例，现货交易全天价格均在燃煤基准价下浮20%以下，但月度分时段交易受限价影响，最终价格曲线呈一条位于价格下限的水平直线。总体而言，**在当前煤价较低的背景下，中长期分时段交易“燃煤基准价-20%”的价格下限抑制了日内价格波动幅度。**

^{vi} 山西在2025年12月发布的《电力市场规则体系(V16.0)》中针对分时段交易将原有的分时段限价修改为统一限价，但在2026年1月发布的《山西电力中长期交易实施细则(征求意见稿)》中又采取了分时段限价的方式。

图表2.5 江苏2026年年度交易（上）和2026年1-3月月度集中竞价交易（下）分时成交情况



来源：江苏电力交易中心，兰木达电力现货，落基山研究所

中长期交易价格波动有限，根源在于价格形成机制锚定燃煤基准价。大部分地区的年度交易（甚至部分地区拓展的月度交易）均以“燃煤基准价 $\pm 20\%$ ”作为分时段限价，使得中长期交易中大部分电量的价格波动被限制在这一区间。受煤价低位运行、煤电容量电价引入，以及多数省份近两年新建燃煤机组较多所导致的供给充裕、竞争激烈等因素共同影响，成交价格更倾向于在区间下半部分运行，进一步收窄了实际波动空间。尽管月度或月内分时段限价与现货交易限价挂钩有望催生较年度交易波动更剧烈的价格曲线，但由于其成交量占比较小，对中长期市场整体价格的分时属性影响仍相对有限。目前，蒙西、陕西等地放开年度分时段交易下限的实践可为交易价格波动提供更多空间。

随着批零传导属性的增强，中长期分时段交易形成的价格信号可传导至零售侧，影响零售用户的价格曲线。由于中长期分时段交易形成的价格波动幅度小于行政分时政策中的峰谷浮动系数，采用与批发市场分时段价格联动的零售用户将面临更加平缓的价格曲线。

中长期分时段交易的推进，对市场主体的专业能力提出了更高要求，主要体现在以下三个方面：第一，申报维度的增加。在传统模式下，市场主体只需按曲线分解电量即可；而在分时段交易中，需针对每个时段分别申报电量和电价，申报的复杂度和精细化程度显著提升。**第二，价格不确定性的上升。**相较于过去明确的行政分时价格信号，分时段交易形成的各时段价格波动更大，且不同交易周期（如年度、月度）与交易方式（如双边协商、集中竞价）所形成的价格曲线形态可能各不相同，增加了经营主体对价格走势的判断难度。**第三，收益测算与策略制定的挑战加大。**价格不确定性的上升，直接传导至市场主体的收益测算与交易策略环节。尤其是在中长期交易缺乏有效价格曲线作为参照的情况下，市场主体难以准确预估价格区间，将进一步放大了决策难度。

03 批零价格传导深化，零售侧市场化分时电价正加快落地

随着电力现货市场建设全面加快，我国电力批发市场建设日益完善，零售市场建设也持续规范，批发市场与零售市场的衔接正不断加强。国家发展改革委和国家能源局于 2025 年 9 月 12 日发布《关于印发〈电力现货连续运行地区市场建设指引〉的通知》（发改能源〔2025〕1171 号）²³，该文件提出要丰富零售市场交易方式、促进批发市场与零售市场价格传导并不断提升零售市场透明度，具体要求包括“完善零售市场套餐模板，鼓励售电公司和零售用户灵活配置零售套餐、签订分时合约，促进批零价格传导、挖掘用户侧调节潜力”等。

零售套餐设置中批零传导属性增强，主要与整体批发市场均价挂钩

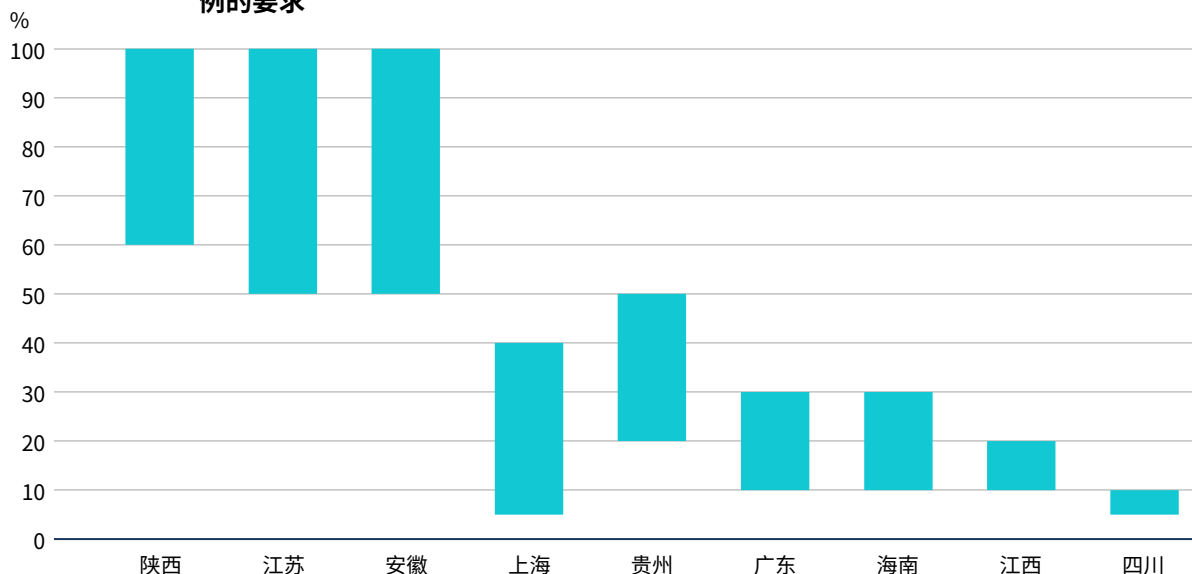
各地用户可选择的零售套餐类型在本地电力零售交易实施细则中确定，常见的零售套餐类型包括固定价格类套餐、价格联动类套餐和价差分成类套餐等。自 2021 年国家推动工商业用户参与电力市场交易以来，固定价格类套餐一直是电力用户的主要选择，这一套餐类型有助于用户控制电价波动风险。价格联动类套餐和价差分成类套餐将零售套餐价格与批发市场的电能量价格挂钩，将批发市场价格信号传导至零售用户。这类套餐在现货市场推进较快的省份率先推出，但在 2026 年前选择这两种批零传导类套餐的用户数量有限。

约半数地区在 2026 年的电力零售套餐设计中，明确要求全部或部分电量的价格与批发市场价格挂钩，推动更多用户的零售套餐价格实现批零传导。根据各地 2026 年零售套餐的具体设置，按批零价格传导程度由高到低划分为三类：批零价格全电量传导、批零价格部分电量传导、批零价格不强制传导。由于各地套餐设置及批零传导电量比例要求不同，零售用户的最终用电价格受批发市场价格影响的程度可能存在显著差异。

- **批零价格全电量传导：**这类地区不再为零售用户提供固定价格类套餐，用户仅能签订价格联动类套餐或价差分成类套餐，所有电量价格均由批发市场价格传导形成。这类地区包括河北南网、山西、湖北、青海等。
- **批零价格部分电量传导：**这类地区提供“固定价格 + 批零传导”这一组合类零售套餐类型，要求用户一定比例电量实现批零价格传导，而剩余比例电量仍采用固定价格模式签订。这类地区包括上海、江苏^{vii}、安徽、江西、广东、广西、海南、四川、贵州、云南、陕西等。部分地区对“批零传导”部分电量设置了比例要求，但各地这一比例要求差异较大（见图表 3.1）。
- **批零价格不强制传导：**这类地区保留了固定价格类套餐，用户仍可签订不受批发市场价格传导的零售套餐价格。这类地区包括北京、冀北电网、辽宁、吉林、福建、河南、重庆、甘肃、宁夏、新疆、浙江、山东等。

^{vii} 江苏电力交易中心于 2025 年 12 月 25 日发布《关于加强电力零售与批发市场价格传导的工作通知》，提出自 2026 年 3 月 1 日起推广应用新版电力零售套餐模板，并停止应用旧版电力零售套餐模板。旧版电力零售套餐包括固定价格类套餐、价格联动类套餐、价差分成类套餐；新版电力零售套餐只有“固定价格 + 批零传导”组合类套餐。结合《江苏省发展和改革委员会 江苏能监办关于开展 2026 年电力市场交易工作通知》，旧版和新版电力零售套餐中都要求实际用电量一半以上与批发市场价格联动。

图表3.1 部分地区2026年“固定价格+批零传导”混合类零售套餐中关于批零传导部分电量比例的要求



注：上海对现货结算部分电量比例要求为 5%–40%，剩余部分电量可选择固定价格，也可选择关联中长期市场价格（市内月度集中竞价交易均价或上海中长期交易均价）。江苏在批零传导部分电量大于 50% 的基础上，还规定与现货实时市场价格联动的实际用电量比例为 5%–15%。其余地区是对整体批零传导部分电量比例的规定。

来源：各地电力交易中心，落基山研究所

各地在推行零售套餐批零价格传导时，主要采取与整体批发市场均价挂钩的方式。通过与整体批发市场均价联动，用户能够接收到批发市场的平均价格信号，其电价水平与签约售电公司在批发市场的实际交易情况脱钩，从而缩小因售电公司选择不同而带来的电价差异。根据《电力现货连续运行地区市场建设指引》的要求，批发市场均价由市场运营机构定期发布。在当前的批零价格传导方式下，零售用户可依据公布的价格信息对电价水平进行预估。

- 在价格联动类套餐或“固定价格 + 批零传导”组合类套餐中批零传导部分的设置中，超过 60% 的地区仅能与整体批发市场均价挂钩，约 30% 的地区用户可以选择与整体批发市场均价挂钩或者与签约售电公司批发市场结算价格挂钩，剩余不足 10% 的地区（如青海、新疆）仅能与签约售电公司批发市场结算价格挂钩。
- 在价差分成类套餐的设置^{viii}中，大部分地区采用将签约售电公司批发市场结算价格与整体批发市场均价的价差，对于零售用户进行比例分成 / 分摊，此时整体批发市场均价成为零售用户电价的基准。

在计算整体批发市场均价时，多数批零传导类零售套餐采用中长期与现货市场的加权平均价格，其电量比例与批发市场实际交易情况基本一致。这使得零售套餐价格在与批发市场挂钩时，主要受中长期市场价格水平的影响。以明确规定中长期市场价格与现货市场价格的电量比例的地区为例：

- 在价格联动类套餐中，约 75% 的地区参考中长期市场和现货市场的加权平均价格，且中长期市场价格的电量比例超过 80%，与批发市场全年中长期合同签约电量比例要求一致。剩余 25% 的地区（如山东、重庆）则为用户提供了可单独与现货市场价格挂钩的选项。

^{viii} 价差分成类套餐中 $P = P_{\text{固定}} + k_{\text{比例}} \% \times (P_{\text{实际}} - P_{\text{固定}})$ 。大部分零售套餐中， $P_{\text{固定}}$ 为整体批发市场均价， $P_{\text{实际}}$ 为签约售电公司批发市场结算价格；部分地区， $P_{\text{固定}}$ 可为双方约定。

- 在“固定价格+批零传导”组合类套餐中，约60%的地区要求批零传导部分的电量价格与中长期市场和现货市场的加权平均价格挂钩，剩余40%的地区（如江西、海南、四川、贵州等）要求批零传导部分的电量价格单独与现货市场价格挂钩，但这些地区批零传导部分电量比例通常较小，现货市场价格对整体用户零售价格的影响仍较为有限。

综上，当前批零传导类的零售套餐价格主要受中长期市场价格驱动，现货市场价格的影响有限。未来，随着电力市场体系协同性的增强，现货价格对批发均价的传导效应将日益显著，进而推动零售用户电价与现货市场更紧密地联动。

零售侧分时电价形成机制正逐步走向市场化，各地推进程度不一

《电力现货连续运行地区市场建设指引》（发改能源〔2025〕1171号）中提出“鼓励售电公司和零售用户灵活配置零售套餐、签订分时合约”。目前，分时合约已在大部分地区面向参与零售市场的电力用户全面推行，旨在引导用户优化用电行为^{ix}。

各类零售套餐的分时电价形成机制主要包括两种模式：一是采用行政分时，即在零售套餐中确定平段价格，峰谷时段划分与价差系数均按政府规定执行；二是双方约定形成，即各时段价格由自主协商确定。这两种模式适用于固定价格部分电量和批零传导部分电量。

- 在行政分时模式下，固定价格部分约定平段价格，批零传导部分则以批发市场均价传导形成平段价格，两者均通过行政分时规定在平段价格的基础上形成峰谷分时电价。
- 在双方约定模式下，固定价格部分约定各时段价格，批零传导部分则由批发市场各时段价格传导形成。

从近年发展趋势来看，部分地区的零售套餐已不再设置固定的峰谷时段或浮动系数，正逐步向双方约定的市场化分时价格形成机制迈进。本报告第02章节分析了中长期交易分时价格与行政分时脱钩的现象，与批发市场普遍取消行政分时相比，各地在零售市场上是否取消行政分时仍存在差异。目前，约62%的地区在零售套餐中推行市场化分时模式，28%的地区仍执行行政分时模式，另有10%的地区两种模式并行。

个别地区（江苏、江西、湖南）要求零售套餐市场化分时的浮动幅度不低于行政分时浮动幅度，从而维持了零售用户分时电价的波动水平。从第02章节中长期市场部分的分析来看，在电力批发市场取消行政分时后，中长期市场分时段交易形成的日内价格波动相对有限，该分时价格若直接传导至零售侧，也将造成零售侧价格波动相对平缓。部分地区通过人为设定市场化分时浮动的最低限度，使得零售用户分时电价的波动水平不低于原有行政分时的峰谷波动幅度。

从长期看，逐步取消行政分时电价是电力市场化改革的方向，将在批发和零售市场全面推行。随着分时段交易机制完善及批零价格传导深化，预计更多地区将推动零售侧市场化分时价格的形成，零售用户需主动关注批发市场分时信号并结合自身用电曲线精确测算成本。在当前批发侧价格的分时属性仍相对有限的背景下，部分地区可能继续保留行政分时模式或设定最低浮动限度。未来，随着批发侧分时信号逐步完善，行政分时有望在零售侧更大范围退出。

^{ix} 部分地区针对个别类型的用户保留了不分时合约。

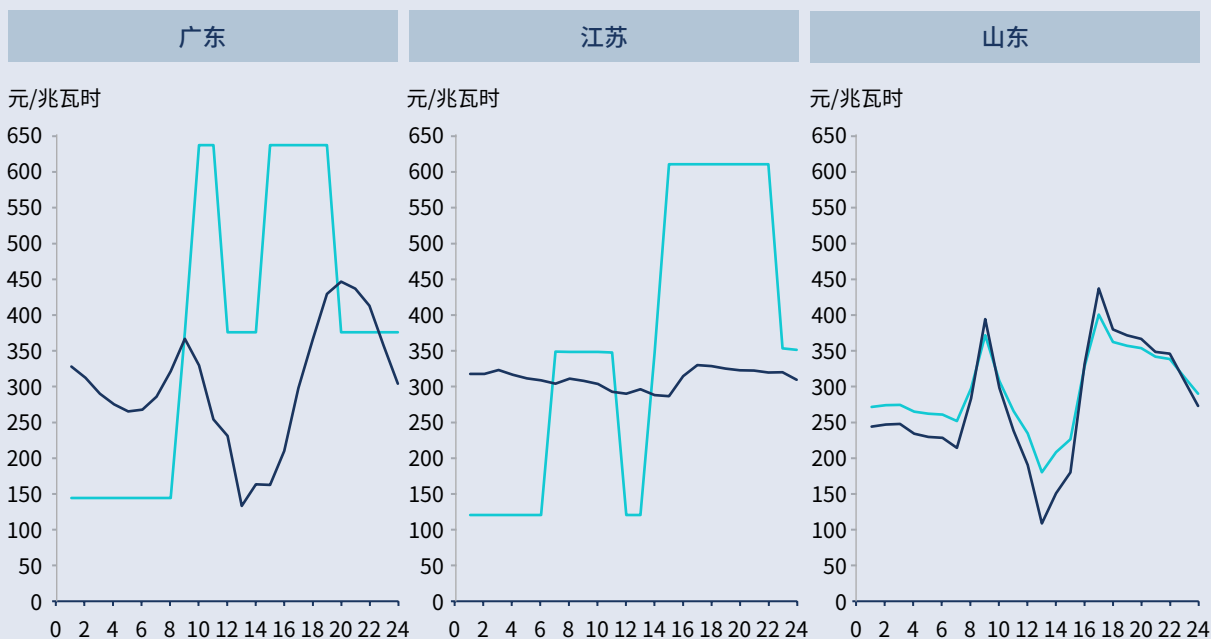
专栏 广东、江苏、山东零售侧分时电价测算

各省对零售侧分时电价的政策设计存在差异：广东省仍延续行政分时机制；江苏省虽不再执行行政分时，但在零售套餐中要求市场化分时的浮动幅度不得低于原行政分时标准²⁴；山东省则完全采用市场化分时机制。测算结果表明，广东和江苏的零售侧电价浮动情况仍维持了原有行政分时的形态，而山东的零售侧电价则与现货市场价格曲线呈现出高度相关性（见图表 3.2）。

目前，大部分地区已如山东一样，零售侧分时电价与行政分时完全脱钩，转而由批发侧电力市场的分时价格曲线决定。然而，如本报告第 01 和 02 章节所述，多数地区的现货及中长期市场价格曲线浮动幅度有限。这导致零售侧的分时电价浮动幅度，往往不及传统行政分时电价的效果。以江苏为例，若其完全依据现货市场价格曲线来确定零售侧分时电价，其电价浮动幅度将明显小于原行政分时标准。

图表3.2 广东、江苏、山东零售侧分时电价测算结果对比

— 零售分时电价 — 现货实时电价



来源：落基山研究所

图表3.3 各地2026年零售套餐类型设置

地区	零售套餐类型				零售套餐分时情况		
	固定价格类套餐	价格联动类套餐 (批零传导)	价差分成类套餐 (批零传导)	“固定价格+批零传导”组合类套餐	行政分时	市场分时	市场分时浮动幅度不低于行政分时
覆盖率	48%	83%	55%	41%	34%	72%	10%
北京	✓	✓	✓		✓		
天津			✓		✓		
河北南网		✓				✓	
冀北电网	✓	✓	✓		✓		
山西		✓				✓	
辽宁	✓	✓	✓			✓	
吉林	✓	✓	✓			✓	
上海		✓		✓	✓		
江苏	✓ (旧版)	✓ (旧版)	✓ (旧版)	✓ (新版)	✓	✓	✓
浙江	✓	✓	✓				
安徽		✓	✓	✓		✓	
福建	✓	✓	✓			✓	
江西			✓	✓		✓	✓
山东	✓	✓		✓		✓	
河南	✓	✓	✓			✓	
湖北		✓				✓	
湖南		✓	✓			✓	✓
广东		✓		✓	✓		
广西		✓ (现货运行期间)		✓ (非现货运行期间)		✓	
海南				✓	✓		
重庆	✓	✓	✓			✓	
四川				✓	✓ (固定价格部分)	✓ (批零传导部分)	
贵州				✓	✓ (固定价格部分)	✓ (批零传导部分)	
云南	✓	✓		✓	✓		
陕西		✓		✓		✓	
甘肃	✓	✓	✓			✓	
青海		✓				✓	
宁夏	✓	✓	✓			✓	
新疆	✓	✓	✓			✓	

注 1: 信息缺失地区未列出。

注 2: 各地在零售套餐的具体命名上有区别, 此处按照套餐实际价格机制进行归类。

注 3: 在“固定价格+批零传导”组合类套餐中的批零传导部分, 江苏和安徽可采用市场联动类和价差分成类方式, 其余地区只采用市场联动类方式。

来源: 各地电力交易中心, 落基山研究所

零售电价风险管控持续加强，各地采取多样化举措降低用户风险

受制于零售市场信息透明度有限、售电公司良莠不齐、批零价格传导尚未充分实现等现实因素，零售市场近期出现了两类突出问题：一是部分售电公司超额收益的获取阻碍了市场将批发侧的实际成本变化传导给用户；二是部分售电公司通过超低价竞争获取用户后，可能因后续履约能力不足，给用户带来价格不确定性风险。为了缓解上述问题，各地出台了针对性举措，通过零售市场超额收益分享机制、市场交易价格上下限的设置、零售套餐封顶价格的设置，将用户电价波动锚定在合理区间，并将批发市场的降价红利惠及用户，从而保障零售用户的用电价格稳定、控制用电成本。

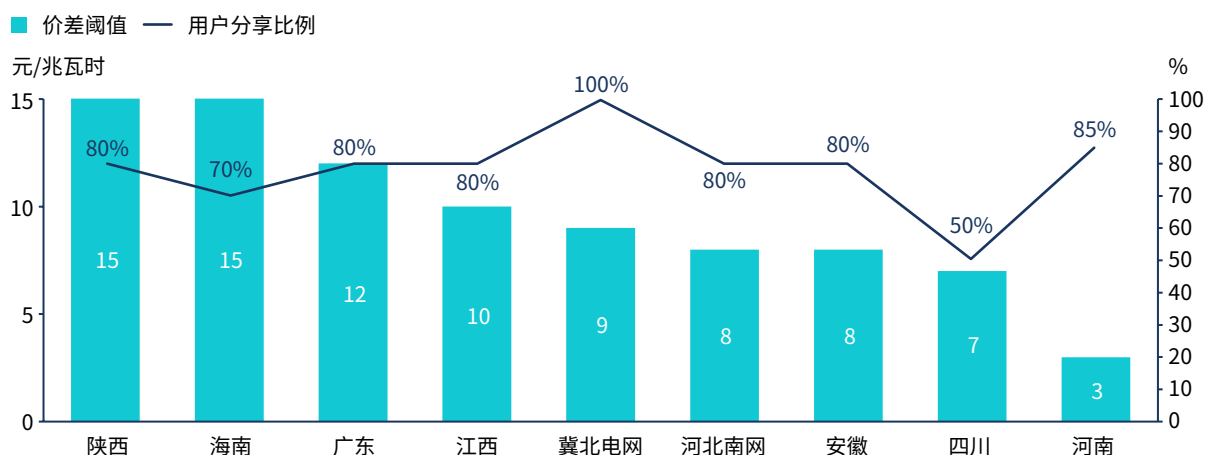
下文分析将表明，部分措施属于应对当前问题的短期举措。伴随批零价格传导的不断推进及零售市场建设的日趋完善，零售市场透明度有望逐步提高，相关问题也将逐步缓解。在此背景下，零售用户需以更加审慎的态度选择售电公司与零售套餐；售电公司则应着力提升综合竞争力，在加强成本管控的同时持续优化服务品质。

管控方向一：探索零售市场超额收益分享机制，促进降价红利惠及用户

近年来，在煤炭价格低位运行、新能源装机持续高速增长、煤电容量电价机制落地、电力市场改革不断深化等多重因素叠加下，我国电能量交易价格整体处于下行周期。在此背景下，部分售电公司依托自身的信息优势与资源优势，通过优化不同交易周期的购电安排，实现了较高的批零价差（即零售售电均价与批发购电均价之间的差额）。例如，安徽 2025 年 1-12 月零售市场整体批发 - 零售价差为 21.221 元 / 兆瓦时，其中约 5% 的签约批零价差超过 40 元 / 兆瓦时²⁵；陕西 2025 年 1-6 月零售市场整体批发 - 零售价差为 24.1 元 / 兆瓦时，其中批零价差为 50-100 元 / 兆瓦时的售电公司有 57 家，批零价差超过 100 元 / 兆瓦时的售电公司有 4 家²⁶。

为对售电公司的超额收益形成有效约束，部分地区自 2025 年起探索实施零售市场超额收益分享机制。这一机制是要求售电公司将超过批零价差阈值部分的收益与用户分享，通常按月开展清算。各地针对 2026 年零售市场设置的价差阈值和分享比例存在差异（见图表 3.4）。其中，各地分享比例普遍要求大幅度向用户倾斜，大部分地区的用户分享比例都在 80%。在价差阈值方面，目前明确提出价差阈值的地区将这一数值设置在 3-15 元 / 兆瓦时的范围内。部分地区的价差阈值与批发市场价格挂钩，而非固定值。例如，北京将其设定为 2025 年度市场平均批零价差的 1.2 倍，广西则设为近 12 个月平均水平的 2 倍。价差阈值越低，售电公司可获得的超额收益越少，用户能更多享受批发市场价格下降带来的电价降低。

图表3.4 各地零售市场超额分享机制的价差阈值和用户分享比例



注：各地执行期间不同。陕西针对 2025 年 8-12 月；海南、冀北电网、河北南网、安徽针对 2026 年；广东、四川为自 2026 年起；江西自 2025 年 10 月起执行，有效期为 2 年；河南自 2025 年 11 月起执行。

来源：各地电力交易中心，落基山研究所

需要注意的是，当前零售市场超额收益分享机制主要适用于电价下行周期。至于在电价上行时期，零售用户是否需要分摊售电公司因批零价格倒挂产生的成本，现行政策规则对此较少涉及。贵州是目前唯一明确对此作出规定的省份，不仅要求售电公司分享超额收益，也要求用户对批零价格倒挂进行分摊，且正负价差情形下的阈值与分摊比例保持一致。具体而言，贵州规定的价差阈值为批发侧结算均价的 $\pm 3\%$ ，且用户的分享 / 分摊比例均为 80% ²⁷。

零售市场的超额收益分享机制是市场建设初期平衡售电公司与用户间交易能力差距的过渡政策。从中长期看，随着批发与零售市场价格传导机制不断健全、传导能力不断增强，该机制或将不具有可持续性。未来，零售市场价格有望回归市场化定价，行政干预将相应减少。陕西 2026 年 3 月 18 日发布的《陕西电力零售市场实施细则（V1.0）（征集意见稿）》²⁸ 中就不再提及超额收益分享机制。长期来看，对售电公司的管理将逐步减少价格干预，转而从提升信息透明度、加强市场竞争、完善市场规则等角度着手，以激发其创新服务和拓展增值业务的积极性。

管控方向二：严格限定固定价格部分电量的价格上下限，防止售电公司超低价恶性竞争

在 2025 年底开展的 2026 年电力零售市场购售电合同签订过程中，广东、江苏等地出现了超低价报价现象。部分售电公司为抢占市场份额、提前锁定用户，报出了低于规定地板价的价格。为此，广东、江苏等地电力交易中心陆续发布签约风险提示，一方面要求售电公司不得以超低价诱导用户签约；另一方面建议用户关注批发市场价格走势，审慎评估超低价合同潜在的履约风险。

超低价竞争对售电公司与零售用户均构成较大风险。就售电公司而言，批发市场价格存在不确定性，签署超低价合同的售电公司可能面临较大的亏损风险。就零售用户而言，若售电公司因大额亏损而无法正常履行合同，用户将面临重新调价，或者被迫由保底售电公司承接。届时，保底电价将显著高于市场电价，零售用户需承担更高的用电成本。

为了防止售电公司超低价恶性竞争，广东与江苏两地均采取了针对固定价格部分电量严格执行价格上下限的措施，并将价格区间统一设定为“基准价 $\pm 20\%$ ”，与年度批发市场交易均价限制保持一致。为保障该措施落地，广东电力交易中心要求经营主体严格执行价格上下限，并通过规范零售交易合同电费退补补充协议的签订适用范围，以防止经营主体通过场外操作规避价格下限。

江苏通过推广批零传导类套餐着力降低零售合同履约风险。在 2026 年签约风险提示中，江苏建议电力用户非必要不签订 100% 电量的固定价格类套餐，优先将半数以上电量配置为批零传导类套餐，以强化与批发市场的价格联动²⁹。自 2026 年 3 月 1 日起启用的新版电力零售套餐模版中，江苏进一步明确规定固定价格部分电量比例不得超过 50%。可以预期，在批零价格传导属性持续增强的总体趋势下，脱离实际市场成本的超低价竞争行为将逐步缓解。

管控方向三：设置零售套餐封顶价格，防止零售用户承担过高电价

部分地区设置了零售套餐封顶价格，为零售用户电能量部分的结算电价设定上限。该上限通常与电力批发市场交易价格挂钩，可避免零售用户电价过度高于批发市场价格水平，同时保障用户享受批发市场价格下降带来的降本红利。

零售套餐封顶价格这一设置不区分套餐类型，在零售合同中通常为可选项。各地设置的封顶价格根据是否与用户的用电曲线有关划分为两类。第一类是以福建、江西、广东、海南为代表，封顶价格在批发市场均价的基础上上浮，针对所有用户都是统一封顶价格。第二类是以浙江、山东、陕西为代表，每个用户的封顶价格与自身用电曲线有关。这类地区将批发市场价格按用户分时段的用电量加权计算结果作为参考价格，并在参考价格的基础上上浮或者考虑其他费用形成封顶价格。

在采用统一封顶价格的地区，其上浮幅度不一，且部分地区还设置了最低价格。福建和江西 2026 年零售套餐电能量封顶价格分别在批发市场均价的基础上上浮 5% 和 10%（非尖峰月份）/15%（尖峰月份）。广东和海南同时设置了上浮系数和下浮系数，分别使用户的月度电能量结算均价在批发市场结算均价的 90%–110% 和 80%–115% 的范围内，其封顶价格上浮系数分别为 10% 和 15%。

在采用个性化封顶价格的地区，该机制考虑了不同用电行为带来的成本差异。继浙江率先在封顶价格的计算中考虑用户用电曲线，山东和陕西也在 2025 年提出了类似的零售套餐封顶价格机制。在这一机制下，零售用户的封顶价格将与用户分时电量、批发市场分时价格（包括中长期市场价格和现货市场价格）有关。即用户更多在低电价时段用电，可获得较低的封顶价格，有助于降低整体用电成本。

图表3.5 浙江、山东、陕西的零售套餐封顶价格计算方式

地区	封顶价格计算	参考价格计算
浙江	零售套餐参考价格 + 当月零售市场总体参考价格 × 上浮系数	零售套餐参考价格 = 分时参考价格按照该用户分时用电量加权计算
山东	电能量参考价格 + 封顶价格上浮数值 + 运行成本类市场运行费用 + 市场偏差类市场运行费用 + 辅助服务费用分摊均价	电能量参考价格 = 零售市场当月每天每小时参考价格与零售用户对应时段用电量加权平均计算
陕西	零售用户结算参考价 + 当月批发购电加权均价 × 合理价差率 (暂不超过 5%)	零售用户结算参考价 = 当月批发市场分时购电均价与该用户当月分时电量加权计算

注：陕西也可按照固定价格确定封顶价格，但若双方约定的封顶价格≥零售用户结算参考价 + 当月批发购电加权均价 × 3%，按零售用户结算参考价 + 当月批发购电加权均价 × 3% 结算。

来源：浙江电力交易中心³⁰，山东省发展改革委³¹，陕西电力交易中心³²，落基山研究所整理

04 新能源可持续发展价格结算机制全面落地，各地区执行方案、竞价结果和结算费用有显著差异

2025 年 2 月，国家发展改革委和国家能源局印发《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）³³，并于 7 月起全面落地执行，标志着我国新能源上网电价迈向“全面进入市场 + 部分场外保障”的新阶段。该政策核心目标在于充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，大力推动新能源高质量发展，并对存量和增量项目给予了不同的政策设计：2025 年 6 月 1 日之前并网的存量项目，执行当地煤电基准价或已经执行的新能源固定收购价格，不参与竞价环节以保障合理收益；2025 年 6 月 1 日及之后并网的增量项目，全部电量需进入电力市场交易，其中部分或全部电量可进入机制电价，价格通过竞价确定，且执行期限按照同类项目回收初始投资的平均期限确定。

各地皆已宣布并执行新能源机制电价竞价，竞价方案与竞价结果具有显著差异

自 2025 年 7 月政策落地以来，各地^x机制电价执行呈现“东部率先启动、中西部逐步跟进、全国常态化运行”的节奏特征。山东省作为首个出台省级实施方案并启动竞价的省份，于 2025 年 7 月完成首批增量项目竞价，为全国提供了实践样本；2025 年 9 月到 12 月，上海、河北、辽宁、江西、云南等 17 个省区相继完成首次增量竞价，山西、四川等省同步出台本地实施细则；进入 2026 年，存量项目机制电价全面落地执行，增量项目竞价进入常态化阶段，新疆等地启动二次竞价。此外，江苏、福建、海南已经宣布针对海上风电的竞价方案。

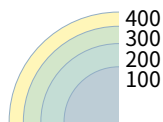
从电量来看，各地累计已经宣布的竞价规模约为 2,200 亿千瓦，其中已经执行的约 1,800 亿千瓦，各省增量机制电量规模安排存在差异显著。

- **从各地总量角度**，总体而言，西北地区部分省份、东北地区的总规模较大，华中和西南地区总规模较小，东部沿海省份分化比较明显（见图表 4.1）。
- **从单个项目角度**，可进入机制电价的发电量比例上限在各地有较大区别。对于增量项目，各地的单个项目电量上限在 40% 到 100% 之间，新能源发电量比例较低的省区更倾向于设置更高的单个项目进入机制电价的比例（见图表 4.1）。存量项目执行基本都符合默认入围机制电价、价格不随市场浮动入原则，但各省在机制电量纳入比例上差异显著：上海、北京等地最高纳入比例达 100%；大部分省区的分布式、扶贫及光热项目实现全量纳入；山西集中式平价项目纳入 85%；宁夏集中式风光项目仅 10% 纳入机制电量；山东、辽宁等省份则采用“总规模管控 + 项目自主申报”模式，赋予市场主体更大灵活性。
- **从技术分布角度**，各地^{xi}均明确区分了风电和光伏的机制电量，在全国层面，已经宣布了的竞价电量中 61% 属于风电、39% 属于光伏。在大部分的省份中，风电占比过半。其中，东北三省、广西和河北南网的风电电量占比都达到了 80% 以上。相反，东南沿海四省（江苏、浙江、福建、广东）的机制电量则全部由光伏项目获得。

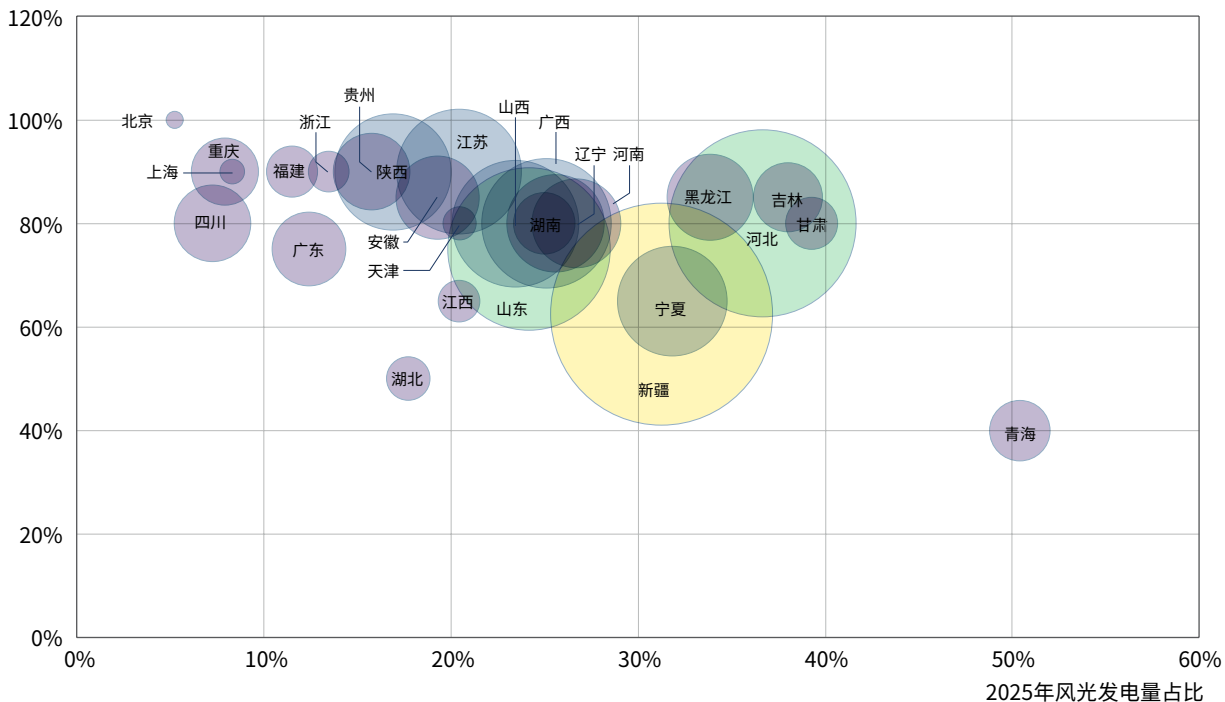
^x 国网、南网、蒙西的 33 个省级电网经营区中，除西藏外均已落地。
^{xi} 除安徽外的所有已落地地区。

图表4.1 各地已经宣布的机制电量增量竞价规模、单个项目竞价电量上限及各地新能源发电占比

各省份2025-2026年实际机制电量竞价规模 (亿千瓦时)



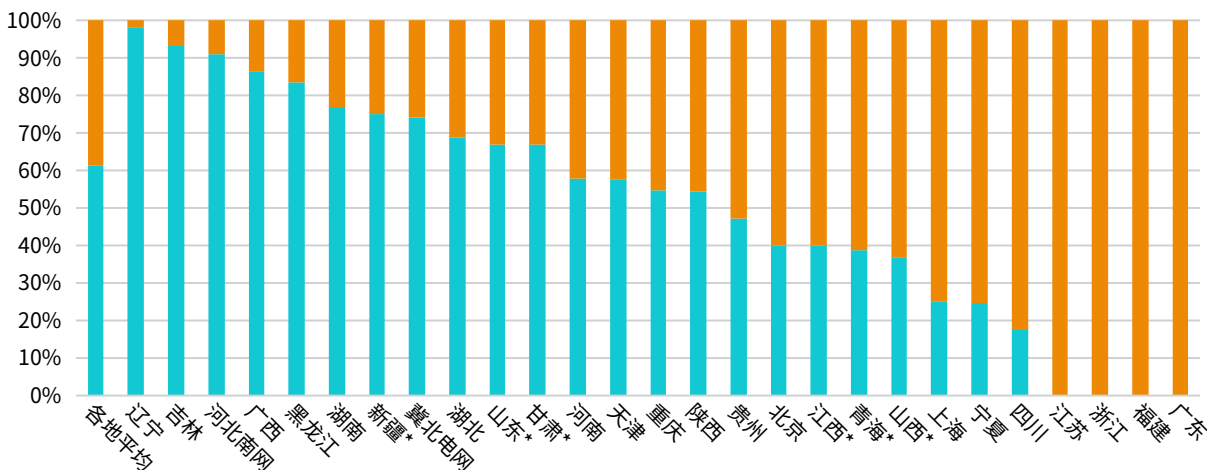
单个项目机制电量申报上限计算比例



来源：各省发展改革委，中国电力企业联合会，落基山研究所

图表4.2 已经公布的机制电价竞价结果中风电和光伏的电量占比

■ 风电电量占比 ■ 光伏电量占比



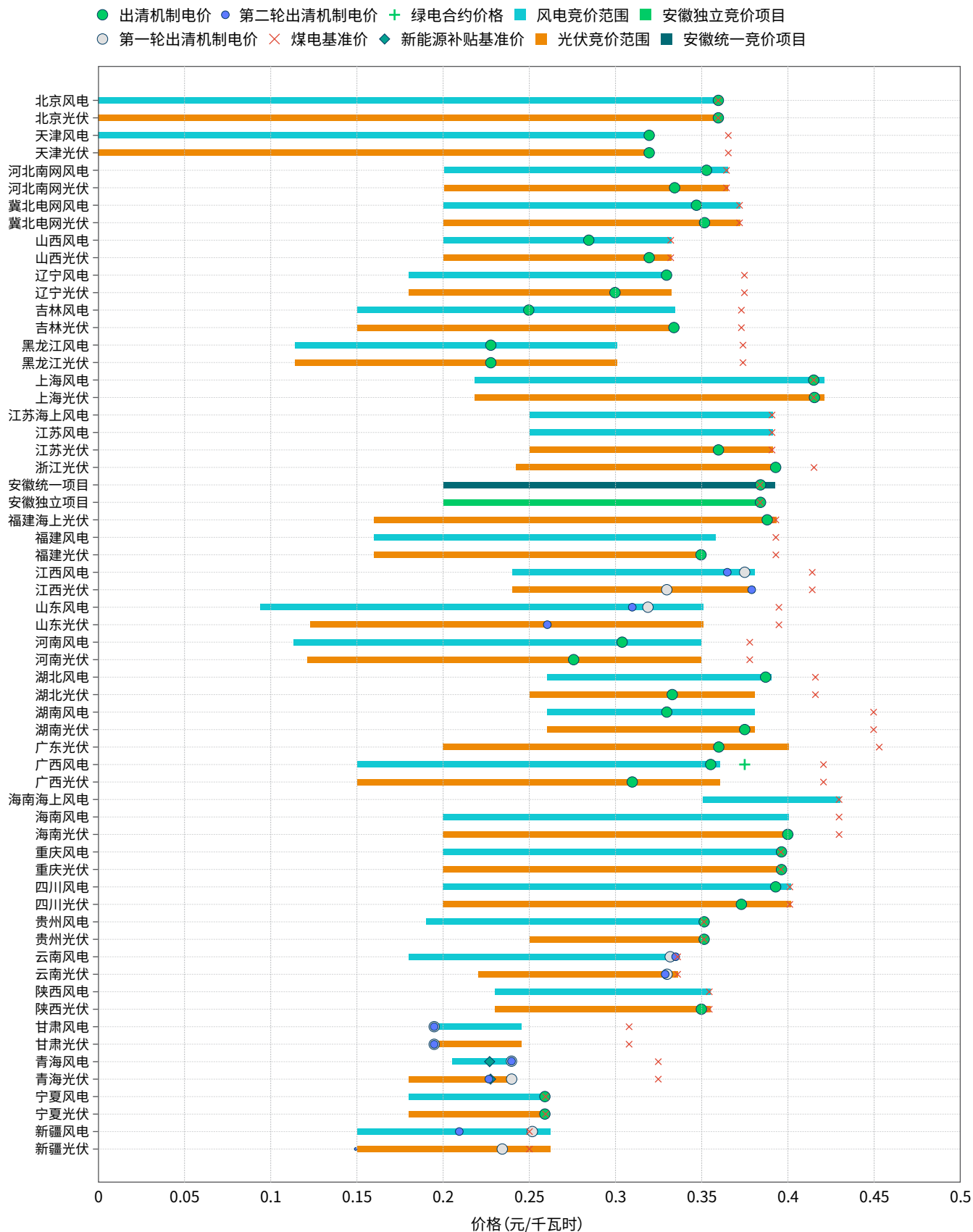
注：标 * 省份的数据包含两轮竞价结果。

来源：各省发展改革委，落基山研究所

从电价来看，增量项目机制电价的竞价结果在区域、电源类型和批次上都呈现了不同程度的分化趋势（见图表 4.3）。

- **从区域分布来看，各省竞价结果在绝对值上及与当地煤电基准价格相比的降幅上都有显著差异，但无明显的区域特点。**例如，全国降幅最大的省区大部分分布在西北和东北地区（如黑龙江风光下降 39%、甘肃风电下降 36.5%、新疆光伏下降 40%），但这些地区内也有降幅在 5% 以内的省区（如宁夏、陕西）。中部省区机制电价绝对值总体处于中位水平，但从降幅来看，安徽基本与当地煤电基准电价持平，河南、江西、湖南等地的降幅则接近甚至超过 20%。东部沿海省区分化同样严重，江浙沪地区降幅基本在 10% 以内，而山东第一轮光伏机制电价仅有 0.225 元 / 千瓦时，较当地煤电基准电价下降 43%，反映了当地白天现货价格偏低的事实及政策引导方向，在该省第二轮光伏竞价中，价格回升到了 0.261 元 / 千瓦时。在南方地区，贵州的出清机制电价与当地煤电基准电价持平，而其他省区的降幅则达到了 15% 到 27%。
- **从技术类型来看，各地风光间的价格差异并不统一，反映了机制电价是技术成本、市场价值及政策引导的综合作用结果。**各地均值层面，风电增量机制电价为 0.3315 元 / 千瓦时，光伏为 0.3255 元 / 千瓦时，差异并不显著。在风电光伏都获得了机制电量的省区里，约三分之一的省区风电和光伏的出清机制电价一致（包含风光同场竞价的省份）。剩余的省区里，大部分的风电出清机制电价高于光伏，典型地方如山东，风电与光伏价差达 0.094 元 / 千瓦时，反映出风电出力特性更适配当地电力系统需求的市场定价逻辑及一定程度的政策引导。但也有小部分省区存在相反情况，如吉林和山西，光伏出清价格比风电分别高出 0.084 元 / 千瓦时和 0.035 元 / 千瓦时，一定程度上体现了当地风光资源情况和政策引导方向。
- **从同省区的不同批次竞价结果来看，由于批次之间时间差距不大、批次之间重点覆盖的技术不同等原因，暂时并无显著的统一趋势。**结合最新政策执行情况与公开竞价结果，目前已明确完成两次增量项目机制电价竞价的省区包括甘肃、江西、山东、新疆、青海、山西。江西第二批聚焦分布式光伏和中小型风电项目，单位建设成本有一定程度上升，因此与第一批出清价格相比有所回升。在西北地区，甘肃第二批竞价结果与第一批基本一致，出清价格皆落在竞价区间的下限，新疆第二批竞价项目在第一批低价的基础上继续下探，特别是光伏价格下降了 36%，皆反应了激烈的市场竞争。

图表4.3 各地机制电价竞价上下限及竞价结果



新能源可持续发展机制差价结算费用已全面进入各地系统运行费用，部分省区机制电价与新能源实际交易均价差距较大

随着各地陆续开展机制电价竞价，相应的新能源可持续发展机制差价结算费用（简称“差价结算费用”）陆续进入各省工商业电费中的系统运行费用并被单独列出。截至 2026 年 4 月，各地^{xii}均按月公布了差价结算费用，其中蒙东、蒙西、四川、江西、宁夏、广东、湖北等地区从 2025 年下半年已经开始陆续公布，其余地区普遍从 2026 年 1 月开始。影响费用水平的因素主要有两个：一是进入机制电价的新能源电量与当地工商业用电需求的比例，比例越高意味着工商业用户每度电需要承担更多的费用；二是各省新能源在电力市场中的实际交易均价及机制电价之间的差，若新能源实际市场交易均价低于机制电价，则工商业用户需要支付一定的费用来保障新能源的实际收益。综合 2026 年前 4 个月的数据来看，各省月均差价结算费用水平差距大，初步呈现以下趋势：

- 在 32 个省级电网经营区中，28 个的 2026 年前四个月的累计差价结算费用为正。最高的海南、山东、辽宁、蒙东、河南月均差价结算费用皆超过 60 元 / 兆瓦时，其中蒙东地区虽然没有对新增项目设置机制电价，但大量的存量项目也带来了较高的差价结算费用。16 个省级电网的月均差价结算费用在 20 元 / 兆瓦时以上，广泛分布在西北、华北、南方、华中、东北等区域，分布并无显著集中性。这 28 个省级电网都已经开展现货市场连续运行，新能源市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定，相对较低的实际交易均价和相对较高的机制电价都会拉大价差，从而提高差价结算费用水平。相反，若实际交易均价高于机制电价，则会形成负的结算费用。典型省份如甘肃，当地风电项目的出清机制电价低于 2025 年风电的年均捕获价格，但光伏出清机制电价高于 2025 年光伏的年均捕获价格，平均之下甘肃在 2026 年前四个月的平均机制结算费用接近于零（见图表 4.4）。
- 北京、天津、冀北、上海这 4 个省网前四个月的新能源累计差价结算费用为负。其中，京津冀地区尚未开展现货市场连续结算试运行，计差价结算费用时，市场交易均价主要参考交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格，基本在 370–400 元每兆瓦时的区间，显著高于大部分省份现货市场中新能源（特别是光伏）的市场交易均价。同时，该地区新能源机制电价的价格水平基本在 320–360 元每兆瓦时的水平，与市场交易均价呈倒挂关系。上海已经开展现货市场连续结算试运行，根据上海电力交易中心公布的今年三四月份的市场信息，约 90% 以上天数的现货市场平均价格维持在 420 元 / 兆瓦时以上，因此当地新能源机制电价（415.5 元 / 兆瓦时，风光同价）同样与市场交易均价形成倒挂关系，但值得注意的是，上海地区差价结算费用呈逐月上升趋势，从今年 3 月开始已经由负转正。

图表4.4 部分地区新能源年均捕获价格、机制电价及差价结算费用

省份 (元/兆瓦时)	光伏年均捕获价	光伏出清机制电价	光伏单位结算差价	风电年均捕获价	风电出清机制电价	风电单位结算差价	2026年1–4月 月均差价结算费用
山东	136	243	107	277	315	37	72
辽宁	234	300	66	180	330	150	69
河南	213	276	63	250	304	54	67
陕西	116	350	234	223	352	129	58
山西	130	320	190	237	285	47	51
江西	159	355	196	341	370	29	35
湖北	170	333	163	284	387	103	19
四川	209	373	164	234	393	159	15
甘肃	127	195	68	218	195	-23	0

注：本表格中的单位结算差价采用了简化的计算方法，新能源年均捕获价格与用于机制电价结算的月度实际交易均价并不完全相等，但基本可以反映后者的价格水平。

来源：兰木达，各省发展改革委、电网公司、电力交易中心，落基山研究所

xii 国网、南网、蒙西的 33 个省级电网经营区中，除西藏外的 32 个经营区。

05 容量电价体系向更多类型发电侧主体扩容，顶峰能力成为各类机组获取容量收入的统一标准

2026年1月，国家发展改革委和国家能源局联合印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号，以下简称114号文）³⁴，文件在《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号，以下简称1501号文）³⁵和《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号，以下简称633号文）³⁶建立的煤电和抽水蓄能容量电价机制的基础上，对各地分类完善容量电价机制和建立发电侧可靠容量补偿机制做出了要求。

煤电方面，2026年起，煤电机组通过容量电价回收固定成本的比例由原先的“多数地方为30%左右”提升至“不低于50%”，即不低于每年每千瓦165元，具体比例由各地结合当地实际情况确定。抽水蓄能方面，633号文之前开工的电站按照既有一厂一策的方式确定容量电价，633号文后开工的电站由省级主管部门按照省级电网对同期开工电站制定统一的容量电价。除煤电和抽水蓄能外，114号文明确省级价格主管部门可对天然气发电和电网侧独立新型储能建立容量价格机制。其中，电网侧独立新型储能的容量电价水平，以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算。

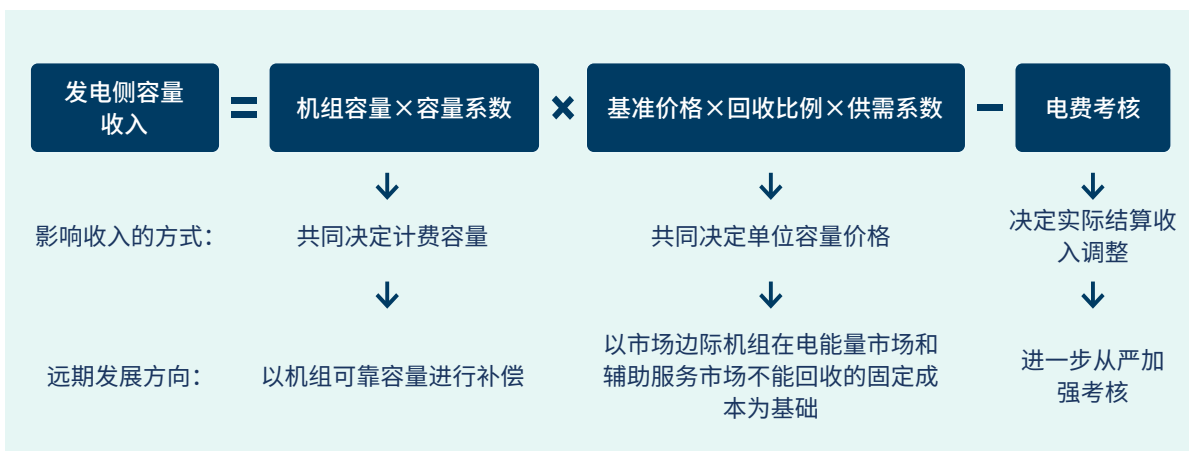
在分类完善容量电价机制的基础上，文件还提出要有序建立发电侧可靠容量补偿机制，对各类机组的可靠容量按统一原则进行补偿，具备条件的地区可适时通过容量市场等方式形成容量电价。

全国统一框架下，各地在容量认定、单价计算和电费考核方面的细节差异将影响经营主体的实际收入水平

截至2026年4月初，已有约20个省区调整了本省煤电容量电价、更新了本省容量电价机制政策或发布了征求意见稿，确定了2026年起一段时间内的容量电价的形成方式。与114号文的要求一致，当前各地对容量电价机制的调整可划分为两类：一类是延续按技术类型的设计方式，直接调整既有煤电、气电容量电价水平，或增设新型储能的价格机制，目前多数省份采取这一方式调整了容量电价水平；另一类是对发电侧资源整合统一设计，明确现阶段可参与容量机制的技术种类，确定各类技术机组铭牌容量与可靠容量（或有效容量）的对应关系，按可靠容量（或有效容量）进行统一补偿。

从截至4月初已发布、执行或征求意见的各地容量电价机制进展来看，各地的设计均基于114号文给出的基本框架。对于发电侧主体而言，无论地区与技术类型，其容量电费收入均可按图表5.1进行分解。其中，**机组容量和容量系数**将共同影响发电侧主体（含电网侧独立储能，下同）实际可申报的顶峰能力水平，基准价格、回收比例和供需系数将共同影响每年每千瓦的单价收入，电费考核将直接影响实际结算的容量电费水平。

图表 5.1 各地发电侧容量电费收入决定因素拆解示意



来源：落基山研究所

相较于 2024–2025 年煤电容量电价机制的地方实践，本轮调整后容量电价机制预期将表现出更明显的地方特色，具体设计细节的差别会直接影响发电侧主体在不同地区的实际收入水平。本文将依托以上公式的分解形式，从机组容量、容量系数、基准价格、回收比例、供需系数、电费考核方面，拆解各个因素在 114 号文引入前后的变化与趋势。

机组容量：逐步建立区别于铭牌容量的机组容量确定方式。在容量计算方式方面，可靠容量（或有效容量）的引入是重要关注点。114 号文提到，可靠容量指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量，电力现货市场连续运行后，适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿。从 114 号文发布前后的地方实践看，甘肃³⁷新建立的“发电侧可靠容量补偿机制”中的可靠容量，以及宁夏³⁸、青海³⁹征求意见的“发电侧容量电价机制”中的有效容量，与 114 号文可靠容量补偿机制中可靠容量的概念较为接近。从甘肃、宁夏、青海的现有实践看，煤电机组的可靠容量一般被定义为铭牌容量扣除厂用电率，作为机组申报容量上限，非煤电机组可靠容量的计算一般也需扣减厂用电率。而在 2024 年以来各地执行的煤电容量电价机制中，机组最大出力申报普遍被要求不超过并网协议中的额定容量。因此，当煤电机组所在地区由分类容量电价机制整合为发电侧可靠容量补偿机制时，机组容量这一概念对应的具体数值将发生变化，机组最大出力申报上限将有所下降。

容量系数：引入容量系数折算发电侧非火电容量。容量系数是发电侧容量电价扩容后出现的新概念，它被用于将不同技术的容量折算为可对标的容量水平，特别是被应用于具有储能模块与出力时长上限的技术折算中。在现行的发电侧容量电价实践中，各地区结合本地实际需要（如负荷高峰持续时间等因素）规定特定小时数为分母，以机组满功率出力时长为分子，确定一个不超过 1 的折算系数。由于煤电和气电机组可以持续满功率稳定出力，这一折算系数可视为 1，因此各地在煤电和气电的折算公式中通常不再单独体现这一系数。这一方法主要应用于折算各类新型储能的容量；青海的征求意见稿中，光热发电也采用这一形式进行管理。从全国范围内的现有实践看，各地的分母小时数最低为河北设定的 4 小时，最高为湖北设定的 10 小时。

补偿基准：现阶段仍以全国统一的煤电机组固定成本为补偿基准。1501 号文中规定计算煤电容量电价的煤电机组固定成本采用全国统一标准，为每年每千瓦 330 元。目前各地仍沿用这一基准价格，除个别地区的气电机组外，煤电、气电、新型储能等机组普遍参考这一基准价格^{xiii}。远期看，114 号文要求“对可靠容量的补偿将转为以市场边际机组在电能量市场和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础”；由于各地边际容量机组成本的差异，这一数值未来也可能呈现地区差异。

^{xiii} 指 2026 年 4 月正在执行的情况，部分地区在对未来（如 2027 年）的补偿标准征求意见时选用了不同的数值。

回收比例：成本回收比例普遍提升，最高已达 100%。按照 1501 号文和 114 号文的规定，2024–2025 年各地煤电机组固定成本回收比例普遍为 30%，个别地区为 50%；2026 年起，各地回收比例均将调至不低于 50%，其中个别地区调整至不低于 70%。从实际调整情况看，目前已有明确调整方案的地区中，多数地区已调整至 50%，四川、天津调整至 70%，云南、吉林、甘肃等地已调整至 100%，地区间差异较前一阶段更大。由于各地在非煤电机组容量电价的确定过程中通常对标本地煤电容量电价情况，因而煤电机组固定成本回收比例这一参数对其他类型机组的价格水平亦有影响。未来，在发电侧可靠容量补偿机制下，回收比例预计将与前述补偿基准实现融合，共同组成适用于各类机组的补偿标准。

供需系数：部分地区利用系统供需系数形成浮动的价格水平。容量供需系数是部分地区在尝试建立统一的发电侧容量电价机制时增加的系数。目前，甘肃已开始正式使用这一系数，青海、宁夏的征求意见稿中也明确纳入了这一系数。在这些地方，这一系数通常取系统净负荷最大时系统需求与可靠容量（或有效容量）的比。甘肃要求这一系数在计算结果大于 1 时取 1，这将确保每千瓦价格不超过 330 元。青海的征求意见稿中这一系数为 1.04，但由于青海回收比例为 50%，因此单价仍不会突破 330 元这一水平^{xiv}。

电费考核：部分地区容量电费考核要求日趋严格。容量电费考核是为了确保机组具有提供其申报出力的实际能力。建立煤电容量电价机制时，1501 号文在全国范围内明确了考核方式，煤电机组在无法按调度指令提供其申报最大出力时，月内发生 2 次扣除当月容量电费的 10%，3 次扣除 50%，4 次及以上扣除 100%。各地在 2024–2025 年煤电容量电费考核中普遍采取了这一方式。本轮调整中，多数省份仍然延续这一考核方式，但部分省区提出了更严格的考核要求。例如，甘肃的考核要求调整为违约 1 次扣减 50%，2 次起扣减 100%；青海的意见稿要求火电发生 1 次即扣除当月全部容量电费，新型储能、光热机组以全月每日平均上网时长出力的最低值进行容量电费扣减。从现有的地方调整趋势看，发电侧主体面对的容量电费考核预计将更加严格。

^{xiv} 青海在 2026 年 4 月下旬对发电侧可靠容量补偿机制再次征求意见，新版征求意见稿中容量供需系数为 0.92。

图表5.2 部分地区本轮调整后的容量电价情况（截至2026年4月初）

地区	机组容量	容量系数(非火电机组在折算时的分母小时数)	基准价格(元/年·千瓦)	回收比例	供需系数	电费考核
甘肃	额定容量*(1-厂用电率)	6	330	100%	0.8953	1次扣除50%, 2次扣除100%
青海		4		50%	1.04	1次扣除100%
宁夏		6		50%	尚未公布	2次扣除10%, 3次扣除50%, 4次扣除100%
湖北	并网协议中的额定容量	10		50%	-	
河北		4		50%	-	
吉林		-		100%	-	
云南		-		100%	-	
四川		-		70%	-	
天津		-		70%	-	
广东		-		50%	-	
山西		-		50%	-	
北京		-		50%	-	
内蒙古		-		50%	-	
辽宁		-		50%	-	
浙江		-		50%	-	
安徽		-		50%	-	

注：本表格中正体字代表已正式调整的地区，斜体字所列地区及相关内容参考了截至 2026 年 4 月初已发布征求意见稿。部分地区在 4 月下半月有新版规则征求意见（如辽宁、青海等），未在本表和本报告中体现。其中，辽宁就 2027 年 1 月起建立发电侧可靠容量补偿机制征求意见⁴⁰，首年补偿标准 370 元/年·千瓦；青海就发电侧可靠容量补偿机制再次征求意见⁴¹，新版征求意见稿中，储能容量折算分母小时数由表中的 4 小时调整为 8 小时，补偿标准由表中的 330*50%=165 元/年·千瓦调整为 185 元/年·千瓦，容量供需系数由 1.04 调整为 0.92，其他项亦有微调。

来源：各地发展改革委，落基山研究所

发电侧容量收入占比提升，未来容量价格机制将更凸显技术中性特征和顶峰能力价值

在已更新煤电 / 发电侧容量电价水平的省份中，西北、西南、东北部分省区受回收比例、机组利用小时数、电能交易价格等的共同影响，煤电机组的容量收入在容量与电量总收入中的占比进一步提高。根据估算，在三地区的代表省份，即甘肃、云南、吉林，该占比较本轮价格调整前增长了约 10 个百分点，占比均已达到 15% 以上。相比于前述地区，在本轮容量电价调整后，东南沿海地区煤电机组容量收入占比仍较低，测算显示其平均水平处于 6%–7% 这一区间。

从长期趋势看，发电侧的容量电费收入将从当前面向特定技术成本回收的容量电价机制，转向面向边际机组的可靠性容量补偿机制。114 号文在总体思路中提出，在电力现货市场运行后，有序建立发电侧可靠容量补偿机制，并明确了这一机制是“对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献”。这体现了未来发展的两个要点，一是明确补偿的对象是机组的顶峰能力，而不是负荷跟随、深度调节等其他能力，二是明确了按统一原则补偿，这一方面将改变容量收入的覆盖范围，将更多有能力提供相应能力的机组纳入补偿范围，另一方面将整合目前按发电侧技术类型分割的容量机制，转变为统一的、技术中性的价格形成机制，同时也为探索使用容量市场等方式形成容量电价打下基础。

在这一长期趋势下，预计短期内各地在容量电价机制的进一步调整中，可呈现出以下四个特点。第一，覆盖范围向电网侧新型储能持续扩展：对于多数省份，尤其是已经调整了煤电容量电价水平的省份而言，可能结合本地电力系统实际情况，增设针对电网侧新型储能的容量电价机制。第二，逐步整合形成统一的发电侧容量机制：部分可再生能源比例较高的省区，可能率先建立统一的发电侧容量价格机制，形成以可靠容量（有效容量）为基础的统一补偿机制。第三，容量电费算法将更清晰地反映顶峰能力：部分地区已经执行的容量电费算法与 114 号文中补偿顶峰能力的要求不完全一致，例如有地方在电网侧新型储能计算中同时考虑了与顶峰无直接关联的充电的功率与时长，预计在现行政策执行期结束后可能将调整为明确面向顶峰能力的算法。第四，现货市场较为成熟的省份有望率先引入容量市场：现货市场已经转为正式运行的省份，在容量市场建设方面具备一定优势，容量市场的尝试有望率先在相关省区内出现。

06 单一容量制输配电价实现政策突破，系统运行费用在整体用电价格结构中的影响力不断增强

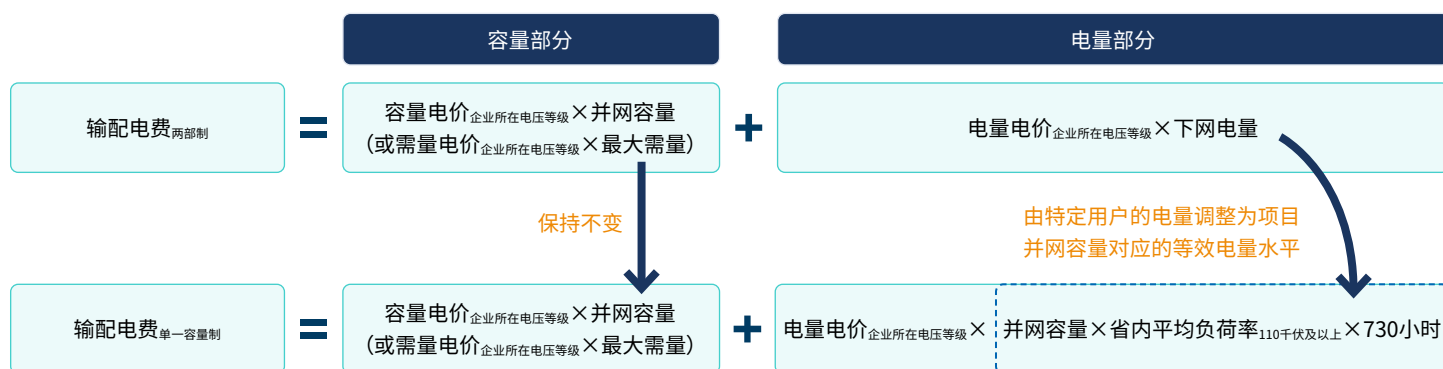
单一容量制输配电费模式确立，促进新能源消纳利用

2025 年 9 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192 号⁴²，以下简称 1192 号文），就新能源就近消纳项目公平承担稳定供应保障费用、平等参与电力市场的有关事项作出了明确要求。按照该文件要求，与公共电网有清晰物理界面和安全责任界面的各类新能源就近消纳项目（如绿电直连、源网荷储一体化、智能微电网等），在接入公共电网后可按其接网容量缴纳电力系统提供稳定供应保障服务的相关费用，其中输配电费可按容（需）量消纳，系统运行费用暂按下网电量缴纳。

2025 年 11 月，国家发展改革委发布《关于印发输配电定价成本监审办法、省级电网输配电价定价办法、区域电网输配电价定价办法和跨省跨区专项工程输电价格定价办法的通知》（发改价格规〔2025〕1490 号）⁴³，支撑即将到来的输配电价第四监管周期的价格核定。该文件重申了 1192 号文中提出的新型主体按照接网容量结算稳定供应保障服务的相关费用的方式，明确指出“电网企业服务于新能源就近消纳等新型主体时，可实行单一容量制电价，并加强全流程监管”。在电力市场化改革持续推进、电力系统加速向以新能源为主体转型的背景下，这一方向为符合条件的新型主体提供了区别于过往输配电费的计价方式，为新业态、新模式提供了符合不同需求的差异化选择。除针对新能源就近消纳项目的单一容量制输配电价创新外，该文件还提出对以输送清洁能源电量为主的跨省跨区专项工程探索通过两部制或单一容量制形成输电价格，相应方式将促进新能源更大范围、更高水平利用，适应新型电力系统的建设需要。

在具体计价方式上，1192 号文明确，就近消纳项目实行按容量或需量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳输配环节电量电费和系统备用费。这一单一容量制输配电费的计算方式以现行两部制输配电费计算方式为基础，在按现行两部制输配电价的容（需）量电费计算容量部分的基础上，将电量电费部分调整为“所在电压等级现行电量电价标准 × 平均负荷率 × 730 小时 × 接入公共电网容量”这一模式，即电量电费部分不再与实际下网电量和用电量挂钩，而转为与接入公网容量成正比关系（见图表 6.1）。同时，文件保留了按现行两部制计费的可选路径，以适应对供电可靠性要求较高项目的实际需求。

图表6.1 单一容量制输配电费计算方法及其与两部制输配电费的对应关系

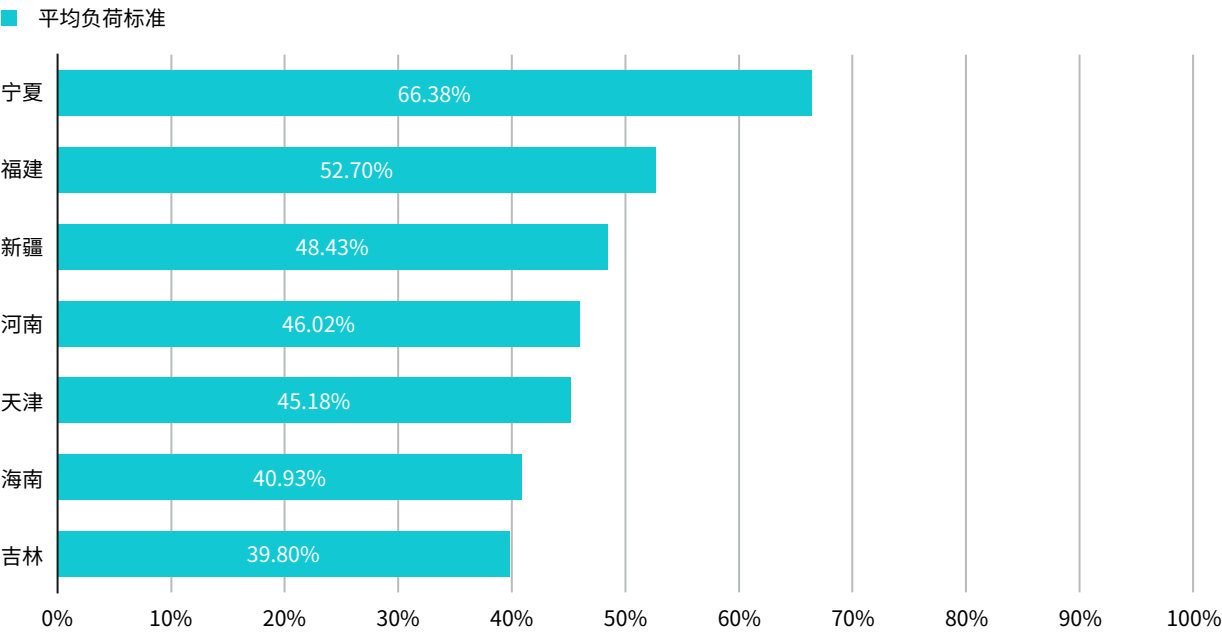


来源：落基山研究所

新模式下，新能源就近消纳项目需支付的输配电费水平不仅取决于项目自身用电的容（需）量情况，还与项目所在地全体工商业用户的平均下网电量情况相关。在既有的单一电量制和两部制输配电费模式下，用户所需缴纳的输配电费完全取决于自身的用电情况（电量、容量或需量）。而在单一容量模式下，计算方法中引入了“110 千伏及以上两部制工商业用户平均负荷率”这一参数，公式中“并网容量 × 省内平均负荷率_{110 千伏及以上} × 730 小时”刻画了项目所在地相应接入容量的 110 千伏及以上两部制工商业用户的下网电量平均水平，即单一容量制下，具体项目的输配电费将受所在地其他 110 千伏及以上用户的下网电量平均水平影响。

各地平均负荷率逐步公布，省间差异较为显著。截至 2026 年 4 月初，已有 7 省区发布了用于就近消纳项目输配电费核算的平均负荷率标准水平。从图表 6.2 展示的现有数据看，各地平均负荷率标准的中位水平处于 45%–50% 这一区间，最高为宁夏的 66.38%，最低为吉林的 39.80%，前者约为后者的 1.67 倍，省间差异较为显著。对于采用单一容量制输配电价的就近消纳项目而言，项目落地决策时，需考虑各地负荷率差异与潜在变化趋势带来的经济性影响，同时需重点根据项目自身调节能力考虑接网容量，进而提升接网负荷率。此外，随着第三监管周期输配电价执行时长即将满 3 年，输配电价即将进入第四监管周期，价格水平预计于今年年中前后展开调整，项目决策方亦需关注新一监管周期的价格调整情况。

图表6.2 部分省区输配电费核算平均负荷率标准



来源：各地发展改革委或电网公司，落基山研究所

新能源可持续发展价格结算机制和发电侧容量电价机制推动系统运行费用调整，用户侧电费结构重构

自 2023 年 6 月输配电价进入第三监管周期以来，工商业用户用电价格结构发生了重要调整，系统运行费用科目被引入并成为工商业用电价格的五大组成部分之一。初期，系统运行费用主要包括抽水蓄能容量电费和辅助服务费用等。自 2024 年 1 月起，煤电容量电价机制建立，各省发电侧形成的煤电容量电费纳入系统运行费用。部分省区为天然气发电机组、电网侧独立储能机组建立的容量电价机制也被纳入系统运行费用。随着 2025 年初 136 号文^{xv}提出建立新能源可持续发展价格结算机制，各地机制电价政策自 2025 年年中起陆续落地，该机制形成的差价结算费用也随各地机制落地进度被纳入系统运行费用向全体工商业用户分摊（分享）。除全国范围普遍开展的新能源差价结算机制外，部分地区还针对水电（甘肃）、核电（广西、辽宁）等技术建立了差价结算机制，并纳入系统运行费用向工商业用户分摊（分享）。

2025 年，各地工商业用户支付的系统运行费用水平与上一年度基本持平。对比 2025 年全年系统运行费用算数均值与 2024 年均值，超半数省网的系统运行费用在 2025 年和 2024 年间的变化幅度不足 1 分 / 千瓦时；从各地平均水平来看，系统运行费用平均仅增长 0.66 分 / 千瓦时，整体变化有限。

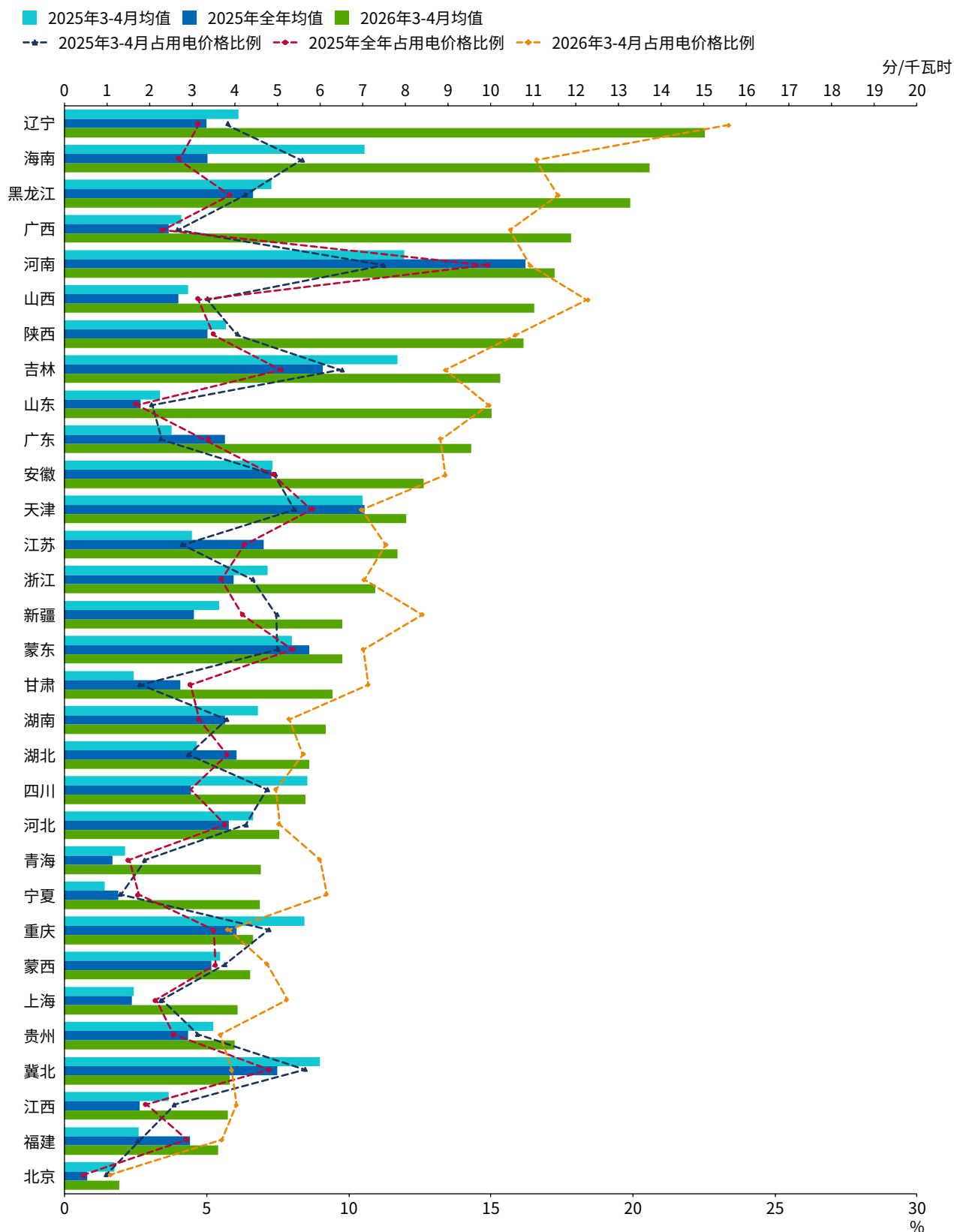
但是，随着各地在 2025 年末至 2026 年初陆续开始将新能源可持续发展机制差价结算费用（以下简称“差价结算费用”）纳入系统运行费用中，并陆续开始上调煤电容量电价水平，系统运行费用在全国省网范围内开始有明显变化。考虑到各地调整上述费用的实际进度，本章节选取各地 2026 年 3 月和 4 月的系统运行费用作为价格水平调整后的情况参考。由图表 6.3 可以看出，绝大多数省网的系统运行费用呈上升态势。从各地平均水平看，2026 年 3-4 月系统运行费用均值约为 7.39 分 / 千瓦时，较 2025 年全年均值 3.66 分 / 千瓦时提高了约 3.73 分 / 千瓦时，增长了约 102%，较 2025 年 3-4 月同期均值 3.94 分 / 千瓦时提高了约 3.45 分 / 千瓦时，增长了约 88%。从系统运行费用占用电价格比例来看，以 1-10kV 单一制工商业代理购电用户为例，平均水平由 2025 年 3-4 月的 5.7% 提升至 2026 年 3-4 月的 10.9%，提升约 5 个百分点。

从省级分布看，辽宁、海南、黑龙江、广西、河南、山西、陕西、吉林、山东等地系统运行费用较高，2026 年 3-4 月系统运行费用均值已超过 0.1 元 / 千瓦时。系统运行费用增长较多的地区包括辽宁、广西、黑龙江、山西、山东、广东、陕西和海南。这些地区 2026 年 3-4 月系统运行费用均值较上年同期增长均超过 6 分 / 千瓦时，较 2025 年全年均值增长均超过 5 分 / 千瓦时。从增长率看，变化较大的地区包括宁夏、山东、广西、甘肃、山西、广东、辽宁和青海，增长率均超过 200%。从费用占用电价格比重看，同样以 1-10kV 单一制工商业代理购电用户为例，2026 年多数省网系统运行费用占比明显上升，由 2025 年普遍处于 3%-7.5% 区间，提高至 6%-16% 区间；17 个省网的占比超过 10%，7 个省网占比已超过 15%，系统运行费用成为用户用电价格的重要组成部分。

当前系统运行费用的构成中，差价结算费用和煤电容量电费的折合度电水平是两个最主要的部分，这两类费用的变化直接推动了近期系统运行费用的调整。需要指出的是，这两类费用的变化同时贡献于电能量价格部分的下降，系统运行费用与电能量价格的“一升一降”使用户终端用电价格变化不大。以 1-10kV 单一制工商业代理购电用户为例，多数省区（约 75%）2026 年 3-4 月用户用电价格水平较上年同期有所下降。

^{xv} 国家发展改革委、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》（发改价格〔2025〕136 号）

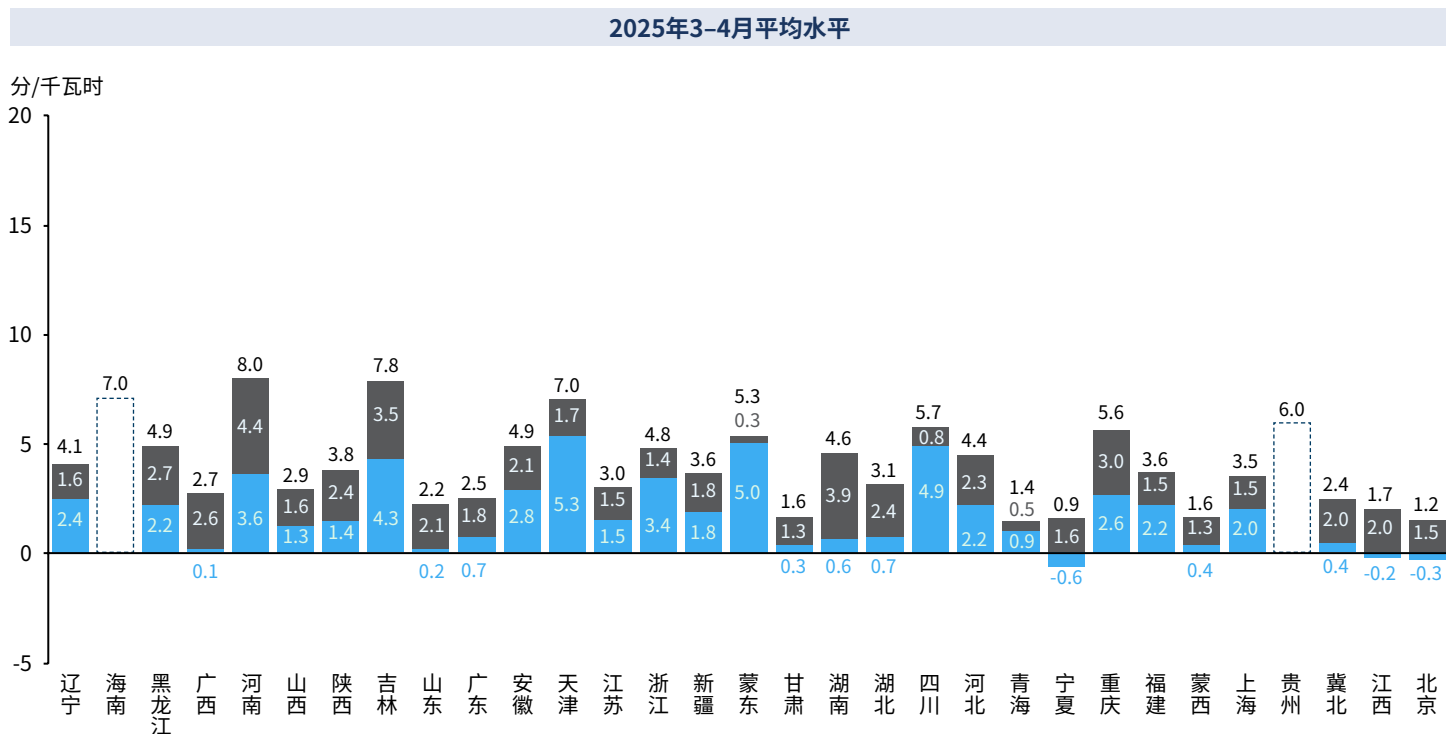
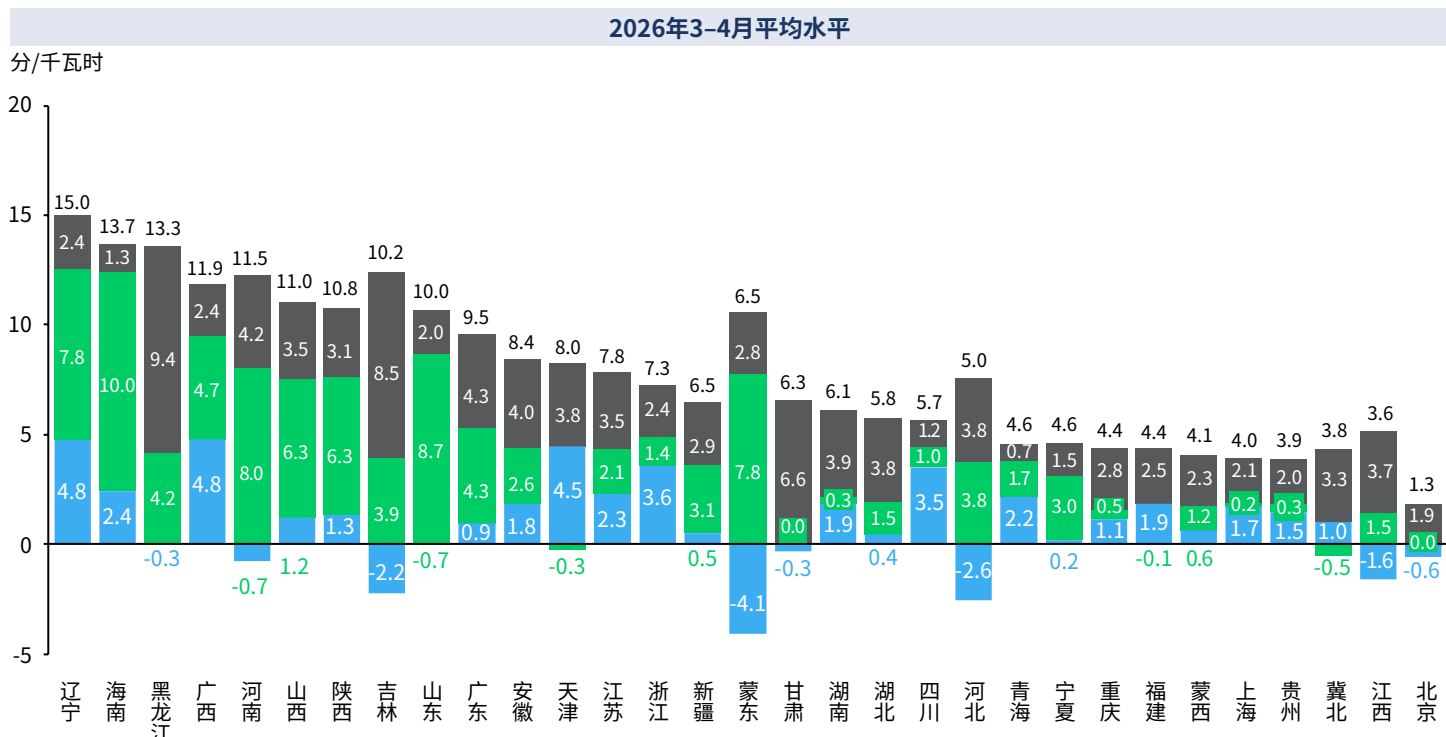
图表6.3 分地区系统运行费用平均水平及占比测算对比（2025年3-4月、2025年全年与2026年3-4月，以1-10kV单一制工商业代理购电用户为例）



来源：各省级电网公司，落基山研究所

图表 6.4 分地区系统运行费用构成

■ 煤电容量电费折合度电水平 ■ 新能源可持续发展机制差价结算费用折合度电水平 ■ 其他 □ 未分类



注：本图中的煤电容量电费折合度电水平，部分地区为近似值：甘肃 2026 年采用了发电侧容量电费折合度电水平，广东 2026 年和 2025 年采用了煤（气）电容量电费折合度电水平。

来源：各省级电网公司，落基山研究所

差价结算费用方面，各地费用水平差异较大，费用水平较高的省区分布在多个区域，未呈现明显地域集中性。图表 6.4 覆盖的各省级电网中，有 27 个省网在 2026 年 3-4 月的差价结算费用均值为正。2026 年 3-4 月差价结算费用折合度电水平较高的省网依次为海南、山东、河南、辽宁、蒙东、陕西和山西，折合度电水平平均超过 6 分 / 千瓦时，其中海南最高，是唯一一个达到 10 分 / 千瓦时的省网。以上省网的差价结算费用占系统运行费用比例也均在 50% 以上，它们与前文中提到的系统运行费用绝对量变化较大的省网也高度重合。北京、天津、冀北电网区域各月差价结算费用均为负值，这与当地现货市场建设仍处于初期有关。

煤电容量电费方面，2026 年初起各地陆续开始上调煤电容量电价机制的固定成本回收比例，由 2024-2025 年的普遍为 30%、个别为 50%，调整至全部不低于 50%，部分地区如吉林、甘肃已提升至 100%（即 330 元 / 千瓦·年）。截至 2026 年 4 月初，已有约半数省网完成了调整，对比这些地区 2026 年 3-4 月与上年同期的煤电容量电费折合度电水平，煤电容量电费折合度电水平平均增长 1.45 分 / 千瓦时，涨幅达到了 74%。已公布 2026 年 3-4 月煤电容量电费折合度电水平的各省网中，最高的为黑龙江、吉林和甘肃，分别达到 9.4 分 / 千瓦时、8.5 分 / 千瓦时和 6.6 分 / 千瓦时。此外，还有 9 个省网的折合度电水平在 4 分 / 千瓦时左右。共有 14 个省网的煤电容量电费折合度电水平占到了系统运行费用的 50% 以上。

未来几年，受新能源可持续发展价格结算机制和发电侧容量电价机制等的共同影响，系统运行费用在整体用电价格中的重要性将进一步提升。一方面，**两者的电量覆盖范围预计都将增加**：从容量电价覆盖范围角度看，随着发电侧容量电价的逐步落地，更多非煤电发电侧资源将被纳入容量电价的覆盖范围并获取收益，从而增加发电侧容量电费的总费用；从机制电量规模角度看，随着后续年度机制电量竞价陆续开展，参与差价结算的新能源电量将持续增加，从而推高差价结算费用规模。另一方面，**两者的单价也可能逐步增加**：容量电价方面，目前大部分省区的容量电价固定成本回收比例仍设定为 50%，即每年每千瓦 165 元，长期看仍有一定提升空间；同时，随着容量电价标准的提高，在其他条件不变的情况下，煤电机组的容量收益增量将替代部分电能量收益，因而现货市场的出清价格可能将相对有所下降，新能源在现货市场中的捕获价格随之相对降低，从而扩大捕获价格与机制电价之间的差值，进一步放大差价结算的单价和总费用规模。总体来看，**机制电量扩张、容量补偿范围拓展、容量电价提升以及市场价格联动效应相互叠加，将共同推动系统运行费用调整，一部分通过电能量市场回收的成本将转为通过系统运行费用回收。**系统运行费用水平的调整态势，反映了电力非能量属性（如保供、环境等）的重要性不断上升。

系统运行费用的变化对不同新型经营主体可能带来差异性的影响：

- **电网侧独立新型储能主体成本增加**

根据 114 号文明确的相关规则，电网侧独立新型储能在充电时被视为用户，充电电量需缴纳包括输配电费、系统运行费用等在内的各项费用；在放电时，储能机组放电量对应的输配电费将相应退减，但**系统运行费用仍需按全部充电电量缴纳**。在系统运行费用整体上升、多个地区系统运行费用已超过 0.1 元 / 千瓦时的背景下，储能在充电环节的成本将有明显增加，这将直接压缩储能项目的收益空间，对独立储能建设的投资回报周期产生影响。

- **新能源就近消纳主体经济性改善**

根据 1192 号文现行安排，新能源就近消纳项目主体暂按下网电量缴纳系统运行费用及线损费用，而无需与输配电费一样执行单一容量制计价。因此，项目可以通过更高水平的自平衡，减少下网电量水平，从而有效降低系统运行费用支出。在多地系统运行费用已超过 0.1 元 / 千瓦时的背景下，**系统运行费用带来的价差空间将增加就近消纳电量的相对经济性，帮助覆盖新能源就近消纳项目在自平衡过程中的增量成本。**需要注意的是，由于文件明确系统运行费用为暂按下网电量计算，逐步向按占用容量等方式过渡，因此经营主体需要注意未来潜在调整可能带来的不确定性。

07 电网侧独立新型储能经济性受益于容量电价机制的逐步落地，工商业储能运营逻辑在分时电价市场化趋势下面临重塑

截至 2025 年底，我国新型储能累计装机规模达 136GW/351GWh，较 2024 年底增长 84%，延续高增长态势⁴⁴。从应用场景分布来看，根据中关村储能产业技术联盟的统计⁴⁵，独立储能累计装机占比约 58%，新能源配储占比约 33%，用户侧占比约 8%，火储调频占比约 1.4%。自 136 号文^{xvi}要求“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”后，2025 年下半年发电侧新能源配建储能放缓，电网侧独立储能开发明显加速，用户侧工商业储能日益面临着各地零售分时电价政策调整带来的挑战⁴⁶。

电网侧独立新型储能容量电价机制在全国层面得到确立，容量补偿机制向长时储能项目倾斜

2026 年 1 月，国家发展改革委和国家能源局发布《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号，以下简称 114 号文），首次在国家层面明确“建立电网侧独立新型储能容量电价机制”，“有序建立发电侧可靠容量补偿机制”。政策提出，地方“对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站”可给予容量电价，规定容量电价水平要基于当地煤电容量电价标准，结合放电时长和顶峰时贡献等因素确定容量电价标准。进一步，在火电、抽蓄、独立储能等各类容量电价机制的基础上，电力现货市场连续运行的地区可“适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿”，尤其是“新能源装机占比高、可靠容量需求大的地区，应加快建立可靠容量补偿机制”。114 号文本质上确立了电网侧独立新型储能的系统充裕性价值，为其提供了稳定、长周期的容量电价收益预期。这将进一步推动独立储能以新型经营主体身份公平参与电力市场，根据价格信号发挥系统调节作用并引导其合理投资建设。

地方层面，湖北、河北、甘肃、青海、宁夏等多省区在 114 号文发布前后已开始探索覆盖独立储能的容量电价机制，为后续其他省份制定相关容量电价政策提供了重要参考（图表 7.1）。湖北和河北单独针对电网侧独立新型储能推出了容量补偿电费，两省机制设计均按照容量电价标准和平均可用容量两者的乘积确定容量电费。月度平均可用容量的计算公式均考虑了每日可用放电功率、可持续放电时长、折算系数；其中，河北还额外纳入了充电功率和充电时长，体现了其引导储能有效参与填谷、促进新能源消纳的目的。甘肃、青海、宁夏等新能源渗透率位居全国前列的省份已出台了各类技术共同参与的统一的发电侧容量补偿机制。这些地区新能源占比高、电力系统调节压力大，因此对新型储能等调节型资源需求强烈。此前，新能源强制配储政策下的容量租赁方式为网侧共享储能项目提供了一定容量收益来源，但随着 136 号文取消强制配储政策，相应收益也从新增独立储能项目里逐渐淡出。在这一背景下，发电侧容量电价机制成为了替代性激励工具，引导储能持续投资建设。在三省区已发布的试行或征求意见稿中，煤电、电网侧独立储能、气电、光热发电等机组可获得的容量电费都统一由申报容量（或有效容量）、容量补偿标准和容量供需系数三者的乘积得到。从资金来源看，五省也均建立起了可持续的容量电费分摊和传导机制，由省内全体工商业用户分摊的部分纳入系统运行费用，由外送电量承担的部分由电源企业与受端省份协商确定。上述电网侧独立新型储能容量电价机制和统一的发电侧容量补偿机制的设计方法均基本符合 114 号文的设计思路，将成为后续其他省份制定发电侧容量机制的重要参考。

此外，山东、江苏、新疆、广东、内蒙古、浙江等地也出台过独立储能相关的容量补偿政策，但其机制设计与 114 号文明确的设计思路有所出入。这些政策多存在覆盖项目范围有限（例如广东仅限示范项目）、补偿期限较短（除内蒙古为 10 年外，均为 1-3 年）、补偿计算方式与 114 号文不一致（例如江苏、内蒙古、新疆均按照度电电量补

^{xvi} 国家发展改革委、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》（发改价格〔2025〕136 号）

偿)、资金来源有限或补偿费用传导机制与 114 号文不一致(例如江苏和广东来自尖峰电价、浙江来自电力直接交易结余资金、山东先确定容量补偿费用资金池再反向在发电侧分摊)等问题。预计,这些省份会在近期或者在已有政策有效期结束后,在 114 号文框架下出台新的容量电价政策。

图表7.1 部分省级层面电网侧独立储能相关容量电价机制一览(截至2026年2月)

省级实践	河北	湖北	甘肃	青海	宁夏
政策	《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》，2025 年 3 月	《关于建立新型储能价格机制的通知》，2026 年 1 月	《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知(试行)》，2025 年 12 月	《关于建立青海省发电侧容量电价机制的通知(征求意见稿)》，2026 年 2 月	《关于建立发电侧容量电价机制的通知(征求意见稿)》，2025 年 9 月
补偿范围	· 不低于 10 万千瓦、2 小时及以上的独立储能电站,依全容量并网时间先后竞争性确定 · 2025 到 2026 年的竞争容量规模为河北南网 770 万千瓦,冀北电网 830 万千瓦	电网侧独立储能	合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能,均不含直流配套电源	合规在运公用燃煤发电,燃气发电,未纳入可持续发展价格结算机制、不含新能源补贴的光热发电,服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站	合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能,均不含直流配套电源。
计算公式	月度的容量电费根据容量电价标准和月度平均可用容量确定	月度容量电费按照月度容量电价和月度平均可用容量确定	申报容量、可靠容量补偿标准和容量供需系数三者的乘积	申报容量、容量供需系数和容量补偿标准三者乘积	有效容量、容量电价标准和容量供需系数三者乘积确
可靠容量补偿标准	年度容量电价为 100 元/千瓦(含税,下同),月度标准按 8.3333 元/千瓦执行	年度容量电价暂按 165 元/千瓦·年执行;月度容量电价=年度容量电价/12	2026 年 1 月起暂定为每年每千瓦 330 元执行	2026 年统一容量补偿标准按 165 元/(千瓦·年)执行	2026 年 1 月起按照 165 元/千瓦·年执行
可用容量或申报(可靠/有效)容量	月平均可用容量相关参数由新型储能项目于次月前向电力调度机构申报(日前可进行调整),电力调度机构根据实际执行情况统计认定		电网侧独立新型储能可靠(有效)容量 = 最大放电功率 × (1-厂用电率) × 可靠容量系数 可靠容量系数 = 最大功率放电持续时长 / 系统净负荷高峰持续时长		
	月度平均可用容量 = $\sum 0.5 \times (\text{日可用充电容量} \times \text{可持续充电时长} + \text{日可用放电容量} \times \text{可持续放电时长}) / 4 \text{ 小时} / \text{当月总天数}$	月度平均可用容量 = $\sum (\text{日可用放电功率} \times \text{单次可持续放电时长} \div 10 \text{ 小时}) / \text{当月总天数}$	· 月度申报容量不得超过其可靠容量,可靠容量系数最大不超过 1。系统净负荷高峰持续时长暂定为 6 小时。 · 2026 年 1 月公示新型储能厂用电率 1.74%	· 月度申报容量不得超过其有效容量,可靠容量系数最大不超过 1 · 2026 年新型储能厂用电率暂定 10.39%,系统净负荷高峰持续时长 4 小时	· 可靠容量系数计算公式分母为 6 · 厂用电率尚未公示
容量供需系数	N/A	N/A	容量供需系数 = 系统总容量需求 / 系统总可靠(有效)容量 · 容量需求为上年系统净负荷曲线最大值所在时刻对应的容量 = 省内用电负荷 + 外送容量需求 + 备用容量之和 - 外来电力 - 可中断负荷容量,其中:外送容量需求不含配套电源的送电容量;青海和宁夏公式没有外来电力这一项 · 可靠(有效)容量为各类机组可靠容量之和,其中青海额外包括外受通道可靠容量		
			按年确定,数值大于 1 时取 1; 2026 年 1 月公示全网容量供需系数 89.53%;	2026 年度全省容量供需系数为 1.04	暂未公布数值,容量供需系数大于 1 时取 1
资金来源	纳入系统运行费由全体工商业用户分摊	纳入系统运行费用,由全体工商业用户分摊,按月滚动清算	按照月度外送电量和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊,电网公司按月发布、滚动清算		
			· 外送电量(不含直流配套电源):由电源企业在送电协议中明确或包含在送电价格中 · 工商业用电量:纳入系统运行费用,设“发电侧容量电费”科目	· 外送电量(不含直流配套电源):由电源企业与受端省份协商确定 · 工商业用电量:纳入系统运行费用,设“市场化容量补偿电费”项	· 外送电量(不含直流配套煤电):在发电企业月度电费结算依据中单列 · 工商业用电量:纳入系统运行费用,单设“发电侧容量电费”科目

注:关于容量电价补偿年限,上述政策虽然有执行有效期,但预计到期后会滚动更新,因此独立储能预计可常态化获得容量补偿。相关计算系数会定期调整。
来源:各地发展改革委,落基山研究所整理

从具体收益层面，虽然各省遵循着相似的机制设计方法，但机制关键参数的取值带来了储能容量收益的显著差异。由图表 7.1 中的计算公式可知，特定储能项目的容量收益和容量补偿标准、容量供需系数呈正相关，和厂用电率、系统净负荷高峰持续时长（折算系数分母）呈负相关。其中，河北、湖北两省的电网侧独立新型储能容量电价机制暂不考虑容量供需系数和厂用电率。图表 7.2 预估了 2 小时 /4 小时 /6 小时电网侧独立储能能在五省可获得的容量补偿收益。由于上述关键参数的差异，同一容量和小时数的储能系统在甘肃和湖北的年容量收益可相差约 3 倍。因此独立储能投资方需密切关注各省容量机制设计中关键参数的设定和变化趋势。其中，容量补偿标准通常会和煤电容量电价标准的调整保持一致（见第 05 章节容量电价部分），厂用电率取值短期内会保持稳定。容量供需系数和系统净负荷高峰持续时长的变化将与系统负荷增长速度正相关、与发电侧可靠容量增长速度负相关。

图表7.2 五省区不同长时的电网侧独立新型储能最大可获得的容量收益对比

机制分类	省份	储能系统容量			2026年关键参数			
		100MW*2h	100MW*4h	100MW*6h	容量补偿标 (元/kW/年)	容量供需系数	厂用电率	系统净负荷 高峰持续时 长/折算系数 分母
电网侧独立新型储能容量电价机制	河北	450	900	1,350	100	N/A	N/A	4
	湖北	297	594	891	165	N/A	N/A	10
统一的发电侧容量补偿机制	甘肃	871	1,742	2,613	330	0.8953	1.74%	6
	青海	692	1,384	1,384	165	1.04	10.39%	4
	宁夏	438	875	1,313	165	假设0.9	假设1.74%	6

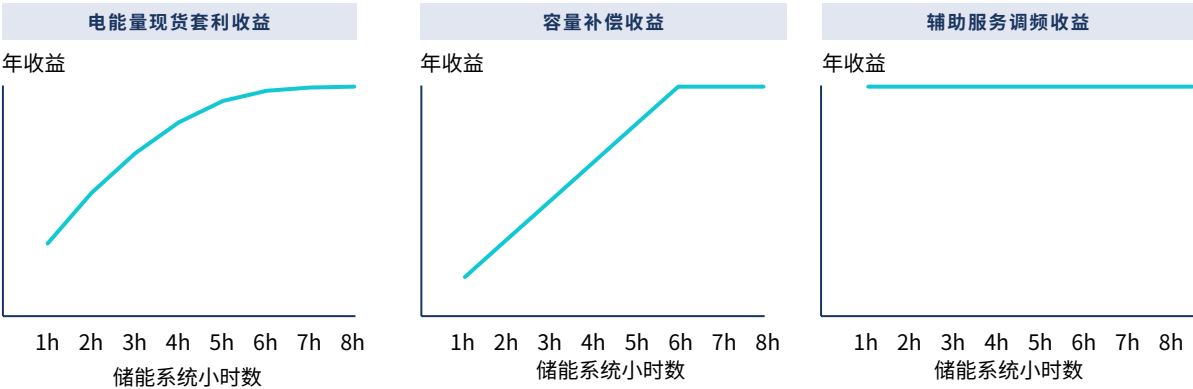
注：电网侧独立新型储能容量收益的测算为假设独立储能可以每天按照最大功率和最长连续时间满充满放一次的理想情况，发电侧容量补偿机制的测算为假设申报容量或可靠(有效)容量为最大值的理想情况；储能的循环效率假设为 90%，假设无考核费用。
来源：各省发展和改革委员会，落基山研究所

在现有容量电价机制设计下，储能可靠（有效 / 可用）容量的计算中折算系数（可靠容量系数）与可连续放电时长线性正相关，因此同样额定功率的储能容量收益与储能小时数正相关，有利于促进长时独立储能的投资。但甘肃和青海均规定了该折算系数最大为 1，这意味着该收益正相关性仅限于储能小时数不高于系统净负荷高峰持续时长的情况。同时，当前按小时数折算系数的方法，未来也可能向更动态的其他算法调整。

但除容量收益外，独立储能投资方还需要综合考虑储能时长对电能量收益和调频辅助服务的影响情况。独立储能的电能量收益与所在省份净负荷曲线高峰和低谷的持续时长和对应的现货价差密切相关。一般来讲，储能小时数越长，日内一次满充满放可捕获的单位电量平均收益越小。举例而言，假设充放电功率容量（W）相同，1 小时储能可以在价格最低的时段充电、在之后价格最高的时段放电，捕获到日内最大的价差；而 2 小时储能，只能选择价格最低和次低的时段充电、价格最高和次高的时段放电，因此储能单位电量（Wh）可捕获的平均价差变小，以此类推。此外，根据 114 号文及其他相关文件⁴⁷，独立新型储能需要按全充电电量缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，充放电损耗部分额外缴纳输配电费（暂按单一电量制）和政府性基金及附加。因此，独立储能在制定充放电策略时，还需要考虑捕获的现货价差是否可以覆盖上述费用。2026 年以来，大多数省份系统运行费用呈现显著上升态势，主要由于新能源可持续发展机制差价结算费用和容量电价等科目变化幅度较大，这也将提高独立储能的充电成本、压缩套利空间（详见第 06 节）。总结来看，随着小时数增加，日内电能量现货套利收益虽然增加、但是增长率却越来越低，最终达到理论最大收益值后保持稳定（图表 7.3）。对于调频收益而言，其主要取决于储能最大充放电的能力，而与储能总容量关系不大，因此调频收益和小时数之间无明显关联。成本方面，同样充放电功率容量（W）下，储能小时数的增加可以摊薄每单位能量（Wh）储能对应的 PCS 等交流侧设备成本，

而且可以降低单位能量的 EPC 施工费用以及后续运维成本等。因此，在现有政策规则框架下，投资方应综合量化分析长时独立储能对单位投资及运维成本的摊薄、对单位容量收益的增加、对单位电能量收益的减少，确定最优的小时数配置。

图表 7.3 同样充放电功率、不同小时数的储能系统在某省电力市场中的收益变化示意



注：本示意仅为现有政策下各市场品种年收益随储能系统小时数的变化情况，不代理绝对收益情况，各图的纵坐标收益水平之间无关联。

来源：落基山研究所

分时电价形成机制的市场化转型正在重塑工商业储能的核心运营逻辑，多元化收益模式成为转型趋势

从已投运及在建项目实践来看，工商业储能的运营及获利方式呈现出以行政分时价差套利为核心、以合同能源管理（EMC）模式为主导的基本格局，自投自建模式占比相对有限。EMC 模式以电价峰谷价差套利为核心收益来源，投资方通过优化固定时段低充高放的充放电策略获取价差收益，并在此基础上向用户支付租金或分成。由于用户侧通常不直接参与调度决策，该模式下储能系统较少参与需量管理或其他复杂应用场景，收益结构相对单一。自投自建模式在项目设计收益测算时也会以峰谷价差套利为主，需量管理部分的收益占比有限。

2025 年 12 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号），自 2026 年 3 月 1 日起施行。文件提出，电力中长期交易应进一步市场化，不再由政府统一规定参与市场交易用户的固定峰、平、谷时段及浮动比例，分时电价的形成机制由行政核定转向市场形成。在电力市场体系中，中长期交易价格构成零售侧电能量价格的核心成本基础，其分时价格结构通过“批零价格传导”或“零售合同约定”的方式映射至用户侧电价；因此，中长期交易中不同时段价格的形成方式及其价差水平，决定了零售侧分时电价的形态，并进一步影响工商业储能在用户侧所能获取的实际套利空间。在此背景下，工商业储能过往依靠的价差基础由“行政确定”转为“市场形成”，其获利逻辑也随之由确定性套利逐步转向基于价格信号的策略性运营。

不同地区零售侧价格形成机制的差异将直接影响储能项目的收益空间与运营策略。由 03 章节零售市场部分的讨论可知，各地取消批发侧行政分时后的零售侧衔接机制呈现出差异化路径，进一步影响了工商业储能项目的收益空间与运营方式。总体而言，批零传导是零售侧价格形成的长期趋势，但在过渡阶段，各地根据本地电力系统特征、市场成熟度及存量储能规模，形成了不同的实现路径。当前零售侧分时价格形成机制大致可归纳为两类：一类是批发市场仅传导交易均价到零售侧，零售电价峰谷曲线仍可通过行政要求或自主协商方式进行塑造（如山东、广东、江苏等）；另一类则是批发市场直接传导分时价格曲线到零售侧，并对批发侧不同交易品种的传导方式及比例进行明确约束（如河北南网）。前一种模式侧重于兼顾政策过渡需要与存量项目的收益稳定性，尤其是在工商业储能装机规模较大的地区，通过保留一定的峰谷曲线与波动幅度的协商空间，为既有商业模式提供缓冲空间；后一种模式则更强调批发侧和零售侧分时价格信号的直接联动，推动市场化分时价格信号的形成。

不同传导模式下，储能可获取的价差确定性与波动特征呈现显著差异。在批发市场传导均价的模式下，零售侧整体机制与行政分时阶段变化相对有限，用户与售电公司仍可通过零售合同约定峰谷时段及价格浮动比例，在一定程度上可以复刻传统行政分时下的时段划分与峰谷系数。在此过渡阶段，储能项目仍可以依赖相对确定的价差进行运营，原有以套利为核心的商业模式具备延续空间。相比之下，在批发侧直接传导分时价格曲线的模式下，零售分时电价由多种批发侧交易价格加权形成，目前往往中长期交易价格权重较高，现货价格权重有限。但从现状看，大多数省份的中长期交易和现货交易的峰谷价差均明显低于行政分时电价。以本报告第 01 章节图表 1.2 数据为例，典型省份的现货交易分时均价峰谷差集中在 0.1–0.5 元 / 千瓦时区间，而中长期交易的分时价差往往更小，按照不同权重叠加后的综合价差也将显著低于行政分时普遍 0.5 元 / 千瓦时以上的峰谷价差。工商业储能可获取的套利空间普遍收窄，项目收益水平呈下降趋势。同时，**随着行政分时的取消，储能无法按照预设的峰、谷时段进行充放电实现相对稳定的套利，而需结合中长期分时交易结果及现货市场价格信号进行动态调整，滚动优化充放策略。这一转变使得储能对价差的捕获难度提升，显著增加了收益实现的不确定性。**

因此，工商业储能投资的核心在于同时筛选具备价差基础的市场与具备协同潜力的用户。在市场选择方面，需重点关注分时价格形成机制及其实际运行结果。一方面，需要评估当地规则是否仍通过零售侧保留或重构分时价差，包括分时系数设定、批零传导方式及零售合同灵活性；另一方面，需要结合市场运行情况判断价差的实际水平与稳定性。在用户选择方面，即使在具备价差基础的市场中，工商业储能项目能否实现收益仍取决于用户是否愿意签订具备足够价差的分时电价套餐。不同工商业用户的负荷特性差异显著，负荷连续稳定的行业（如数据中心、造纸行业等）通常倾向于提高价格确定性，在零售套餐选择中锚定高比例的固定价格。而生产节奏可调、负荷波动性较强的行业（如充换电站、设备制造等）则更有动力签订分时电价，从而配合调整生产排班和储能充放电策略，降低用电成本。

在套利空间收窄的背景下，工商业储能亟需从单一价差套利向多元化收益模式转型。在与售电公司的协同层面，储能可通过优化用户侧用电曲线，减少偏差电量及相关考核成本，从而在零售侧结算中获取间接收益。例如，在执行偏差考核较严格的地区，可以将储能作为交易策略的风险对冲工具，在交易结果出现偏差的时候快速响应，有效降低甚至消除偏差电量，从而减少偏差电费支出，并在用户与售电公司之间形成收益分成机制。同时，也可考虑将储售、光储售一体化运营作为主要商业模式，通过光伏发电时段的降本能力和储能按照现货市场价格信号执行充放策略的套利降本能力，降低售电公司的购电成本，增强售电服务竞争优势。**在用户侧用能管理层面，**储能可通过削峰填谷降低最大需量，减少两部制电价中基本电费的支出，这项收益虽规模有限，但在价差收窄背景下，已成为支撑项目经济性的关键补充。在更高阶的运营形态中，储能可与具备调节能力的负荷资源共同聚合为虚拟电厂等新型经营主体直接参与电力市场。这类模式下，用户侧不再是市场价格的被动接受者，而是可主动利用负荷和储能的调节能力制定报价策略，最大化参与电力市场的效益。

08 发电类虚拟电厂接力分布式新能源聚合商，助力分布式发电资源全面入市

2025年4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）⁴⁸，确立虚拟电厂是“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”。随后，各省陆续出台落地细则，虚拟电厂在入市准入时多进一步分类为“负荷类”和“发电类”。

负荷类虚拟电厂主要聚合用户侧可调节负荷、表后储能、充换电设施等资源，对电网呈现为负荷状态。在《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》，我们重点介绍了负荷类虚拟电厂。与用户侧常见的“报量不报价”模式相比，负荷类虚拟电厂^{xvii}可“报量报价”参与现货电能量市场，使得其能基于电价信号对所聚合用户进行负荷管理，从而降低购电成本、与用户共享收益。伴随着全国各地现货市场建设不断加速，负荷类虚拟电厂已在山西、山东、湖北、甘肃等省份常态化入市交易。

发电类虚拟电厂主要聚合分布式光伏、分散式风电和储能等资源，对电网呈现为电源状态，在部分地区会进一步分类为“分布式发电类”和“储能类”虚拟电厂聚合单元。发电类虚拟电厂的兴起背景在于136号文^{xviii}要求新能源上网电量全部入市交易，但众多小而散的分布式光伏、分散式风电等新能源尚不具备单独交易的能力。将其聚合为虚拟电厂、由专业运营商进行代理交易，成为可行的入市路径之一，也为虚拟电厂开辟了新的商业场景。

分布式新能源上网电量需参与现货市场交易，其中以发电类虚拟电厂为代表的聚合参与方式调仓灵活、套利机会多

各省分布式新能源入市方案承接136号文设计原则，普遍规定了分布式新能源作为发电类主体参与现货市场的三种方式：独立报量报价、聚合参与、作为价格接受者。综合准入门槛和可参与交易品种等因素，分布式新能源经营主体选择以聚合方式参与现货市场具备比较优势。

在准入门槛方面，三种方式对分布式新能源的技术能力要求依次降低。以广东、山东、山西等地的交易规则为例，独立报量报价的准入门槛最高，分布式新能源自身需要满足电力调度机构提出的有功功率控制、计划曲线跟踪等技术要求。聚合参与时，上网电量由发电类虚拟电厂统一聚合，该聚合主体需具备上述跟踪实时市场计划曲线、实时响应调度指令的能力，从而实现报量报价参与现货市场。若未能达到上述准入门槛，分布式新能源则只能被动作为价格接受者参与现货市场。

在可参与交易品种方面，独立报量报价和聚合为发电类虚拟电厂两种方式均可参与电能量市场的多类品种交易，可在年度、月度、周、多日、日前、实时等不同周期建立中长期和现货仓位。这使得分布式新能源可以在不同交易周期窗口间灵活调仓，从而减少偏差考核并增加价格套利机会（图表8.1）。在这两种模式下，分布式新能源基本视同集中式新能源管理。例如，广东和山西均要求其报量报价参与日前和实时市场；山东要求其全量参与实时市场出清结算、可自愿选择参与日前市场偏差结算；三省均未对其参与中长期市场进行限制。相比较而言，选择“以价格接受者”形式的分布式新能源无法参与中长期交易（含绿色电力交易）。这类分布式新能源由于缺少功率预测和自主交易能力，往往由调度机构出具其发电预测曲线作为现货市场出清依据，最终以实际上网电量及所在节点实时市场分时电价结算。

^{xvii} 在山东、湖北、山西等地，负荷类虚拟电厂会进一步区分为全电量/能量型/市场型负荷类虚拟电厂和调节量/调节型/响应型负荷类虚拟电厂，前者聚合用户侧资源的全部电量参与电能量市场，后者仅聚合用户侧资源的调节电量参与电能量市场或特定交易品种（如山西的新型经营主体电力响应交易）。

^{xviii} 国家发展改革委、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》（发改价格〔2025〕136号）

图表8.1 部分省份分布式新能源电能量市场参与方式

省份	参与方式		现货市场		中长期市场参与情况
			日前市场	实时市场	
广东	独立报量报价		报量报价参与		自愿参与
	聚合为发电类虚拟电厂报量报价参与				
	价格接受者		不能参与	按照上网电量及 所在节点分时电 价结算	不能参与
山东	独立报量报价		全量参与日前 可靠性机组组合， 自愿参与日前经 济出清	全量参与，暂按 日前市场申报信 息出清	自愿参与
	聚合为虚拟电厂分布式发电类聚合单 元参与				
	价格接受者		不能参与	按照上网电量及 所在节点分时电 价结算	不能参与
山西	独立报量报价		报量报价参与		按集中式新能源交易模式参与
	聚合为	分布式电源类虚 拟电厂			
		源荷类虚拟电厂		报量报价参与日前市场，可自主选择 参与日内 / 实时市场	原则上不参与
	价格接受者		不能参与	按照上网电量及 所在节点分时电 价结算	不能参与

注：山西“源荷类”虚拟电厂指虚拟电厂运营商按照源网荷储一体化、绿电园区、微电网等项目要求，聚合一定比例的新能源、用户及配套储能，作为一个整体组建成虚拟电厂，应具备自主调峰、调节能力，可为公共电网提供调节服务。目前广东省虚拟电厂入市方案与南方区域仍略有差异，暂以广东省为准。

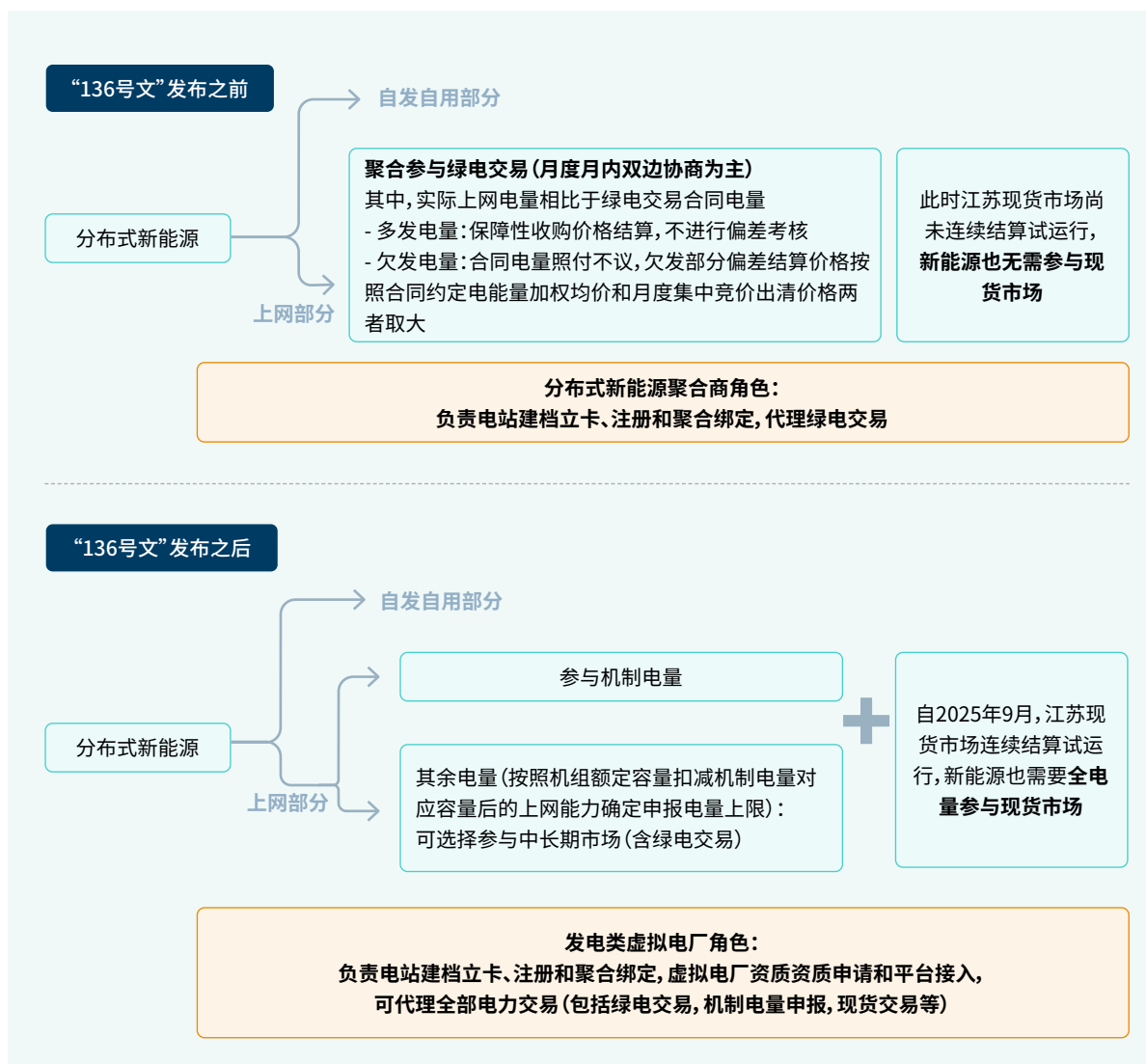
来源：各省电力交易中心⁴⁹，落基山研究所

分布式新能源业主需要综合考虑上述市场参与方式的技术改造成本和预期收益，从而选择更适合的入市方式。独立报量报价和聚合为发电类虚拟电厂一般都需要分布式新能源具备“可观、可测、可调、可控”（以下简称“四可”）能力，满足被电网调度或者被虚拟电厂运营商调控的技术要求。据相关估算，一套工商业分布式光伏“四可”设备硬件价格在1-3万元之间，新增“四可”设备后工商业分布式光伏电站初始投资成本将增加约1%⁵⁰。此外，独立参与方式还需要分布式新能源自主建设电力交易能力，进一步增加了投资成本和运营难度。对于聚合参与方式，分布式新能源可以借助虚拟电厂运营商的交易能力，同时共享聚合资源池中分布式新能源、储能等资源作为一个整体参与电力市场获得的更高收益。但目前，各省虚拟电厂入市进度各异、发电类虚拟电厂多处于资质申请和平台接入阶段，尚未形成规模化落地。分布式新能源业主需密切关注市场上聚合方式参与的实际案例和收益数据，并与虚拟电厂运营商协商资源代理合同中的电能量结算价格、红利分享比例、代理服务费用等条款。

部分省份曾探索聚合商代理分布式新能源聚合参与绿电交易，后续将以发电类虚拟电厂为主体继续开展

在 136 号文发布之前，江苏、浙江、安徽三省曾开展分布式绿电聚合交易，即分布式新能源聚合商代理分布式新能源电站参与绿电交易。这种模式降低了分布式新能源的入市难度，也扩大了本省绿电供应规模。当时，三省现货市场均未连续运行，且分布式新能源仍可被电网保量保价收购。因此在现实操作层面，聚合商和售电公司（或直接参与市场的大用户）之间通常以煤电基准价定价分布式新能源的电能量部分，参考集中式新能源绿色电力交易结果定价环境价值部分；绿电交易合同电量只要小于等于所聚合分布式新能源上网电量，则不会被偏差考核，其余电量按保障性收购价格结算。因此，聚合商的角色较为简单，其主要价值在于帮助分布式新能源获取环境价值，通常不需要具备对聚合资源的调控能力。

图表8.2 分布式光伏聚合参与绿电交易流程图（以江苏为例）



注：2026 年 1 月，江苏电力交易中心发布《关于开展江苏分布式新能源聚合参与电力市场交易相关工作的通知》，文件要求已注册生效的分布式新能源聚合商需于 2 月 28 日前补充相关材料、重新注册为虚拟电厂主体类型，原来的聚合服务关系也将自动切换至虚拟电厂主体类型所属。

来源：江苏电力交易中心^{51,52,53}，落基山研究所

在 136 号文发布之后，分布式新能源聚合商需转变为发电类虚拟电厂，承担绿电交易之外的更多角色，才能稳定维持住客户代理关系：

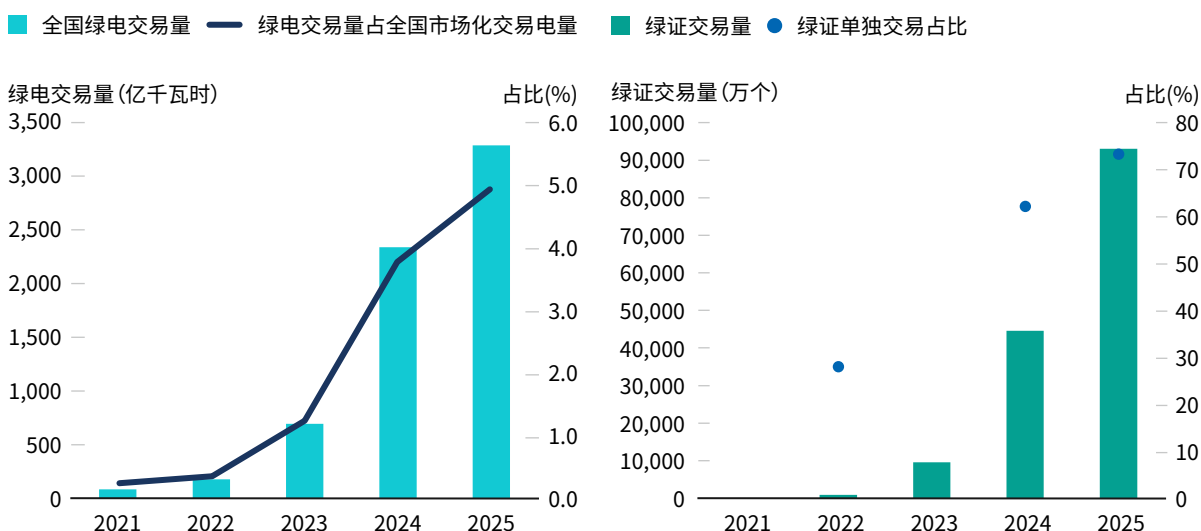
- **全面代理入市交易：**根据全国大多数省份的交易规则，分布式新能源上网电量部分可以参与机制电量，机制电量之外的部分可选择参与中长期市场（含绿电交易）、全电量参与现货市场。因此，若原聚合商转型为发电类虚拟电厂并具备代理分布式新能源参与多种交易品种的能力，便可为客户提供综合性服务、最大化整体收益。但这一转型仍有赖于省级层面更新出台虚拟电厂管理办法、新能源入市方案等政策规则，确定发电类虚拟电厂这一新型经营主体的注册管理方式、聚合资源要求、各交易品种的准入条件和参与细则等。2025 年 7 月，广东省率先发布《广东虚拟电厂参与电能量交易实施细则（试行）》，明确选择以虚拟电厂聚合方式参与电能量交易的光伏、风电和独立储能由虚拟电厂运营商代理其全部电能量交易（含绿电交易）。同年 12 月，广东首批 5 家发电类虚拟电厂交易单元正式参与现货交易，聚合分布式光伏等资源总容量约 33 兆瓦⁵⁴。
- **建设对所聚合分布式新能源的调控能力：**与此前仅帮助客户获取环境价值的聚合商不同，发电类虚拟电厂需要接入调度自动化系统，具备实时接收并执行调度指令的能力。这要求其对所聚合资源具备实时调控能力，因此有必要向分布式新能源客户提供“四可”相关技改服务。2025 年 7 月发布的《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》就要求“选择以发电类虚拟电厂方式聚合参与市场交易的分布式新能源，其‘四可’能力由虚拟电厂运营商按照国家有关规定组织建设”。

新模式下，分布式资源网络和聚合交易能力将成为发电类虚拟电厂运营商的核心竞争壁垒。以广东首批入市交易的发电类虚拟电厂为例，其背后的建设运营企业有广东电网能源投资有限公司、中山市综合能源服务有限公司、港华（深圳）绿电有限公司和中广核太阳能（深圳）有限公司。这四家公司的核心业务范围均覆盖分布式新能源开发和运维、综合能源服务等领域，使得其积累了广泛的可聚合资源网络，并具备了一定的分散式资源管理经验。同时，上述公司也均拥有售电资质，具备电力交易的能力和实战经验。**总结而言，拥有分布式新能源运维、售电、综合能源服务等产业背景的公司具备率先开展发电类虚拟电厂业务的竞争优势。**此外，该公司还可探索为分布式新能源业主方提供负荷优化管理、能源托管、能碳管理等增值服务。

09 绿电供需关系宽松平衡，多元应用场景驱动绿证需求加速释放

2025 年，绿电交易和绿证交易规模持续扩张，交易价格保持低位运行。交易规模方面，2025 年绿电交易电量达 3,285 亿千瓦时，同比增长 38.3%⁵⁵，占全国市场化交易电量的比重提升至 5%，占比持续上升。同期，绿证交易量达 9.30 亿个，同比增长 109%。其中，绿证单独交易仍为绿证交易的主要形式，2025 年绿证单独交易量为 6.8 亿个，占比约 73%⁵⁶。交易价格方面^{xix}，国网区域以江苏省为例，2025 年绿电结算均价为 415.23 元 / 兆瓦时，其中绿色环境权益均价为 14.86 元 / 兆瓦时⁵⁷，两者均低于 2024 年的 426.19 元 / 兆瓦时和 24.92 元 / 兆瓦时⁵⁸。南网区域以广东省为例，2025 年绿电交易均价为 393.1 元 / 兆瓦时⁵⁹，其中绿色环境权益均价为 11 元 / 兆瓦时，2024 年这两个价格分别为 473 元 / 兆瓦时和 8.8 元 / 千瓦时⁶⁰。2025 年 4 至 12 月全国绿证交易加权均价为 4.39 元 / 个，低于 2024 年 5.59 元 / 个⁶¹，但 2025 年下半年绿证价格较上半年有明显回升，增长约 90%⁶²。

图表9.1 2021-2025年绿电绿证交易量



来源：国家能源局，北京电力交易中心，落基山研究所

绿电交易规则持续完善，未来两年绿电供给预计保持相对充裕

随着数年期交易机制不断健全，具备长期绿电需求的用户可通过数年期交易锁定绿电供给与价格。自 2024 年年底北京电力交易中心发布《多年期省间绿色电力双边协商交易协议参考模板》和《多年期省内绿色电力双边协商交易协议参考模板》起，数年期交易规则持续更新。2025 年 10 月 31 日，北京电力交易中心发布《绿色电力交易实施细则补充修订条款》（京电交市〔2025〕78 号）⁶³，明确数年期交易在绿色电力交易中有最高优先顺序，并推动数年期绿色电力交易在年度、月度市场中按需开展，增加数年期交易签约窗口。《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）（本章节内以下简称《基本规则》）同样鼓励经营主体参与数年期绿电交易，并探索建立数年期绿电交易常态化开市机制。从市场实践看，多年期绿电协议（PPA）累计成交电量已达 600 亿千瓦时⁶⁴。在数年期交易规则持续完善的背景下，购售双方主体或将迎来更规范、更灵活的交易窗口和议价机制，数年期绿电交易规模有望进一步提升。

^{xix} 此处提及的绿电及绿证价格均为批发侧价格，通常低于终端企业用户采购的零售价格。

绿电交易与其他中长期交易品种的衔接进一步增强。在基础规则方面，新版《基本规则》整合纳入了原有《电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章》中的相关内容，强化了基础规则体系的统筹衔接。在具体交易安排方面，绿电交易和中长期分时段交易接轨，电能量部分采取分时段或带曲线方式开展交易。浙江、安徽、河南、湖北、四川等地区按照 24 个时段组织交易；冀北电网等地区则采用尖峰、高峰、平段、低谷、深谷五时段签约交易⁶⁵；江西等地区进一步提高时间精度，细化至按 48 个时段⁶⁶。除此之外，北京、天津等地仍按 24 小时申报电量，但电价仍然执行全天单一申报。

根据各地 2026 年电力中长期交易工作方案，目前对绿色环境价值的定价指导方式主要有三种（详见图表 9.2）。一是参照绿证平均价格形成指导价格，代表省区包括北京、蒙东、江苏；二是设置环境价值价格上限等绝对限价标准，代表省区包括蒙西和浙江；三是不设明确价格指导，代表省区包括安徽、山东、河南。**随着市场经验的逐步积累，不进行限价、由市场自主形成绿电环境价值的方式可能成为主流。**

图表9.2 部分省网绿电交易环境价值价格限价/指导

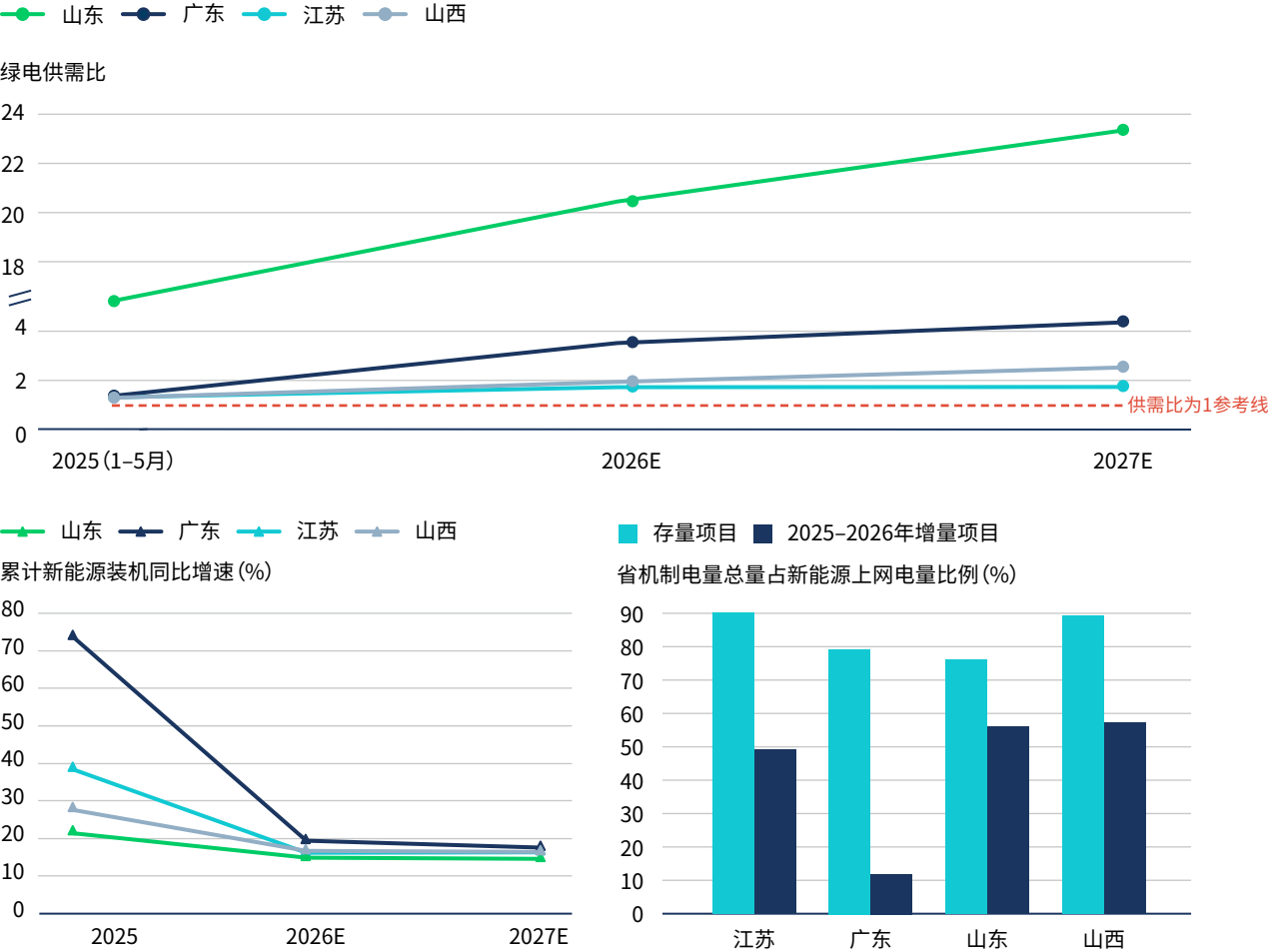
限价方式分类	省网	限价方式
参照绿证平均价格	北京	可参考国网经营区平价绿证市场上一结算周期(自然月)的平均价格
	蒙东	绿色环境权益价值按照绿色电力证书市场供需合理确定
	江苏	绿电环境价值可参考交易组织前北京电力交易中心绿证市场成交均价
设置环境价值价格上限	蒙西	不低于 1 元 / 兆瓦时, 不高于 31.5 元 / 兆瓦时
	浙江	绿证最低不得低于 0.01 元 / 个, 最高不得高于 50 元 / 个
不设明确价格指导	安徽	不设上限, 价格需大于 0
	山东	不对绿证价格进行限价或者指导价格
	河南	不进行限价或指定价格

来源：各省 2026 年电力中长期交易工作方案，各省绿色电力交易实施方案，落基山研究所

机制电量不参与绿电交易，但未来两年绿电交易的供给仍有望处于宽松区间，供需比有望持续扩大。绝大多数省区已完成 2025 年和 2026 年机制电量竞价工作。根据现行规则，纳入机制的电量不能参与绿电交易。为量化机制电量对绿电交易供给规模的影响，我们基于江苏、广东、山东、山西四省的机制电价实施细则、机制电量竞拍结果以及新能源装机预测，对 2025–2027 年这四个省份的绿电交易供需情况进行了测算。测算中，绿电交易供给按照新能源发电量减去机制电量规模计算，其中新能源发电量基于新增装机规模预测及平均利用小时进行估算。绿电交易需求方面，江苏、广东为全省绿电交易电量扣除省间交易电量，山东和山西则同时考虑省内需求及外送需求。新增绿电交易需求根据过去两年绿电交易增长率进行估算，并结合绿电交易量占全省用电量比例进行交叉校验。结果显示（见图表 9.3），2025 至 2027 年间，四省绿电供需比均呈逐年上升趋势，且始终大于 1。这表明在不考虑网架阻塞时，2026–2027 年四省绿电市场整体将处于供给大于需求的状态，且供给充裕程度将持续提升。

在绿电交易需求稳健增长的情况下，绿电供需宽松这一结果主要受供给侧两方面因素驱动。其一是新能源装机规模持续增长。在经历 2025 年的较快增长后，预计 2026–2027 年四省新能源装机增速回落至 15%–20% 区间，但依然能为绿电市场提供稳定增量供给。其二是增量项目机制电量总规模有限。从单个项目申报上限比例来看（见图表 9.4），增量项目多处于 70%–90% 区间，与存量项目差异较小。然而，受增量项目的机制电量竞拍总规模的限制，相对存量项目而言，增量项目入选机制电量的规模占上网电量的比例明显下降（见图表 9.3）。这意味着，近半数的增量项目发电量需要直接进入市场，从而成为绿电新增供给的重要来源。受此供需关系影响，绿电的环境价值上行空间相对有限。

图表 9.3 江苏、广东、山东、山西绿电供需比、新能源装机增速及机制电量占比



注：江苏、广东绿电供需比为省内绿电可供量 / 绿电交易省内购买需求，即电力交易需求不包括通过省间交易满足的部分，山东、山西绿电供需比为省内绿电可供量 / 绿电交易需求。省内绿电可供量为全省新能源发电量减去机制电量部分。

来源：各省发展和改革委员会，各省电力交易中心，中国光伏行业协会，落基山研究所

图表 9.4 江苏、广东、山东、山西单个项目机制电量申报上限

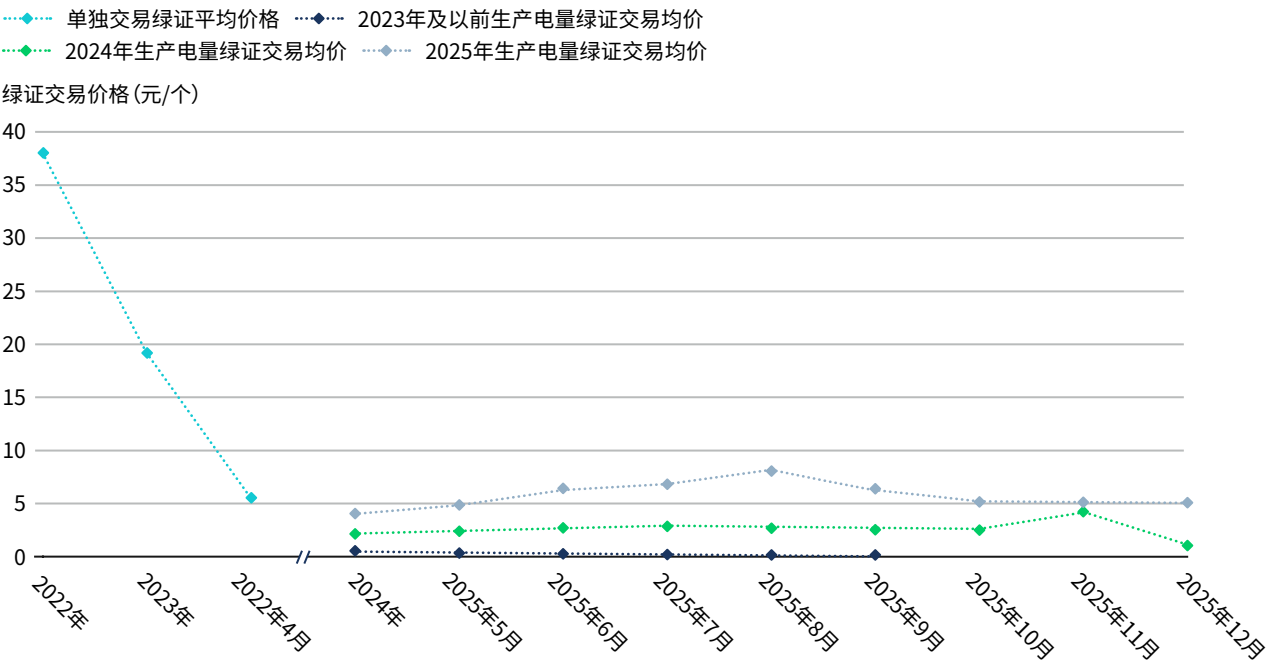
省份	存量项目单个项目申报电量上限	增量项目单个项目申报电量上限
江苏	户用分布式、光伏扶贫： 100% 其余： 90%	90%
广东	2024 年 12 月 31 日前 110 千伏以下电压等级项目： 100% 2025 年 1 月 1 日起 110kV 及以上电压等级集中式项目： 50% 其他项目： 70%	110 千伏以下分布式光伏项目： 80% 其他分布式光伏项目： 70%
山东	光伏扶贫： 100% 2024 年 12 月 31 日以前自然人户用： 100% 2025 年 1 月 - 5 月 31 日自然人户用： 85% 大型工商业项目： 0% 其他存量项目： 80%	风电： 70% 光伏： 80%
山西	集中式平价项目： 85%	80%

来源：各省发展和改革委员会，落基山研究所整理

绿证全生命周期管理加强，消费场景更加丰富

受绿证有效期和核销时间匹配要求的影响，“新鲜”的绿证价格更高。在 2025 年绿证交易中，2025 年生产电量对应的绿证均价约为 5.83 元 / 个，2024 年生产电量对应的绿证均价为 2.69 元 / 个，2023 年及之前生产电量交易均价低至 0.23-0.63 元 / 个。这与部分绿证应用场景中电量生产年份与消费年份自然年匹配要求有关。2026 年 1 月，国家能源局印发《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》（国能发资质规〔2025〕107 号，以下简称《实施细则》）⁶⁷。《实施细则》健全了绿证核发、划转、核销的全生命周期管理，明确绿证有效期为两年，同时要求绿色电力消费年份应与绿证所对应的电量生产年份保持一致。在新版《实施细则》要求下，自然年匹配的要求进一步强化，“新鲜”绿证成交价格更高的趋势将被延续。

图表9.5 2022-2025年绿证交易价格



注：2023 年数据使用国家电网经营区数据。2025 年 1-3 月绿证交易平均价格受披露情况影响未在图表中列出。

来源：国家能源局，落基山研究所

首个省级账户绿证分配方案发布征求意见稿，其余省份分配方案尚未出台，相应分配路径存在不确定性。根据《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），纳入机制的电量不得重复获得绿证收益，机制电量相关绿证将划转至省级账户。省级账户中的绿证分配方式以各省出台的省级账户绿证分配方案为准。截至 2026 年 3 月末，仅云南省发布了省级账户绿证分配方案的征求意见稿⁶⁸，提出通过政策性分配与市场化分配相结合的方式，将省级账户中的绿证划转给支付了新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用的工商业用户。除云南模式外，各地还可能通过拍卖等方式再分配省级账户绿证，并将相关收益纳入系统运行费用并全体工商业用户共享，具体分配方案有待出台。

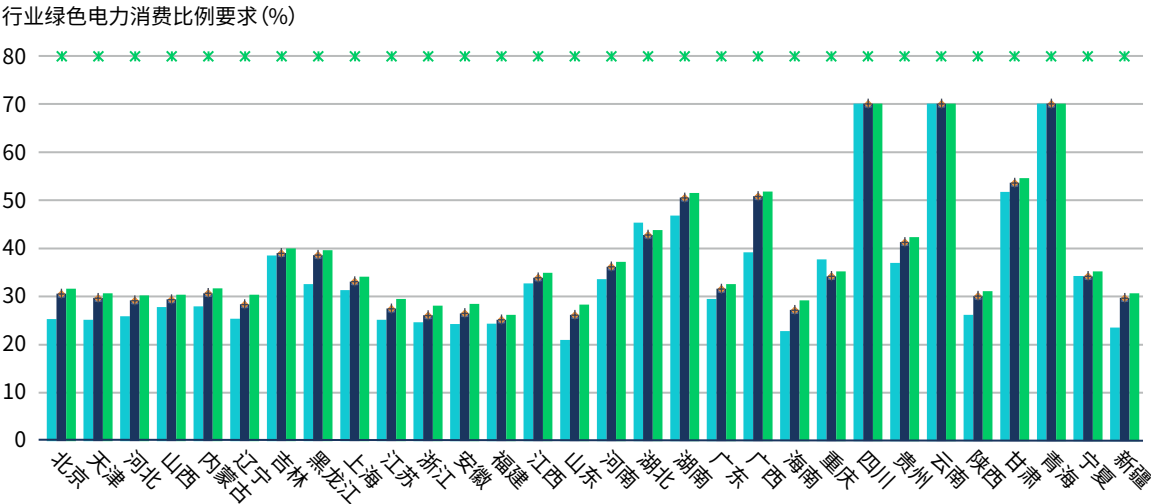
未来几年，行业绿色电力消费比例要求和国内外大型企业供应链的低碳管理需求是绿证消费的主要驱动因素。绿色电力消费将呈现购买主体更加多元、应用场景更加丰富的趋势，这将激发绿证消费需求、加快释放绿证市场潜力。

纳入绿色电力消费比例考核和监测的行业将逐渐增多，最低消费比例将持续升高，更多企业需要通过自身用能管理来满足合规要求。2025 年，电解铝行业的绿色电力消费比例已由监测转入强制考核，各省电解铝行业绿色电力消费比例要求在 25.2% 至 70% 之间，并且约 90% 的省份 2026 年预期性指标高于 2025 年的比例要求。钢铁、多晶硅、水泥及国家枢纽节点数据中心等行业已纳入监测体系，其中各省国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例均为 80%（见图表 9.6）。此外，2025 年 3 月五部门联合发布的《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）⁶⁹ 明确提出“加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿电消费比例”。未来绿色电力最低消费比重监测与考核范围有望进一步向建材、石化、化工等重点行业扩展。

用电侧绿色电力消费考核和监管标准将更为严格。根据《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》⁷⁰，纳入绿色电力消费最低比重考核行业的相关企业中，未达标企业需在指标公布三个月内通过绿证交易或其他市场化交易方式补充完成。逾期未完成的，实行约谈通报机制，且失信记录会同步至金融征信系统。

图表9.6 2024-2026年各省重点用能行业绿色电力消费比例

■ 2024年电解铝行业绿色电力消费比例 ■ 2025电解铝行业绿色电力消费比例 ■ 2026电解铝行业绿色电力消费比例(预期性)
◆ 2025年多晶硅行业绿色电力消费比例 ▲ 2025年钢铁行业绿色电力消费比例 + 2025年水泥行业绿色电力消费比例
✱ 行业绿色电力消费比例要求(%)



来源：国家发展改革委^{71,72}，落基山研究所

国内外供应链“链主”正通过供应链管理，持续推动绿色电力消费。近期，供应链管理在提高绿色电力消费比例中扮演着越来越重要的角色。一方面，相当一部分跨国企业链主都已将 2030 年列为重要的减排节点年份，如 Apple 承诺到 2030 年整个业务、生产供应链和产品生命周期实现碳中和⁷³，耐克计划到 2030 年供应链在 2015 年的基础上减少 30% 碳排放。这将推动其在华供应商提高绿色电力消费比例。另一方面，央企深化绿色低碳采购，带动供应链企业提升绿电消费水平。近期国务院国资委印发《中央企业绿色低碳供应链建设指引（试行）》⁷⁴，加强供应商的绿色低碳管理、推行绿色生产，推动供应商实施清洁能源替代，逐步提升可再生能源和绿色电力消费比例，并建立供应商绿色低碳分类分级动态管理机制。根据评价结果，企业将优先与绿色低碳发展方面表现优异的供应商合作，针对存在严重不足或长期未改进的供应商，中央企业将逐步降低份额、暂停采购直至终止合作。该指引将让央企绿色低碳供应链建设更加有章可循、有标可依，支撑央企发挥龙头作用，带动产业链供应链加大绿色电力消费力度从而实现绿色低碳转型。

10 车网互动试点建设持续推进，部分省份开始探索V2G上网电价机制

2025 年 4 月，国家发展改革委办公厅等联合发布了《关于公布首批车网互动规模化应用试点的通知》（发改办能源〔2025〕241 号）⁷⁵，广州、常州、上海等九个城市及 30 个项目入选国家首批车网互动规模化应用试点名单。车网互动包括新能源汽车的有序充电与双向充放电，在《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》第 10 章节中，我们重点分析了用于引导有序充电的个人桩分时电价实施进展及分时电价动态调整趋势。今年，我们进一步将关注重点拓展至双向充放电（以下简称 V2G）的政策与市场发展情况。

现阶段车网互动试点重点在新能源汽车渗透率较高地区开展

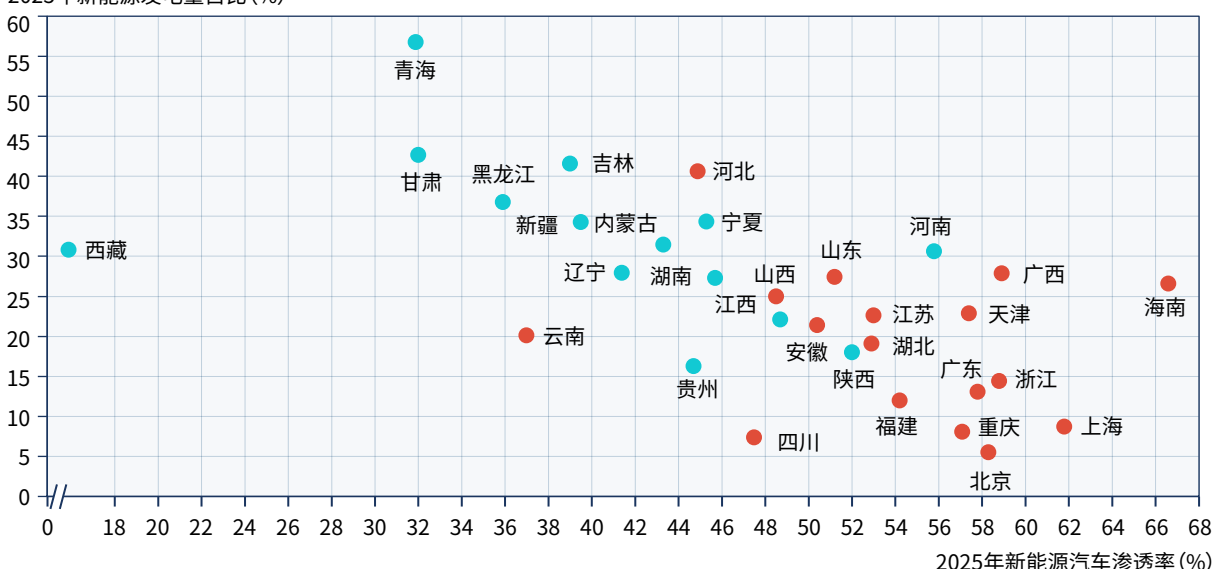
目前车网互动试点建设已取得阶段性进展。截至 2025 年 10 月，我国已建成 V2G 桩 3,832 个，聚合车网互动资源 1,943 万千瓦⁷⁶。含城市试点和项目试点在内，我国已有 17 个省份开展车网互动规模化应用试点，首批国家级试点集中在新能源汽车渗透率较高的地区，与当地新能源发电量占比的关系不明显（见图表 10.1）。新能源汽车渗透率较高的地区充电基础设施规模较大，应用场景更为成熟，更具备开展相应试点的条件。

从已开展的试点情况看，V2G 仍处于技术与机制验证阶段，但试点规模将逐步扩大。当前试点主要通过签约车辆、约定收益，验证车辆大规模反向放电场景下电网的承载与安全稳定运行能力，并探索可行的商业运行机制。以常州市为例，2025 年 8—11 月期间，约 25 个充电场站（不含公交场站）参与了 4 次放电测试，参与模式涵盖居民个人充电桩用户邀约参与，以及依托商用充电桩与车主签约参与等形式⁷⁷。随着首批试点经验的积累，根据《电动汽车充电设施服务能力“三年倍增”行动方案（2025—2027 年）》⁷⁸，车网互动试点范围有望在未来两年进一步扩大。

图表10.1 各省新能源汽车渗透率与新能源发电量占比

● 纳入第一批国家试点的省区(含城市试点和项目试点) ● 其他省区

2025年新能源发电量占比(%)



来源：国家发展改革委，中国充电联盟，中国电力企业联合会，落基山研究所

部分地区陆续出台 V2G 补贴政策，以降低投资门槛、推动基础设施落地。目前 V2G 仍处于商业化模式探索阶段，同时 V2G 桩安装成本显著高于有序充电桩。以个人桩为例，V2G 桩价格约为有序充电桩的 2-5 倍，较高的初始投资成本在一定程度上制约了 V2G 充电基础设施的建设。在此背景下，部分市级、县级、区级政府通过财政补贴等方式推动车网互动基础设施建设，补贴对象涵盖充电运营平台及终端用户，包括安装建设补贴、放电补贴及调节能力补贴等（详见图表 10.2）。从当前补贴政策来看，各地仍以安装建设补贴为主，放电补贴及调节能力补贴因省而异，主要用于支撑试点的放电测试活动。

图表10.2 部分地区V2G试点补贴政策类型及水平（截至2026年3月）

地区	安装补贴	放电补贴	调节能力补贴
上海市	针对自 2025 年 3 月之后建成的示范小区充电设备，给予充电企业设备投资 30% 的补贴，直流、交流设施功率补贴上限分别为 600 元 / 千瓦、300 元 / 千瓦；对示范小区业主大会，按新建充电车位数量给予一次性补贴，5-10 个车位，一次性补贴上限为 3 万元，11-20 个车位，一次性补贴上限为 5 万元，20 个车位以上，一次性补贴上限为 8 万元。 ⁷⁹	—	对 2024 年 1 月 1 日至 2028 年 12 月 31 日并网的智能充（放）电桩 V2G，根据电网企业调节能力考核结果给予奖励，奖励期 3 年。如 2025 年 9 月 1 日前并网的个人自用、政府机关、企事业单位专用的智能充放电桩，考核结果为优良时，可获得每年 240 元 / 千瓦的奖励，奖励上限为 7 千瓦 / 年。 ⁸⁰
广东省 广州市 ⁸¹	对购置或投资更新 V2G 设施（平台）的企业或用户按不超过投资额的 50% 给予建设补贴。	对 V2G 设施放电量按不超过 5 元 / 千瓦·时给予奖励，奖补资金总额不超过 2000 万元。	给予有功功率需求响应补贴（按不高于 3.5 元 / 千瓦·时）、无功功率需求响应补贴（按不高于 0.12 元 / 千乏·时）、建设有技术支持系统并具备分钟级实时调节能力的虚拟电厂备用容量补贴（按不高于 0.01 元 / 千瓦·时），奖补资金总额不超过 1000 万元。
广东省 深圳市 坪山区	对辖区内建成的车网互动（V2G）项目，按 V2G 桩放电总功率一次性给予 200 元 / 千瓦的建设补贴，单个项目补贴金额最高不超过 20 万元。V2G 桩放电总功率原则上不低于 500 千瓦。 ⁸²	—	—
海南省 海口市 ⁸³	对于额度放电功率小于 7 千瓦（含）的 V2G 桩，在 2025 年 12 月 31 日前，单桩反向放电时间大于 80 小时，按照 600 元 / 千瓦给予建设补贴； 对于额定放电功率大于 7 千瓦（不含）的 V2G 桩，在 2025 年 12 月 31 日前，单桩反向放电时间大于 70 小时，按照 500 元 / 千瓦给予建设补贴。	对于 V2G 试点项目，新能源汽车参与反向放电的，按照 2 元 / kWh 进行放电补贴，总奖励金额不超过 50 万元。	—
山西省 阳泉市 盂县 ⁸⁴	商业 V2G 充电桩补贴 50 元 / 千瓦，单站补贴金额不超过 25 万元	—	—

来源：各市区县政府，落基山研究所整理

三省已出台V2G放电上网电价政策，车主收益取决于高电价时段捕获能力

探索新能源汽车及充换电站向电网反向放电的价格机制，是推动 V2G 实现商业化的关键环节。截至 2026 年 2 月，广东、江苏、山东三省已率先出台 V2G 放电上网电价政策（详见图表 10.3）。从价格设计来看，目前主要存在两类模式：一类是参考电力现货价格，以山东为代表，采用实时市场发电侧节点加权平均电价；另一类是结合燃煤标杆电价与行政分时电价的分时放电价格，江苏和广东均采用该模式。其中，广东各时段放电价格为燃煤标杆电价乘以各时段浮动系数，分为尖峰、高峰、平段、谷段价格，而江苏仅在尖峰时段参考分时电价，其余时段均以燃煤标杆电价结算。

图表10.3 部分省份车网互动放电价格机制设计

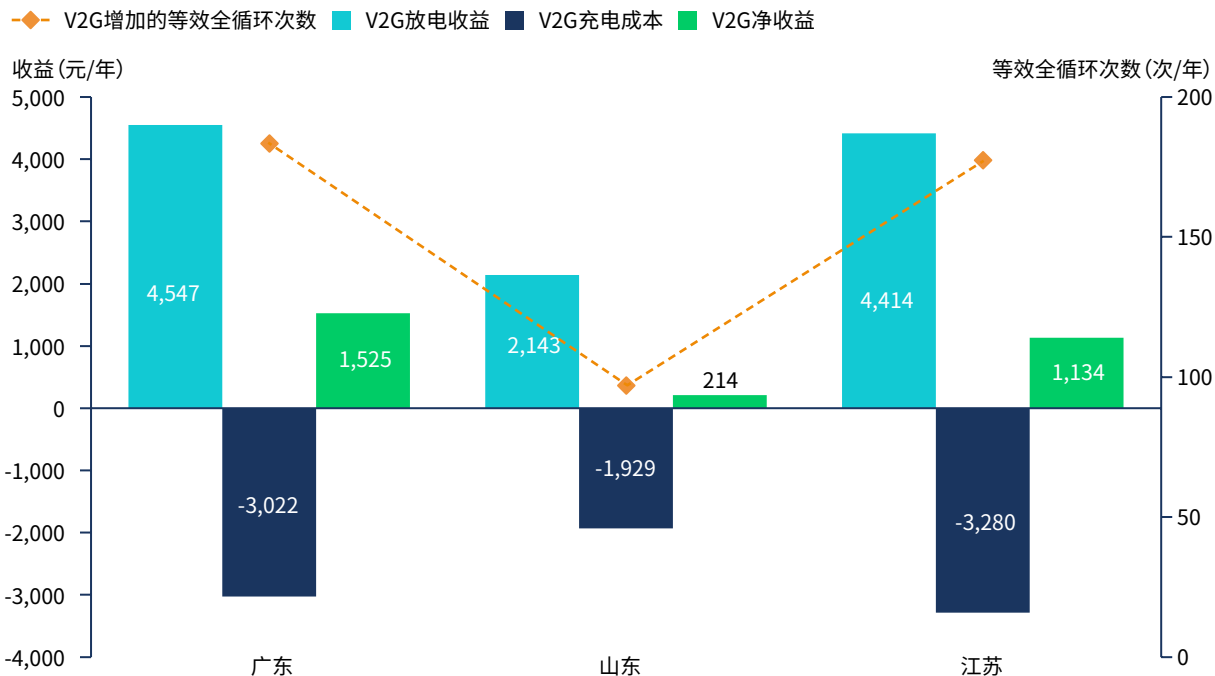
地区	充电桩类型 (商用桩 / 居民桩)	放电价格机制设计
广东 (仅广州市、深圳市) ⁸⁵	不区分	在 燃煤标杆电价 的基础上参考行政分时确定各时段价格燃煤标杆电价 0.453 乘以各时段浮动系数
江苏 ⁸⁶	商用桩	尖峰时段参考当月电网代理工商业购电同电压等级尖峰到户电价结算 , 其余时段为江苏省燃煤发电基准上网电价 0.391
山东 ⁸⁷	商用桩 (参与电力市场交易)	执行山东电力实时市场发电侧节点加权平均电价, 同时承担相关市场运行费用
山东 (仅济南市、淄博市) ⁸⁸	居民桩	执行山东电力实时市场发电侧节点加权平均电价 (即每日 96 点电价, 不具备 96 点计量条件的按照算术平均原则处理为每日 24 点电价)
上海	仅面向测试车辆	
安徽		
重庆		
四川		
广西		
海南		

来源：各省发展改革委，落基山研究所整理

目前放电价格采用“燃煤标杆电价 + 行政分时电价”定价的地区，参与 V2G 的收益相对更高。基于山东、广东、江苏三省的充放电价格水平（见图表 10.3），我们对车辆参与 V2G 的收益情况进行了测算。结果显示，在峰谷价差套利的商业模式下，以居民个人桩为例，广东和江苏车主的年净收益均可超过 1,000 元（见图表 10.4），而山东由于放电价格参考实时市场，19 点至次日 8 点的放电时段内电价均值相对较低（见图表 10.5），导致全年放电收益明显偏低。整体来看，在“燃煤标杆电价 + 行政分时”的放电价格机制下，个人桩参与 V2G 实现峰谷套利具备较好的收益空间，在放电政策不变和不考虑其他成本的前提下，项目成本回收期约为 3-5 年。而在参考实时市场加权电价时，V2G 个人桩的项目成本回收期则在 10 年以上。

但需要注意的是，当前测算结果面临两方面不确定性。首先，测算时未考虑参与 V2G 带来的电池额外损耗。在广东情景下，车辆参与 V2G 每年将增加约 188 次等效全循环（见图表 10.4），对电池寿命的影响可能带来额外隐性成本。其次，从放电价格动态调整方向来看，当前行政分时电价对终端电价的影响逐渐减弱，现货市场价格信号的作用将不断增强。未来 V2G 实现规模化商业化后，放电价格机制存在向山东模式演进的可能，即参考实时市场加权均价。采用该类机制后，V2G 项目收益水平或将有所下降。

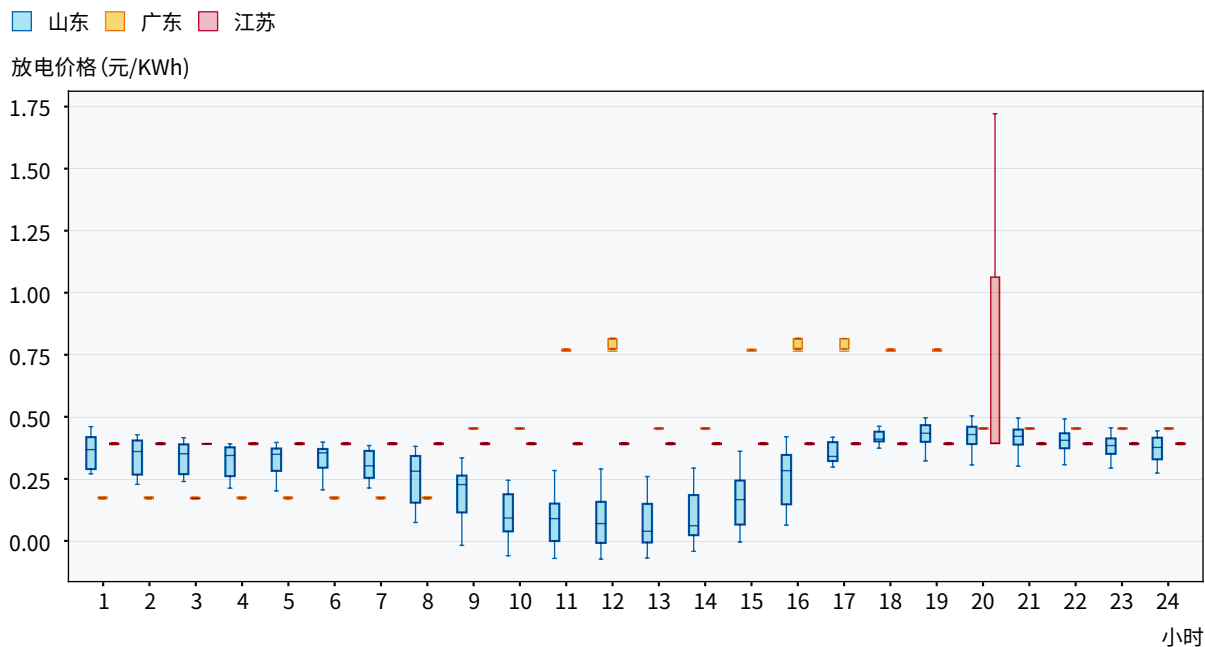
图表 10.4 山东、广东、江苏居民桩用户参与 V2G 的成本与收益测算



注：模拟假设车辆每周参与 V2G 4 天，参与时段为 19:00 至次日 8 点，结束后 SOC 恢复至 90%，电池充放电效率为 95%。车辆电池容量为 70kWh，V2G 桩额定功率 7kW；车主日均行驶里程为 35km，充放电过程中的 SOC 范围设定为 20%–90%。江苏尚未出台居民个人桩的放电价格政策，模拟时假设江苏个人桩放电价格与商用桩放电价格政策一致。

来源：落基山研究所

图表10.5 广东、江苏、山东全年8760小时放电价格分布



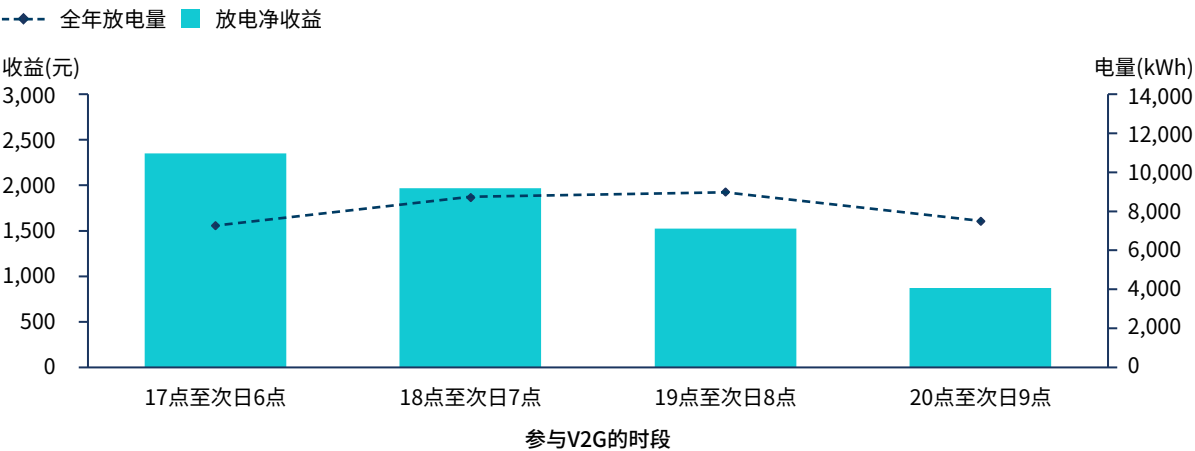
注：横轴中 1 代表 0:00–1:00，以此类推。江苏尚未出台居民个人桩的放电价格政策，模拟时假设江苏个人桩放电价格与商用桩放电价格政策一致。

来源：落基山研究所

从车主角度来看，参与 V2G 是否具备经济性，核心取决于车辆使用行为与放电价格机制的匹配程度。其中，车辆日常停放时段能否覆盖放电价格的高峰时段是决定收益水平的关键因素。在参与 V2G 时长相同的情况下，放电时段覆盖高电价时段越长，车主可获得的收益越高。以广东为例，工商业分时电价将 15 点至 19 点划分为高峰时段，20 点之后为平段。在参与总时长不变的前提下，参与 V2G 时间越早、对晚高峰时段的覆盖程度越高，对应收益也越高。每多覆盖一小时高峰时段，年收益将增加约 400 元。一旦参与时段无法覆盖晚高峰，收益将显著下降。例如，在 20:00 至次日 9:00 的参与情景中，收益较基础情景下降约 43%（见图表 10.6）。也就是说，当用户在决策是否通过个人桩参与 V2G 时，需重点评估车辆日常停放时间是否能够覆盖当地分时电价中的高峰、尖峰时段，或实时市场加权平均电价的高价时段。

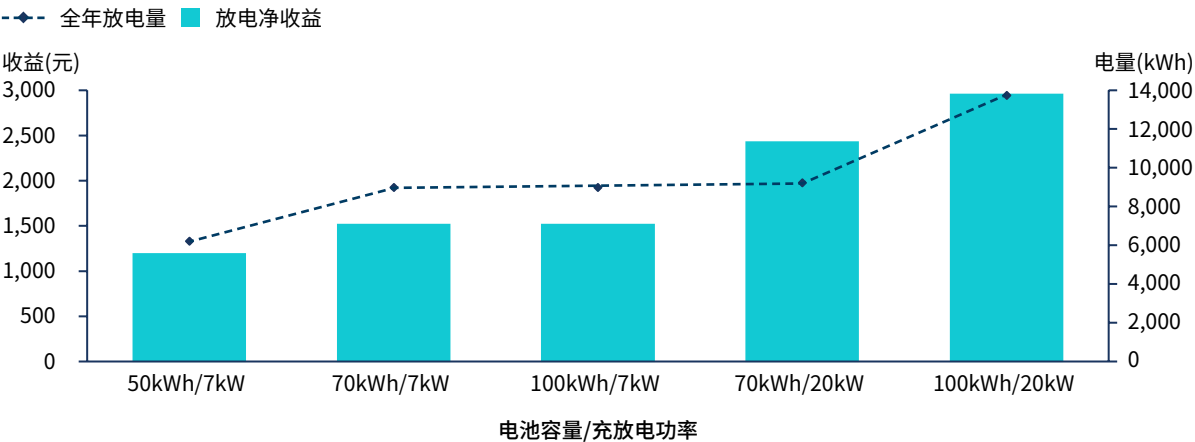
此外，更高功率的 V2G 桩和更大的 SOC 区间将有助于提升车主参与 V2G 的收益。在电池容量相同的情况下，充电桩功率越高，车辆在高电价时段内可释放的电量越多，对应收益显著提升。测算结果显示，20 kW 充电桩相较 7kW 可提升收益约 60%–94%。电池容量与充放电功率的匹配程度同样关键。大容量电池在配合高功率充放电设备时，能够释放更多调节能力，从而获得更高收益。但在仅配置慢充桩的情况下，电池容量提升对收益改善有限（见图表 10.7）。SOC 设置方面，SOC 下限设置越高，可用于放电的电量空间越小，对应收益也越低。测算结果显示，在其他条件不变的情况下，SOC 范围为 50%–90% 时的年收益较 20%–90% 下降约 3 成。同时，当 SOC 上限达到 90% 后，进一步提高上限对收益的边际提升已较为有限。

图表10.6 不同参与时段下的V2G收益测算（广东）



来源：落基山研究所

图表10.7 不同电池容量与充电桩功率下的V2G收益测算（广东）



来源：落基山研究所

参考文献

- 1 国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司（2025），关于全面加快电力现货市场建设工作的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202504/t20250429_1397489.html
- 2 兰木达电力现货（2026），电力现货价格及各电源类型收入年报（2025年1月-12月），<https://mp.weixin.qq.com/s/97KJNWM96fjzbCDQgppmKA>
- 3 中国太原煤炭交易中心有限公司（2026），2025年煤炭市场分析及2026年展望，<https://mp.weixin.qq.com/s/jwbZC38VquW3sjUHxPzsHQ>
- 4 赵紫原（2026），深度 | 电力现货市场2.0时代，中国电力企业管理，<https://mp.weixin.qq.com/s/4W9x-St4kpslrgSK5IAnDaw>
- 5 李海龙等（2026），深度 | 黑龙江零电价现象的能源转型启示，中国电力企业管理，https://mp.weixin.qq.com/s/jGX_yblCo_sYL3z_TdVEWA
- 6 兰木达电力现货（2026），黑龙江、福建为何12月现货价格陡降？，<https://mp.weixin.qq.com/s/eCaz-JF5hLQdxNvS4woPN7w>
- 7 国家发展改革委、国家能源局（2025），关于印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400454.html
- 8 国家能源局山东监管办公室（2026），山东能源监管办推动用户侧报量报价参与现货市场，https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202602/t20260202_295233.html
- 9 国务院办公厅（2026），关于完善全国统一电力市场体系的实施意见，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202602/content_7057745.htm
- 10 国家发展改革委、国家能源局（2025），关于印发《电力中长期市场基本规则》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202512/t20251226_1402666.html
- 11 国家发展改革委、国家能源局（2020），关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202007/t20200701_1232843.html
- 12 湖南省发展改革委（2025），关于完善2026年度电力中长期交易价格机制的通知，https://fgw.hunan.gov.cn/fgw/xxgk_70899/tzgg/202601/t20260104_33886065.html
- 13 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（2025），关于做好2026年全省电力市场建设有关工作的通知，http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/12/13/art_306787_79138.html
- 14 广东省能源局（2025），广东省能源局关于做好2026年电力市场年度交易工作的通知，https://drc.gd.gov.cn/gdsnyj/gkmlpt/content/4/4808/mpost_4808355.html#4247
- 15 广东电力交易中心（2026），《广东电力市场中长期电能量交易实施细则（2026年修订）》，<https://news.bjx.com.cn/html/20260205/1482878.shtml>
- 16 国家发展改革委（2021），国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/12/content_5642159.htm
- 17 国家发展改革委、国家能源局（2026），关于完善发电侧容量电价机制的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html
- 18 江苏省发展改革委、江苏能源监管办（2025），关于开展2026年电力市场交易工作通知，<http://www.js.sgcc.com.cn/xxgk/gwtzgdgs/zcfgjzdbz/2025/7588.shtml>
- 19 内蒙古自治区能源局（2025），关于做好2026年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知，https://nyj.nmg.gov.cn/tzgg/202512/t20251230_2843227.html
- 20 陕西省发展改革委（2025），关于印发《陕西省2026年电力市场化交易实施方案》的通知，<https://www.pvmeng.com/2025/12/07/52537/>

- 21 宁夏回族自治区发展改革委（2025），自治区发展改革委关于做好2026年电力中长期交易有关事项的通知，https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202512/t20251212_5107863.html
- 22 国家能源局山西监管办公室（2026），关于征求《山西电力中长期交易实施细则（征求意见稿）》意见的函，https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202601/t20260116_294283.html
- 23 国家发展改革委、国家能源局（2025），关于印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400454.html
- 24 江苏电力交易中心（2025），关于加强电力零售与批发市场价格传导的工作通知，<https://m.bjx.com.cn/mnews/20251226/1476677.shtml>
- 25 安徽电力交易中心（2026），安徽电力交易中心关于发布2025年1-12月电力零售市场批零价格相关信息的公告，<https://pmos.ah.sgcc.com.cn:20080/pxf-settlement-outnetpub/#/pxf-settlement-outnet-pub/unstructuredInfo?infoCodes=jygg&marketId=PHDAH&guid=08881050-c2b9-4591-9d38-80014e81664b&viewWayCode=1002&sourceData=1&operateDate=MjAyNi0wMS0xNA%3D%3D&pid-Tem=1>
- 26 陕西电力交易中心（2025），陕西电力交易中心关于披露2025年1-6月零售市场批零价格传导相关信息的公告，<https://news.bjx.com.cn/html/20250805/1454291.shtml>
- 27 贵州省能源局（2025），贵州省能源局关于印发《贵州省2026年电力市场化交易实施方案》的通知，<https://news.bjx.com.cn/html/20260120/1480405.shtml>
- 28 陕西省发展改革委（2026），关于征求《陕西电力市场规则体系（征求意见稿）》意见建议的公告，https://sndrc.shaanxi.gov.cn/hdjl/dczj/202603/t20260318_3622625.html
- 29 江苏电力交易中心（2025），江苏电力零售市场2026年签约风险提示，https://www.sohu.com/a/954748943_703050
- 30 浙江电力交易中心（2026），浙江电力零售市场实施细则（3.1版），<https://news.bjx.com.cn/html/20260225/1484761-1.shtml>
- 31 山东省发展改革委、国家能源局山东监管办公室、山东省能源局（2025），关于印发《山东省电力零售市场价格风险防控实施细则》的通知，http://gb.shandong.gov.cn/art/2026/1/18/art_100623_47050.html
- 32 陕西电力交易中心（2025），陕西电力交易中心发布关于印发《陕西省电力零售市场交易细则（2025年10月修订版）》的通知，<https://news.bjx.com.cn/html/20251125/1471590-1.shtml>
- 33 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
- 34 国家发展改革委、国家能源局（2026），关于完善发电侧容量电价机制的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html
- 35 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/xxgk/zcfb/tz/202311/t20231110_1361897.html
- 36 国家发展改革委（2021），关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202105/t20210507_1279341.html
- 37 甘肃省发展和改革委员会、甘肃省工业和信息化厅、甘肃省能源局、国家能源局甘肃监管办公室（2025），关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行），<https://fzgg.gansu.gov.cn/fzgg/tzgg/202512/174264978.shtml>
- 38 宁夏回族自治区发展和改革委员会（2025），关于公开征求《建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》意见的公告，https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202509/t20250912_5019961.html
- 39 青海省发展和改革委员会（2026），关于公开征求《关于建立青海省发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》意见建议的公告，http://fgw.qinghai.gov.cn/xwzx/tzgg/202602/t20260225_91109.html
- 40 储能头条（2026），辽宁建立容量补偿机制：370元/kW·年，储能时长需匹配系统峰值需求，<https://chuneng.in-en.com/html/chunengy-53904.shtml>

- 41 青海省发展和改革委员会（2026），关于再次公开征求《青海省发电侧可靠容量补偿机制（征求意见稿）》意见建议的公告，http://fgw.qinghai.gov.cn/xwzx/tzgg/202604/t20260421_91498.html
- 42 国家发展改革委、国家能源局（2025），关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400444.html
- 43 国家发展改革委（2025），关于印发输配电定价成本监审办法、省级电网输配电定价办法、区域电网输电价格定价办法和跨省跨区专项工程输电价格定价办法的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghx-wj/202511/t20251127_1401964.html
- 44 国家能源局（2026），国家能源局举行新闻发布会介绍2025年新型储能发展情况，<https://www.nea.gov.cn/20260130/50f657ce87f848e1a9a1861d1fd9aa23/c.html>
- 45 CNESA DataLink全球储能数据库（2026），中关村储能产业技术联盟，<https://www.news.cn/energy/20260122/1c7f6e76fb324b61a86fcbd2d24d3f56/c.html>
- 46 国家能源局能源节约和科技装备司、电力规划设计总院（2025），中国新型储能发展报告（2025），<https://www.nea.gov.cn/20250731/1d40d09f75714280a9218d5bea178fbd/228ab8631dcc4b-2293c84dc1f07e6e42.pdf>
- 47 国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司（2022），关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202206/t20220607_1326854.html
- 48 国家发展改革委、国家能源局（2025），关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202504/t20250411_1397162.html
- 49 广东电力交易中心（2025），广东新能源参与电力市场交易补充细则，广东电力交易中心（2025），广东电力市场现货电能量交易实施细则（2025年修订），广东电力交易中心（2025），广东虚拟电厂参与电能量交易实施细则（试行），山西电力交易中心（2025），电力市场规则体系（V16.0），山西省能源局、国家能源局山西监管办公室（2025），虚拟电厂建设与运营管理暂行办法，国家能源局山东监管办公室、山东省发展和改革委员会、山东省能源局（2025），新版《山东电力市场规则（试行）》
- 50 江漪，田嘉琳，刘雨菁等（2025），中国分布式光伏韧性发展路径:2026与2027年市展望报告，落基山研究所，<https://rmi.org.cn/insights/accelerating-china-distributed-solar-pv-development-report/>
- 51 江苏电力交易中心（2024），关于开展江苏分布式新能源聚合参与省内绿电市场交易试点入市相关工作的通知，<https://www.escn.com.cn/news/show-2070671.html>
- 52 江苏省发展和改革委员会（2025），关于印发《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》的通知，<https://fg.suzhou.gov.cn/szfgw/ggl/202511/2a3ca8ecab464aa1a0fd37fd-d4e9a84c.shtml>
- 53 江苏省发展改革委、江苏能源监管办（2025），关于开展2026年电力市场交易工作的通知，<http://www.js.sgcc.com.cn/xxgk/gwzjgdgs/zcfgjzdbz/2025/7055.shtml>
- 54 广东电网（2026），千万个分布式电源不再“躺平”，谁在背后帮它们“组团”卖电？，<https://mp.weixin.qq.com/s/xcvzA6MExK8QmPm3ELc7Ww>
- 55 国家能源局（2026），国家能源局举行新闻发布会介绍2025年全国电力市场交易成效，<https://www.nea.gov.cn/20260130/8f698dfb4ebe4a5d93b5507b6a47d888/c.html>
- 56 国家能源局（2026），国家能源局发布2025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/20260122/4494e983105a4dae9a791611d8e46dcd/c.html>
- 57 颀合科技（2026），年度盘点 | 全国热点省份2025年电力市场交易情况下篇，<https://mp.weixin.qq.com/s/FLj5aHO-DoWGPPTQwUkscw>
- 58 颀合科技（2025），年度盘点 | 全国热点省份2024年电力市场交易情况·下，<https://mp.weixin.qq.com/s/SeCEgHStkbt650sstPvXow>
- 59 广东电力交易中心（2026），2025广东电力市场年度报告，<https://mp.weixin.qq.com/s/wNkMASl6M-vswxfCHbdHidg>
- 60 广东电力交易中心（2025），2024广东电力市场年度报告，https://mp.weixin.qq.com/s/B_sgrOnG9qRWE2oCXN-kwg

- 61 国家能源局（2025），国家能源局：同比增长21.45倍！<https://www.nea.gov.cn/20250425/6b0abbb-1ca1e407bbbf7f3bacd37c7a/c.html>
- 62 国家能源局（2026），国家能源局举行2026年一季度新闻发布会，http://www.scio.gov.cn/xwfb/bwx-wfb/gbwfbh/nyj/202602/t20260202_948701.html
- 63 北京电力交易中心（2025），关于印发《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》补充修订条款的通知，<https://mp.weixin.qq.com/s/PqRtkF8ZQ7yH8N0w2juOvw>
- 64 国家能源局（2026），国家能源局举行新闻发布会介绍2025年全国电力市场交易成效，<https://www.nea.gov.cn/20260130/8f698dfb4ebe4a5d93b5507b6a47d888/c.html>
- 65 河北省发展和改革委员会（2025），河北省发展和改革委员会关于印发《冀北电网2026年电力中长期交易工作方案》的通知，<http://lvsefazhan.cn/index.php/news/4428.html>
- 66 江西省发展和改革委员会（2025），江西省能源局关于做好2026年电力市场化交易工作的通知，https://drc.jiangxi.gov.cn/jxsfzhggwyh/col/col14590/content/content_2001902791634718720.html
- 67 国家能源局（2026），关于印发《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》的通知，<https://www.nea.gov.cn/20260107/9a905f263a8b4aa4a06e1a96855cc8eb/c.html>
- 68 云南省能源局（2026），云南省能源局关于向社会公开征求云南省级绿证账户绿证分配方案（公开征求意见稿）意见的通知，https://nyj.yn.gov.cn/nyj_file/html/ynnygg/2026/0318/000000.html
- 69 国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、商务部、国家数据局（2025），国家发展改革委等部门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，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202503/t20250318_1396627.html
- 70 国家发展和改革委员会（2025），关于向社会公开征求《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》意见的公告，<https://yyglxbsgw.ndrc.gov.cn/htmls/article/article.html?articleId=2c97d16b-93251263-0199-dd37c7dd-00c5>
- 71 国家发展改革委（2024），国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关工作的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202408/t20240802_1392176.html
- 72 国家发展改革委（2025），国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关工作的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202507/t20250711_1399143.html
- 73 苹果（2020），Apple 承诺到 2030 年实现供应链和产品 100% 碳中和，<https://www.apple.com.cn/newsroom/2020/07/apple-commits-to-be-100-percent-carbon-neutral-for-its-supply-chain-and-products-by-2030/>
- 74 中国节能协会（2026），国资委下发《中央企业绿色低碳供应链建设指引（试行）》，https://mp.weixin.qq.com/s/mYjhgdu5aiiY_QiLZdEXQ
- 75 国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司、工业和信息化部办公厅、市场监管总局办公厅（2025），国家发展改革委办公厅等关于公布首批车网互动规模化应用试点的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202504/t20250402_1396958.html
- 76 国家能源局（2025），国家能源局2025年第四季度新闻发布会文字实录，<https://www.nea.gov.cn/20251031/7b6f39feb2d24ecb91783e282ed64f75/c.html>
- 77 中国充电联盟（2025），政策 | 常州市发展改革委、财政局关于下达2025年常州市发展改革（车网互动规模化应用试点城市建设）专项资金的通知，https://mp.weixin.qq.com/s/oRYijVCdv35oQ2z6Ror_Ng
- 78 国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、市场监管总局（2025），关于印发《电动汽车充电设施服务能力“三年倍增”行动方案（2025—2027年）》的通知，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202510/content_7044559.htm
- 79 上海市人民政府（2025），关于印发《上海市鼓励电动汽车充换电设施发展扶持办法》的通知，<https://www.shanghai.gov.cn/gwk/search/content/c8e6a0cc6a0f49f1b23be1a90255d572>
- 80 上海市人民政府（2025），关于印发《上海市新型电力系统调节能力奖励资金管理办法》的通知，<https://www.shanghai.gov.cn/nw12344/20250519/e39c93bec41d4067b89bcfa032d2eb.html>

- 81 广州市人民政府（2025），广州市人民政府办公厅关于印发广州市推动智能网联新能源汽车产业发展三年行动计划的通知，https://www.gz.gov.cn/zwgk/fggw/sfbgtwj/content/post_10322829.html
- 82 深圳市司法局（2025），坪山区人民政府办公室关于印发《深圳市坪山区落实“双碳”战略 进一步推动新能源产业高质量发展的若干措施》的通知，https://sf.sz.gov.cn/gfxwjcx/qjgfxwj/psq/qzfgfxwj/qzfbgs/content/post_12272535.html
- 83 海口市发展和改革委员会（2025），海口市发展和改革委员会关于征求《海口市车网互动规模化应用试点相关奖励细则（试行）（征求意见稿）》公开征求意见的公告，<https://drc.haikou.gov.cn/xxgk/gsgg/202510/t1465077.shtml>
- 84 孟县人民政府（2025），孟县财政局 孟县工信和科技局孟县交通运输局关于孟县充换电设施补短板试点奖补资金使用方案，https://www.sxyx.gov.cn/xwzx/tzgg/202508/t20250827_2106312.shtml
- 85 广东省发展和改革委员会（2025），广东省发展改革委关于新能源汽车向电网放电上网电价问题的批复，https://drc.gd.gov.cn/xzsyxsf5834/content/post_4810909.html
- 86 江苏省发展和改革委员会（2025），关于优化工商业分时电价结构促进新能源消纳降低企业用电成本支持经济社会发展的通知，http://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2025/4/30/art_84097_11557100.html
- 87 山东省发展和改革委员会（2025），关于开展车网互动价格机制改革试点工作的通知，http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/1/1/art_306787_73316.html
- 88 山东省发展和改革委员会（2025），关于在济南市、淄博市开展居民充电桩车网互动价格机制改革试点的通知，http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/6/11/art_91687_10469374.html
- 89 储能头条（2026），辽宁建立容量补偿机制：370元/kW·年，储能时长需匹配系统峰值需求，<https://chuneng.in-en.com/html/chunengy-53904.shtml>
- 90 青海省发展和改革委员会（2026），关于再次公开征求《青海省发电侧可靠容量补偿机制（征求意见稿）》意见建议的公告，http://fgw.qinghai.gov.cn/xwzx/tzgg/202604/t20260421_91498.html

高硕等, 2026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, 2026,
<https://rmi.org.cn/insights/2026powermarketreviewandoutlook/>

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

© 2026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。