



中国分布式光伏韧性发展路径： 2026与2027年展望报告



2025.12



落基山研究所（RMI）

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于1982年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球50余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

落基山研究所: 江漪, 李婷, 刘雨菁, 刘子屹, 田嘉琳, 周勤

中国光伏行业协会: 戴思源, 刘译阳, 宋开石

其他作者

落基山研究所: 陈梓浩, 高硕, 张沥月

作者按姓名拼音顺序排列。

联系方式

刘雨菁, yujingliu@rmi.org

江漪, yjiang@rmi.org

引用建议

江漪, 田嘉琳, 刘雨菁等, 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, 2025,
<https://rmi.org.cn/insights/accelerating-china-distributed-solar-pv-development-report/>

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能源基金会对本报告的支持。

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。

陈 莎 广东晴天太阳能科技有限公司

管文林 德国巴登符腾堡能源集团

郝一涵 落基山研究所

李 君 落基山研究所

刘 杨 福建量道新能源发展有限公司

沙 恒 天合光能股份有限公司

单 丽 阳光新能源开发股份有限公司

王淑娟 北京智慧阳光信息咨询有限公司

王晓雯 朗新科技股份有限公司

张 俊 美国能源与环境经济咨询公司

张振煜 万帮星星充电科技有限公司

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	7
第 1 章 我国分布式光伏发展阶段演化与发展趋势分析	9
1.1 我国分布式光伏发展路径回顾	9
1.2 政策转型下的分布式光伏发展六大趋势：容量高速增长阶段转向规范高质量发展 ...	11
第 2 章 国际视角下分布式光伏的可持续增长路径.....	19
2.1 国际典型案例分析	19
2.2 国外实践对我国分布式光伏发展的思考	29
第 3 章 国内分布式光伏发展模式展望	31
3.1 分布式光伏多场景下的市场规模分析	31
3.2 自发自用模式下光伏与储能经济性分析.....	34
3.3 余电上网模式下经济性与商业模式分析.....	40
第 4 章 总结与建议.....	50
4.1 如何支持以自发自用为主的分布式光伏的开发？	50
4.2 如何促进分布式光伏平稳、有序、尽快地全面入市？	51
4.3 如何缓解公用配电网的承载压力，解决光伏入网难的“红区”问题？	52
参考文献	53

图表目录

图表 1	我国各区域分布式光伏新增装机容量	10
图表 2	2024 年以来我国分布式光伏相关重点政策	11
图表 3	《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	13
图表 4	一般工商业分布式光伏自发自用比例下限 (截至 2025 年 11 月)	13
图表 5	部分省区“红区”分布式光伏接入配储要求	14
图表 6	分布式光伏各接入电压等级相应装机规模	14
图表 7	截至 2025 年 11 月底各省第一轮机制电量竞价分布式光伏新增项目竞价结果	16
图表 8	2024 年、2025 年各省非水可再生能源电力消纳责任权重及 2025 年各省总量可再生能源电力 消纳责任权重、重点用能行业绿色电力消费比例	17
图表 9	2025 年 5 月至 2025 年 10 月多晶硅致密料及 TOPcon 双面组件 210mm 均价	18
图表 10	我国与部分国外地区光伏装机容量及装机占比	19
图表 11	德国与美国加州分布式光伏发展阶段演化	20
图表 12	市场溢价补贴示意	22
图表 13	EEG 当前补贴机制	23
图表 14	加州 2023–2025 系统容量义务签约规模及价格	24
图表 15	加州 DSGS 项目介绍	25
图表 16	德国、美国加州与中国的居民和商业用户零售电价	26
图表 17	NBT 下分布式光伏上网电价计算示意	27
图表 18	参与 NEM 项目的配储比例	27
图表 19	德国促进社会参与的分布式光伏投资模式举例	29
图表 20	2024 年 CAISO 市场平均电价	30
图表 21	我国分布式光伏系统初始投资成本结构与度电成本分析 (2025–2027)	34
图表 22	最新工商业电价组成与近期进展 (2025 年 12 月)	35
图表 23	山东 2023–2025 年实时市场均价	37
图表 24	我国分布式储能系统初始投资成本现状与展望 (2025–2027)	38
图表 25	我国各省分布式光伏配储经济性对比 (10 千瓦单一制工商业用户, 2025 年)	39
图表 26	省级层面分布式光伏入市相关政策发布及修订情况 (截至 2025 年 11 月)	41
图表 27	新能源上网电量收益计算示意	41
图表 28	现货市场各类参与方式的准入条件	42

图表 29	电能量市场参与方式	43
图表 30	广东、山东、山西市场化辅助服务品种及分布式光伏参与情况	44
图表 31	山东省尖峰时段分布.	45
图表 32	2023 年山东省光伏日平均出力曲线.	45
图表 34	广东、山东机制电价竞价结果与 LCOE、环境价值等比较.	48

引言

2025年以来，我国多项重要政策均表明，“十五五”时期，能源消费增量将主要依靠非化石能源满足，能源结构和系统形态将发生深刻变革，必须持续提高新能源供给比例，支撑引领经济社会发展全面绿色转型。2025年9月，国家主席习近平宣布中国新一轮国家自主贡献目标时提到，到2035年，全经济范围温室气体净排放量比峰值下降7%—10%，力争做得更好；非化石能源消费占能源消费总量比重达到30%以上，风电和太阳能发电总装机容量达到2020年的6倍以上，力争达到36亿千瓦。2025年12月，党的二十届四中全会进一步对新型能源体系和能源强国建设作出了顶层部署，明确了要坚持绿色低碳发展导向，“十五五”时期要初步建成清洁低碳安全高效的新型能源体系。实际上，从前三季度数据来看，2025年将可能是我国首次实现水电与煤电发电量同比下降的年份，意味着新增电力需求主要由风电和光伏满足，是我国电力系统低碳发展的重要里程碑。在此基础上，需持续推动新能源发电更大规模平稳发展，方能高质量完成我国2035年国家自主贡献目标。

分布式光伏是我国“双碳”目标下新型电力系统建设中的重要支撑，是我国满足快速增长用电需求的关键方式。自2021年底以来，其累计装机年平均增长率高达49%，显著高于集中式光伏与风电。截止2025年9月底，分布式光伏累计装机容量已超过5亿千瓦，占光伏总装机比例45%，占新能源装机比例30%。同时，分布式光伏因靠近用户端，可直接贡献于工业、建筑、交通等重点领域的绿电利用，是推动能源消费绿色化低碳化、提高终端用能清洁电气化的有力抓手。

近年来，随着光伏渗透率迅猛增长，叠加电力市场改革逐步推进，我国逐步引导分布式光伏从高速增长转向高质量发展，陆续出台了《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）、《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）（以下简称“136号文”）等多个与分布式光伏相关的行业政策，行业发展逐渐呈现以下趋势：

- **新项目开发以负荷为核心：**为促进可再生能源消纳和缓解配电网压力，分布式光伏开发模式将更加注重自发自用、就近消纳，新项目开发更加注重“以需定容”，而非一味追求规模。
- **系统造价基本趋于稳定：**技术进步仍然会推动分布式光伏核心设备成本下降，但在主动破除“反内卷”竞争的政策引导下，整体造价将维持在合理水平。与此同时，为提升分布式光伏电站的电网友好性，分布式光伏电站并网接入要求将更加规范，也将带来投资成本的小幅提升。
- **项目收益不确定性增强：**随着电力市场特别是现货市场逐步建设，分布式光伏自用和上网两部分电量的收益都愈发受电力市场价格影响，不确定性有所增强。此外，分布式光伏也能够作为独立主体公平参与多种市场，市场收益渠道逐渐多样化。
- **绿色电力需求快速提高：**虽然电费节省仍然是分布式光伏开发的核心动力，但伴随着行业绿色电力最低消费比重持续提高、上市公司ESG披露比例不断上升等因素，工商业用户对绿色电力的需求也在增强，有效刺激分布式光伏发展。

在上述趋势下，本报告重点关注2026年到2027年行业转型期，旨在帮助广大分布式光伏决策者与经营主体更加清晰地理解和适应分布式光伏新的发展趋势，识别确定性较高的商业模式与盈利路径，助力分布式光伏在新阶段中实现高质量发展的同时保持较大的增长规模。在梳理国内分布式发展各阶段的基础上，本报告一方面选取国际上分布式光伏渗透率较高的国家和地区，对其各发展阶段的特征及主要发展推动力进行深入剖析，另一方面对国内多种分布式光伏开发场景在新政策环境下的发展机遇进行分析。

研究结果表明，未来两年分布式光伏年度新增装机水平将在 2025 年（预计约 1.6 亿千瓦）水平上有所下滑，但仍有望高于 2024 年（1.18 亿千瓦）水平，占光伏总新增装机的比例维持在 50% 左右。其中，不同场景的工商业分布式（含光伏 + 场景）仍然是新增装机的主要来源，户用分布式光伏的大规模发展则需寻求新的开发模式与安装场景。

对于工商业分布式光伏项目，在自发自用模式下，光伏发电成本将保持经济性优势但幅度可能缩小，光储互动模式将在改善项目经济性的同时有效扩大光伏装机规模。分布式光伏发电成本已经在全国范围内显著低于工商业购电成本，未来两年，全国绝大多数工商业用户的电网购电成本总体水平保持稳定、日间购电价格可能进一步下降。随着储能成本进一步下降，以及工商业自发自用比例要求或将进一步提高，分布式光伏与储能互动发展是必然趋势，但仍需在多个相关方之间形成较统一的风险认知和定价模式，才能在短时间内大规模发展。

在余电上网模式下，短期而言，参与竞价入选机制电量仍是目前保障项目收益的重要手段，但与此同时仍需重视培育参与市场的能力，并通过参与市场扩大新增装机规模。“136 号文”发布之前，四省已经有过分布式光伏入市的相关探索。2025 年新能源上网电量全面入市后，在全国范围内，分布式光伏项目参与现货市场方式均为报量报价、聚合参与、作为价格接受者参与三种。目前为止，分布式光伏绝大多数是作为价格接受者参与。此外，分布式项目参与辅助服务市场和获得容量补偿电价方面的规定因省而异。

对于户用分布式光伏项目，在当前的政策框架下，传统开发模式和安装场景将难以支撑大规模的新增装机，光储项目的发展空间亦非常有限，新模式与新场景则处于积极探索期。居民用户不进入电力市场，用电价格较低且调整周期长，虽然居民生活用电和电动汽车充电两套价格系统都有分时机制，但在实践中的普及率非常低。以上因素皆不利于居民分布式光伏大规模发展自发自用模式，而余电上网模式在新能源全面入市的背景下收益水平也将下降。城市阳台光伏、连片整合汇流进行绿电直连等模式尚待政策和市场层面积极探索。

1. 我国分布式光伏发展阶段演化与发展趋势分析

我国分布式光伏在近两年进入高速发展阶段，截至 2025 年 9 月底，累计装机容量已达 5.08 亿千瓦，占光伏累计装机的 45%。回顾其发展历程，分布式光伏的快速扩张离不开政策的持续推动，呈现出明显的阶段性发展特征。随着分布式光伏渗透率的不断提升以及电力体制改革的加速推进，项目并网受限、收益风险增加等问题日益突出。在此背景下，政策引导与市场信号共同推动了分布式光伏实现可持续高质量发展。

1.1 我国分布式光伏发展路径回顾

我国分布式光伏的发展可追溯到 2000 年初，早期发展主要受政策驱动，近年来逐渐转向政策与市场协同推进，伴随光伏关键设备技术成熟、成本下降和电力市场建设逐步推进等多个因素，该行业的发展目前共历经五个周期（图表 1）。政府开展的金太阳示范工程、太阳能光电建筑应用示范工程主导了分布式光伏的起步阶段（2012 年之前）。该阶段通过财政补贴对分布式光伏电站进行一次性投资补助，上网电量部分由电网公司按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价全额收购。2013 年至 2018 上半年，分布式光伏发展步入度电补贴阶段，分布式光伏全部发电量都可获得度电补贴，其中上网部分电量继续按照脱硫煤机组标杆上网电价被电网收购。在这 5 年内，尽管度电补贴进行了多轮下调，但伴随投资成本下降和商业化运营经验的不断积累，分布式光伏实现快速发展，加之光伏扶贫政策ⁱ推动下农村分布式光伏建设提速，分布式光伏年新增装机规模翻了 8 倍。2018 年 5 月 31 日至 2020 年，受“531 新政”ⁱⁱ政策度电补贴大幅降低和纳入补贴范围的装机容量缩减影响，分布式光伏新增装机出现回落，2019 年分布式光伏新增装机量相比 2018 年下降了 42%，分布式光伏新增装机占光伏新增装机比例从 2018 年的 47% 下降到 2020 年的 32%。在这一阶段分布式光伏行业在经历新一轮优胜劣汰后逐步完成重构。2021 至 2024 年，分布式光伏步入平价上网阶段，依托央国企的大规模资本投入以及整县光伏ⁱⁱⁱ等政策支持，分布式光伏装机进入高速增长阶段，2020–2024 年新增装机年复合增长率达 63%。2025 年至今，分布式光伏进入市场化发展阶段。随着分布式光伏装机容量在过去几年间快速攀升，全国多地在此阶段陆续出现配电网可开放容量不足、消纳困难等问题，新增分布式光伏接入电网受限。以山东省为例，2024 年 136 个县市中有 53 个被评估为红区，电网承载力不足愈加凸显。2024 年已有部分省份尝试分布式光伏聚合或单站参与绿电交易，初步探索分布式光伏入市路径。2025 年 2 月国家发展改革委和国家能源局联合发布“136 号文”，标志着新能源上网电量全面进入市场化阶段。此阶段中，随着电改不断深化、分布式光伏入市进程加快，分布式光伏收益的不确定性相应上升。

从区域分布^{iv}看，分布式光伏的发展呈现出阶段性变化，2015 至 2021 年间发展重心由南向北移动，2022 年至 2024 年开发重心呈现南移趋势。选取山东、江苏、浙江、河南、河北、安徽、广东、湖南、湖北、江西、福建、山西、广西作为重点分析对象，以上省份为截至 2024 年末分布式光伏累计装机规模排名前十三的省份，且在 2015–2024 年间每年分布式光伏新增装机容量合计均占全国新增规模的 80% 以上。2015 年，江苏、浙江、广东等南方九省区的分布式光伏新增装机占全国新增装机的 71%，此时浙江、江苏等省份出台的省级补贴政策是分布式光伏新增重要推动因素；到 2021 年，这一占比下降至 32%。与之对应，山东、河南、河北、山西四个北方省

ⁱ 在 2020 年前对 200 万户贫困户开展光伏扶贫，全额上网电量执行 0.65–0.85 元 / 千瓦时补贴，自发自用电量执行 0.42 元 / 千瓦时补贴，补贴力度高于其他分布式光伏项目，且补贴金额优先发放。

ⁱⁱ 2018 年 5 月 31 日国家发展改革委、财政部、国家能源局联合发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号），对 2018 年分布式光伏补贴规模设置 1000 万千瓦装机上限，同时针对分布式光伏全电量度电补贴标准降低 0.05 元。

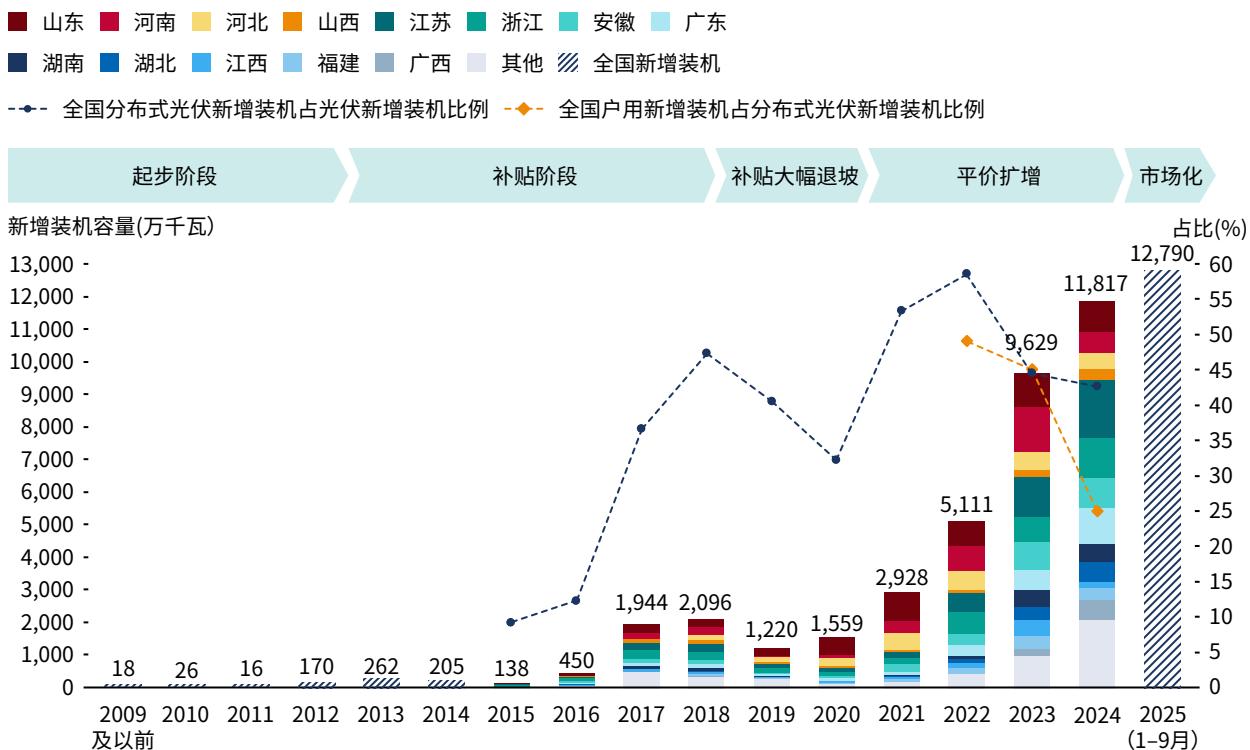
ⁱⁱⁱ 2021 年国家能源局公布整县屋顶分布式光伏 676 个县市试点名单。

^{iv} 其他地区包括：北京、天津、内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、上海、海南、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆共 18 个省区。

份的新增装机占比在同期持续上升，从 2015 年的 13% 增长至 2021 年的 62%，全国分布式光伏开发重心在此阶段明显北移。其主要原因包括两方面，一是北方地区整县光伏试点建设加速推进，且河南、山东等北方省份为人口大省，居民人口多，居民屋顶资源充足，与此同时户用光伏仍有 3 分 / 千瓦时的全发电量度电补贴；二是北方地区光资源条件较好，年利用小时数一般在 1000–1400 小时之间，高发电量支撑了较高的项目收益率。2022 年后，北方多地电网承载力不足、分布式光伏新增接入规模受限，与此同时，南方地区工商业屋顶资源丰富、负荷规模较大，配电网可开放容量较为充足，且浙江、江苏、广东等省的部分市 / 县针对分布式光伏仍设有初装补贴和度电补贴，如浙江省平湖市针对 2021 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日并网的工商业屋顶光伏发电项目，每年按实际发电量给予 0.1 元 / 千瓦时的电价补助。以上因素共同推动分布式光伏开发重心向南方转移，到 2024 年，南方九省的分布式光伏新增装机占全国比例上升至 62%，其中江苏、浙江、广东分布式光伏装机规模位列全国前三，南移趋势愈发显著。

近三年户用装机占比呈逐年下降趋势。受地区户用光伏补贴政策退出、接入容量受限、电价收益风险提高、“整县光伏”试点推进情况影响，户用光伏在分布式光伏新增装机占比从 2022 年的 49% 下降到 2024 年的 25%。同时受工商业企业降低用电成本和政策驱动^v，2024 年工商业分布式光伏贡献了 75% 新增装机，全国新增容量达 8863 万千瓦，工商业分布式光伏仍是分布式光伏增长的主力。

图表 1 我国各区域分布式光伏新增装机容量



来源：国家能源局，落基山研究所

^v 《2024—2025 年节能降碳行动方案》：到 2025 年新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到 50%。

1.2 政策转型下的分布式光伏发展六大趋势：容量高速增长阶段转向规范高质量发展阶段

针对近年来分布式光伏高速发展带来的接网、消纳等问题，2025年我国密集出台一系列相关政策，旨在加强分布式光伏管理、规范分布式光伏发展。2025年1月17日国家能源局发布了修订后的《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）（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。2025年1月27日国家发展改革委联合国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），推动新能源上网电量全面进入市场。此后国家发展改革委联合国家能源局、工业和信息化部等部门陆续发文，从市场机制设计、电价体系等方面激励分布式光伏就近消纳，从电力市场设计方面支持新能源的市场化发展（见图表2）。分布式光伏行业的发展会受到电源侧、负荷侧、电网侧、电力市场侧、电价体系设计等多方面政策的协同影响，基于对政策内容的综合分析，本报告归纳总结了分布式光伏行业的六个发展趋势。

图表 2 2024年以来我国分布式光伏相关重点政策

发布时间	发布单位	政策名称	分布式光伏发展相关重点内容
2024年3月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《国家发展改革委 国家能源局关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》（发改能源〔2024〕187号）	加快配电网建设改造和智慧升级，满足分布式新能源发展需要，到2025年具备5亿千瓦左右分布式新能源接入能力，到2030年，基本完成配电网、智能化、数字化转型，较好满足分布式电源发展需求。
2024年5月	国务院	《国务院关于印发2024—2025年节能降碳行动方案的通知》（国发〔2024〕12号）	加大非化石能源开发力度，推动分布式新能源开发利用。
2024年8月	国家发展和改革委员会，国家能源局，国家数据局	《国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）的通知》（发改能源〔2024〕1128号）	针对分布式光伏等新能源制定并网技术标准和管理要求，建立配电网可开放容量定期发布和预警机制，提升新能源接网能力
2024年10月	国家发展和改革委员会，工业和信息化部，住房城乡建设部，交通运输部，国家能源局，国家数据局	《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》（发改能源〔2024〕1537号）	提升可再生能源供给能力，就近开发分布式可再生能源，提升配电网灵活性和承载力，支撑分布式可再生能源快速发展。稳妥有序推动分布式新能源发电参与市场化交易，促进新能源就近消纳。
2024年11月	国家能源局	《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展指导意见》（国能发法改〔2024〕93号）	明确新型经营主体概念，单一技术类新型经营主体包括分布式光伏等，资源聚合类新型经营主体包括虚拟电厂和智能微电网。 支持新型经营主体创新发展，新型经营主体原则上豁免申领业务许可证。 鼓励新型经营主体平等参与电力市场，并完善电力市场交易机制。
2025年1月	国家能源局	《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）	细分分布式光伏的类型，并针对不同类型在上网模式、系统费用分摊等方面提出针对性管理办法。
2025年1月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（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。
2025年3月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）	设立2027年、2030年虚拟电厂发展目标。

下一页

发布时间	发布单位	政策名称	分布式光伏发展相关重点内容
2025年4月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《国家发展改革委国家能源局关于印发电力辅助服务市场基本规则的通知》(发改能源规〔2025〕411号)	明确分布式光伏可作为新型经营主体参与辅助服务市场。
2025年4月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《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)	明确各省现货市场建设进程。
2025年5月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(发改能源〔2025〕650号)	支持民营企业等社会资本在内的投资主体参与通过直连线向单一用户供给绿电项目（绿电直连）。
2025年6月	国家发展和改革委员会，工业和信息化部，国家能源局	《关于开展零碳园区建设的通知》(发改环资〔2025〕910号)	打造一批国家级零碳园区，国家发展改革委将统筹利用现有资金渠道支持零碳园区建设。
2025年7月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》(发改办能源〔2025〕669号)	公布各省可再生能源消纳权重及重点行业最低绿色电力消费比例。
2025年7月	国家能源局	《浙江、河南、广东三省分布式可再生能源发电项目绿证核发工作方案》(国能综通资质〔2025〕106号)	在试点地区探索分布式光伏项目绿证核发工作。
2025年9月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《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)	针对就近消纳项目实行单一制容量输配电价。
2025年9月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《电力现货连续运行地区市场建设指引》(发改能源〔2025〕1171号)	引导电力现货连续运行的省区优化市场设计、支持各地探索完善新能源全面入市下的现货市场机制。
2025年10月	国家发展和改革委员会	《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）》	针对可再生能源消费最低比重目标和省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重的制定、监测、考核建立实施办法。
2025年11月	国家能源局	《国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见》(国能发新能〔2025〕93号)	推进分布式新能源多领域融合开发。推进交通能源、建筑光伏、光储充一体化发展，推进农村能源革命，整合分布式光伏等资源提升乡村电力自主、可靠供应能力，促进农村地区新能源就地就近消纳利用。
2025年11月	国家发展和改革委员会，国家能源局	《国家发展改革委国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》(发改能源〔2025〕1360号)	积极拓展分布式新能源开发与消纳空间，拓展分布式新能源开发场景，增强分布式新能源自调节能力，提升自发自用比例。修订分布式新能源接网承载力评估标准，释放公共电网接纳分布式新能源的可开放容量。

来源：国家发展和改革委员会，国家能源局，落基山研究所整理

1.2.1 为促进可再生能源消纳和缓解配电网压力，分布式光伏开发模式将更加注重自发自用、就近消纳

《管理办法》的核心内容之一是针对工商业用户推动高比例的电量通过自发自用消纳，在国家层面上进一步规范了分布式光伏项目的开发建设，细分了分布式光伏类型，并对于不同类型提出针对性的管理办法（见图表3）：其中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。一般工商业用户可选择自发自用余电上网或全额上网模式，自发自用比例下限由各省级政府根据各省分布式光伏发展阶段确定（见图表4）。已发布省级管理办法的省份中，自发自用比例下限在50%及以上的省份数量占比达60%，以推动分布式光伏高比例自发自用，实现就近消纳。

图表3 《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

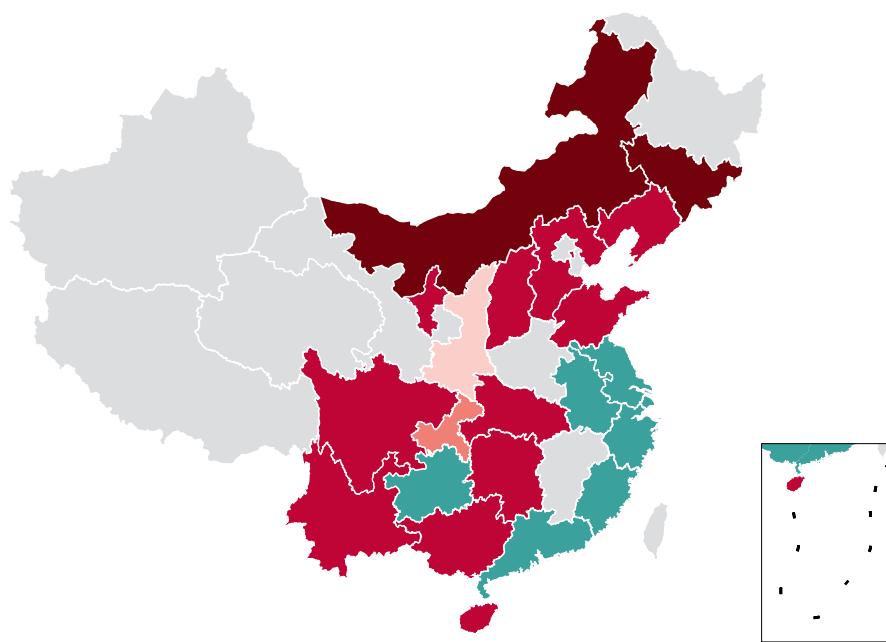
项目类型	户用分布式光伏		工商业分布式光伏	
	自然人户用	非自然人户用	一般工商业	大型工商业
项目规模（与公共电网连接点电压等级和总装机容量）	≤380伏	≤10千伏（20千伏），≤6兆瓦	≤10千伏（20千伏），≤6兆瓦	35千伏，≤20兆瓦或者110千伏（66千伏），≤50兆瓦
上网模式	全额上网、全部自发自用或自发自用余电上网		全部自发自用或者自发自用余电上网	原则上全部自发自用（在电力现货市场连续运行地区，可采用自发自用余电上网模式）

来源：国家能源局，落基山研究所整理

图表4 一般工商业分布式光伏自发自用比例下限（截至2025年11月）

自发自用比例下限

■ 80% ■ 50% ■ 40% ■ 30% ■ 0% ■ 暂未公布



来源：各省能源局，落基山研究所

注：图中所示自发自用比例下限在河北、广东、云南、宁夏特指依托工商业厂房建设的一般工商业项目自发自用比例下限；四川仅限三州一市地区，其他地区无自发自用比例下限要求；重庆为除主城22区县以外的其他区县，主城22区县自发自用比例下限为20%。

在我国推动绿电直连有序发展、启动零碳园区试点建设的背景下，贴近负荷侧的多场景开发和就近消纳将成为分布式光伏新兴发展模式。“650号文”和“910号文”等用户侧多场景新能源接入和消纳政策陆续发布，从机制层面上突破了原有专营供电限制，支持民营企业等社会资本在内的投资主体参与绿电直连项目。其中，“650号文”明确要求，并网型绿电直连项目年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于60%，并提出提高自发自用比例的方向性要求，凸显了政策层面对绿电直连项目的就近消纳定位。“910号文”提出建立国家级零碳园区试点并给予资金支持，通过国家试点促进负荷和非化石能源资源匹配对接，拓展了分布式光伏的应用场景。同时“1192号文”的出台完善了就近消纳项目的电价机制，明确单一容量制输配电价和相关费用承担方式，为分布式光伏向本地供需闭环演进提供了价格依据与政策支撑。

1.2.2 为提升分布式光伏电站的电网友好性，分布式光伏电站并网接入要求将更加规范，分布式光伏电站投资成本随之提高

我国通过规范分布式光伏的并网管理，促进其与配电网协调发展。《管理办法》规定分布式光伏能否接入电网受地区电网承载力评估结果限制。各省按季度公布电网承载力情况，电网承载力评估结果分为红区^{vi}、黄区^{vii}、绿区^{viii}三级，以县级行政区为评估单位¹。全额自发自用项目及自发自用余电上网的工商业分布式光伏项目接入电网时会影响所在区域负荷曲线，故而接入电网同样受电网承载力评估结果限制²。电网承载力被评估为红区时，部分省区可通过加装储能、提升电网承载力后接入²，安徽、河南、河北三省出台省级政策对接入受限区域的分布式光伏开发建设进行明确规划，详见图表5。在可接入电网情况下，《配电网规划设计技术导则》规范了分布式光伏接入的电压等级对应的可接入装机容量，接入点电压等级越低，可接入容量越小（见图表6）。

图表5 部分省区“红区”分布式光伏接入配储要求

省份	政策	配储相关要求
安徽	安徽省能源局关于贯彻落实《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知	暂无可开放容量地区，分布式光伏发电项目在自愿通过加装适当规模的储能设施满足相关要求时并网接入。
河南	《河南省分布式光伏接入电网技术规范(试行)》	电网承载力评估等级为红区的，通过配置储能提升承载力时配储比例不低于项目装机容量20%、2小时。
河北	《河北省分布式光伏发电开发建设管理实施细则(试行)》	对于暂无可开放容量地区，若在用户侧加装了可存储分布式光伏发电量的储能设施，通过光储协同，在保证不发生反向重过载、电压越限、短路电流超标、谐波越限等情况下，可接入全部自发自用的分布式光伏发电项目。

来源：各省发展和改革委员会，落基山研究所整理

图表6 分布式光伏各接入电压等级相应装机规模

装机规模	接入电压等级
<8千瓦	220伏
8千瓦-400千瓦	380伏
400千瓦-6兆瓦	10千伏
6兆瓦-20兆瓦	35千伏
20兆瓦-50兆瓦	110千伏（66千伏）

来源：国家能源局，落基山研究所整理

^{vi} 在系统承载力未改善前，暂停新增分布式电源并网，同步发布备案预警。

^{vii} 已备案且未并网分布式电源无法全部接入，应发布备案预警。

^{viii} 已备案分布式电源全部并网后，仍具备分布式电源接入空间。

分布式光伏接入电网时需满足“可观^{ix}、可测^x、可调^{xi}、可控^{xii}”（以下简称“四可”）要求，具备被电网调度和参与电力市场的技术要求，电站投资成本和运营管理成本将随之增加。《管理办法》要求，新建分布式光伏项目应实现“四可”功能，存量项目则需通过改造升级达到相关标准。未满足“四可”要求的增量项目将无法通过并网验收。据调研，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%^{xiii}。

1.2.3 分布式光伏全面入市叠加电改持续推进，分布式光伏收益愈发受市场化交易影响

各省分时电价政策调整加快，自发自用部分电量收益随之降低。如1.2.1节所述，分布式光伏开发模式将更加注重就近消纳。在大部分省份，自发自用电量将占据新建分布式光伏发电量的主要部分，目前由于省内新能源发电量比例不断增加，各省工商业分时电价政策陆续动态调整午间时段划分，在促进新能源消纳的同时降低了分布式光伏自发自用电量收益。这部分收益取决于安装前的购电成本（即到户电价）和安装分布式光伏后发电的度电成本，尚未直接进入电力市场的电网代购电用户的到户电价是电网代购电价格，进入电力市场的零售用户到户电价取决于用户与售电公司签订的零售套餐价格，二者均受到工商业用户分时电价政策影响（详见3.2.1部分的分析）。受现货价格信号、净负荷曲线变化等因素影响，截至2025年11月，已有24个省将午间由高峰或平时段调整为低谷时段，意味着工商业用户午间时段的分时电价浮动系数下降，在电能量价格水平基本一致时，午间到户价格将随之下降，降低了该时段分布式光伏收益。

分布式光伏全面入市后，上网电量部分收益受电力市场价格波动影响，竞争加剧。“136号文”标志着新能源上网电量^{xiv}由“保障性收购+部分入市”正式转向“全面入市+场外保障”。全面入市部分通过市场交易形成价格，新能源发电企业可选择聚合或直接参与市场，新能源发电主体参与中长期市场时交易电量的上限或下限由各省确定。与此同时，我国电力市场改革持续推进，《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》对各省现货市场建设进度设置了明确进程，2025年底前实现电力现货市场全覆盖、推动区域市场及省级市场进入连续结算试运行或正式运行。越来越多的分布式光伏发电量将直接面对现货市场价格波动、接受现货市场结算，分布式光伏收益模式随之重塑（详见3.2.2部分的分析）^{xv}。为保证新能源可持续发展，在新能源发电量全面入市的同时建立场外差价结算机制，机制电量规模由各省根据国家下达的非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况和用户承受能力确定，各省通过竞价确定新增项目的机制电价和入选机制的分布式光伏电量（见图表7），在机制电价执行期内对分布式光伏发电量进行收益兜底。

ix 统计数据运行状态可视化展示。

x 光伏出力数据分钟级采集、负荷数据15分钟采集。

xi 具备柔性调节能力、实现功率和电压柔性可调。

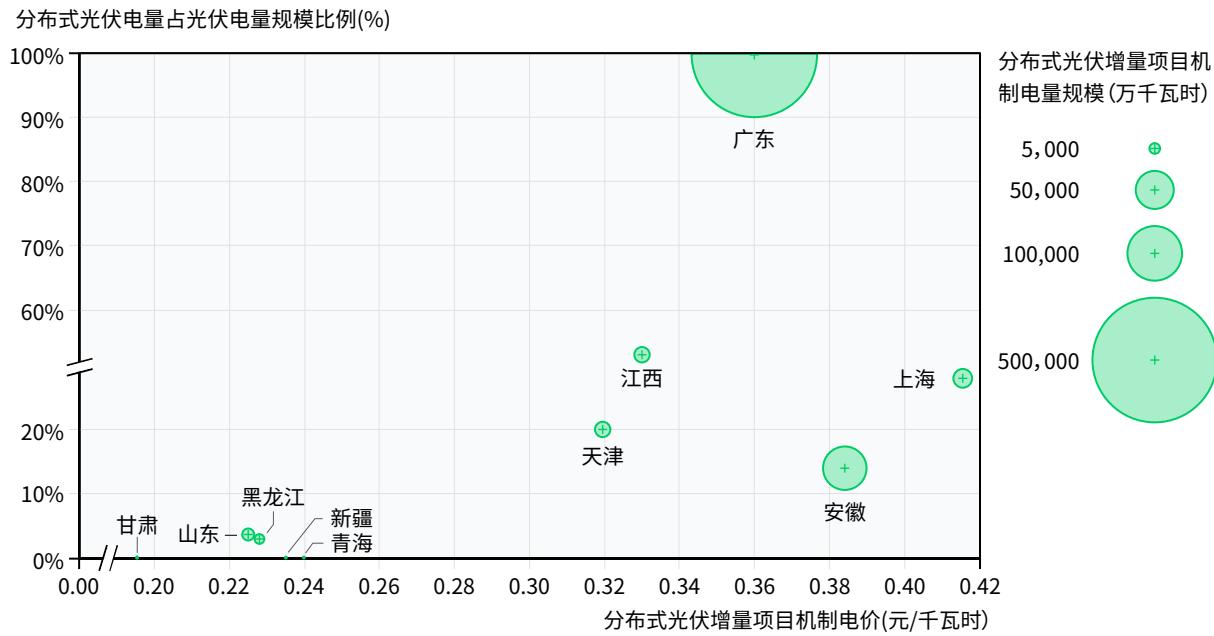
xii 有专用断路器可以断开并网开关。

xiii 分布式光伏造价投资成本约为2.6元/瓦，1兆瓦项目四可设备价格为3万元时，折合为0.03元/瓦。

xiv 除就近消纳项目上网电量以外的新能源上网电量。就近消纳项目中的新能源不能参与场外保障的新能源可持续发展价格结算机制，就近消纳项目的新能源上网电量在现货市场未连续运行地区不开展结算，在现货市场连续运行地区按现货市场价格结算。

xv 分布式光伏项目上网电量部分收益同时受到自发自用比例影响，一般工商业分布式光伏项目超出上网电量比例的部分不进行结算。

图表 7 截至 2025 年 11 月底各省第一轮机制电量竞价分布式光伏新增项目竞价结果



来源：各省发展和改革委员会，国网新能源云，智汇光伏，落基山研究所

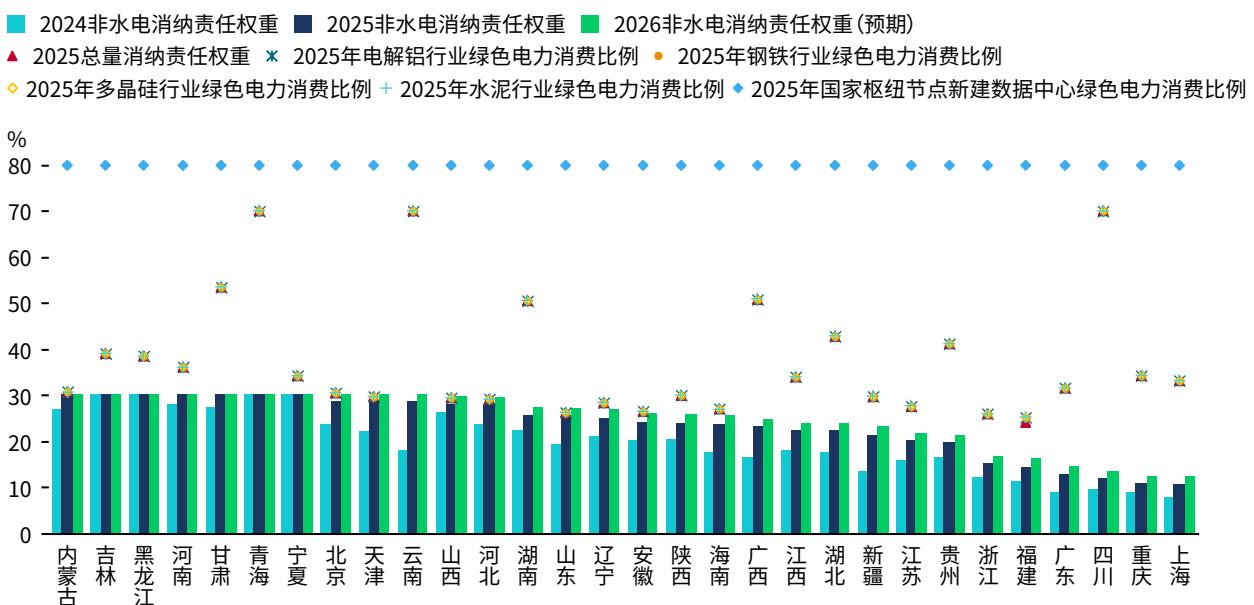
1.2.4 分布式光伏能够作为独立主体公平参与多种市场，市场收益渠道逐渐多样化

电力市场规则不断完善，赋予分布式光伏、虚拟电厂等新型经营主体独立主体地位，推动分布式光伏更加公平、灵活的参加电力市场。分布式光伏在“136号文”发布之前并未大规模进入电力市场，自2024年底起才有省份陆续发布省级层面分布式光伏入市方案，此时分布式光伏主要作为价格接受者参与电力市场。“136号文”发布之后，国家从市场机制设计层面明确了分布式光伏可作为单一技术类新型经营主体或聚合后作为聚合类新型经营主体参与电力市场³。现货市场方面，交易规则将不断完善，在现货市场正式运行和连续结算试运行的省份，建立适应新型经营主体的准入要求、注册程序、报价方式和结算考核等机制⁴。支持“电源+储能”作为联合报价主体参与现货市场⁵，为配置储能的分布式光伏联合参与市场提供机制基础。辅助服务市场机制方面，辅助服务市场参与主体范围将进一步扩大，新型经营主体根据自身特性参与辅助服务市场⁵。满足准入条件的分布式光伏未来将通过提供调峰、爬坡等服务获取收益，建立多样化收益渠道（详见3.3部分的分析）。

1.2.5 用电侧绿电消费比例要求增强、监管考核力度加大，分布式光伏开发动力持续增强

省级可再生能源电力消纳责任权重和行业绿色电力最低消费比重将持续升高、考核惩罚力度变大，对用能侧绿电消费由引导性转向强制性，提高相关工商业用户分布式光伏开发意愿。从国家下发的各省可再生能源电力消纳责任权重和行业绿色电力消费比例来看，各省需要完成的非水电可再生能源电力消纳责任权重在逐年提升（图表 8），电解铝行业从 2025 年由监测转入强制考核范围，同时钢铁行业、多晶硅行业、水泥行业和国家枢纽节点数据中心行业自 2025 年起纳入监测体系。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）》，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，意味着用电侧绿色电力消费考核和监管标准将更为严格。对纳入考核范围行业的用户来说，可以通过绿证绿电交易、建设场内分布式光伏或绿电直连等方式达到绿色电力消费最低比例。对用户侧绿色电力消费要求的逐步提高和监管考核力度的加强将进一步提高相关工商业用户开发分布式光伏动力。

图表 8 2024 年、2025 年各省非水可再生能源电力消纳责任权重及 2025 年各省总量可再生能源电力消纳责任权重、重点用能行业绿色电力消费比例



来源：国家发展改革委，落基山研究所

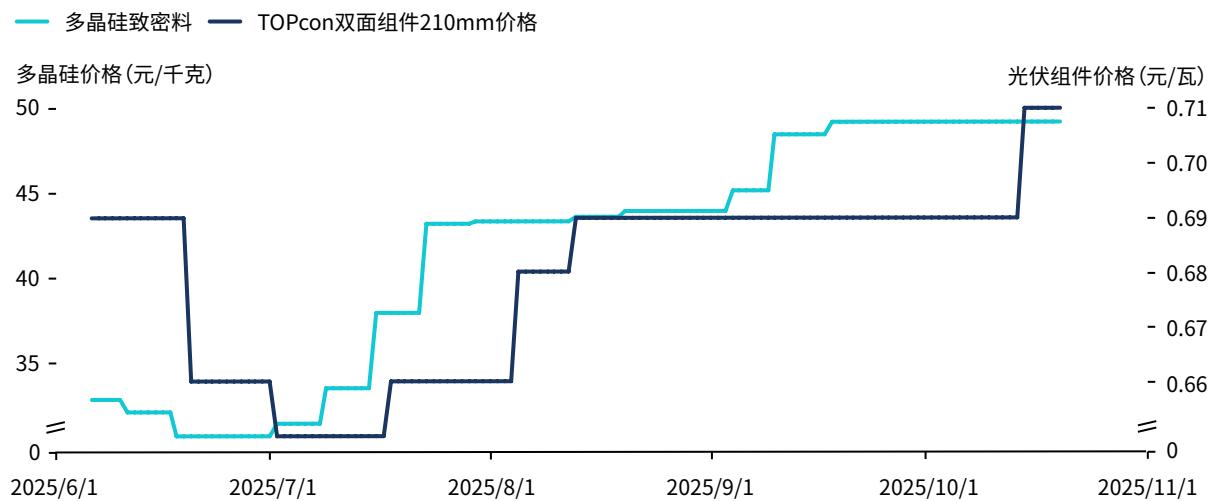
此外，2025 年秋季启动的 GHG Protocol Scope 2 Guidance (2025) 修订工作聚焦于解决企业实际用电与购电方式的时空脱节问题，修订方向强调了企业绿色电力消费分时分区的要求，在多种绿色电力获取方式中，自发自用的分布式光伏更能符合该要求。在基于位置的 (location-based) 核算方法中，当前的征求意见稿更强调地理精度，即贴近负荷的年度排放因子优于远离负荷的小时级排放因子，因此与分布式光伏紧邻负荷的特性更加适配。在基于市场的 (market-based) 核算方法中，修订提出企业使用的合约凭证需与实际用电时间进行小时级匹配，且发电方所发电力可通过电网被传输至用户侧以证明其可传输性 (deliverability) ^{xvi}，由此进一步突出了分布式光伏就地、可实时消纳的优势。GHG Protocol Scope 2 Guidance 的终稿计划于 2027 年底发布，若最终版本涵盖了分时分区的内容，其作为企业绿电使用的国际规则基础，预计将在“十五五”期间一定程度上推动分布式光伏装机增长。

^{xvi} 征求意见稿拟将中国大陆地区的可传输市场边界按照内蒙古电力公司、国网六大分公司及南网进行划分。

1.2.6 “反内卷”环境下，分布式光伏电站造价将基本维持在合理水平

市场监管层面强调防止“无序扩张”和“低质竞争”，光伏产业链企业销售价格将不低于完全成本^{xvii}，分布式光伏电站的造价随之提高、回归合理水平。由于光伏行业产能过剩等原因导致的内卷式低价竞争，引发了硅料、组件等光伏主产业链企业亏损、组件质量下降等结果，据国家太阳能光伏产品质量检验检测中心披露，2019–2024年光伏组件整体合格率有所降低⁶。面对行业困境，2025年7月，工业和信息化部召开光伏行业制造业企业座谈会，要求依法依规治理光伏行业低价无序竞争。为遏制“内卷式”竞争蔓延，2025年9月，习近平总书记在《求是》杂志发表《纵深推进全国统一大市场建设》，提出着力整治企业低价无序竞争乱象，其中重点关注包括光伏在内的三个行业。2025年10月，国家发展改革委党组书记、主任郑栅洁在中共中央新闻发布会上介绍综合整治“内卷式”竞争等举措。同时《价格法修正草案（征求意见稿）》及《反不正当竞争法（修订案）》均明确将“低于成本价倾销”及“相互串通操纵价格”列为违法行为。“反内卷”系列举措陆续出台，硅料及光伏组件价格上涨（图表9），分布式光伏电站造价较之前有所上升，与此同时，组件质量合格率有望提升，分布式光伏设备的总体质量和运行水平也将随之改善。

图表9 2025年5月至2025年10月多晶硅致密料及TOPcon双面组件210mm均价



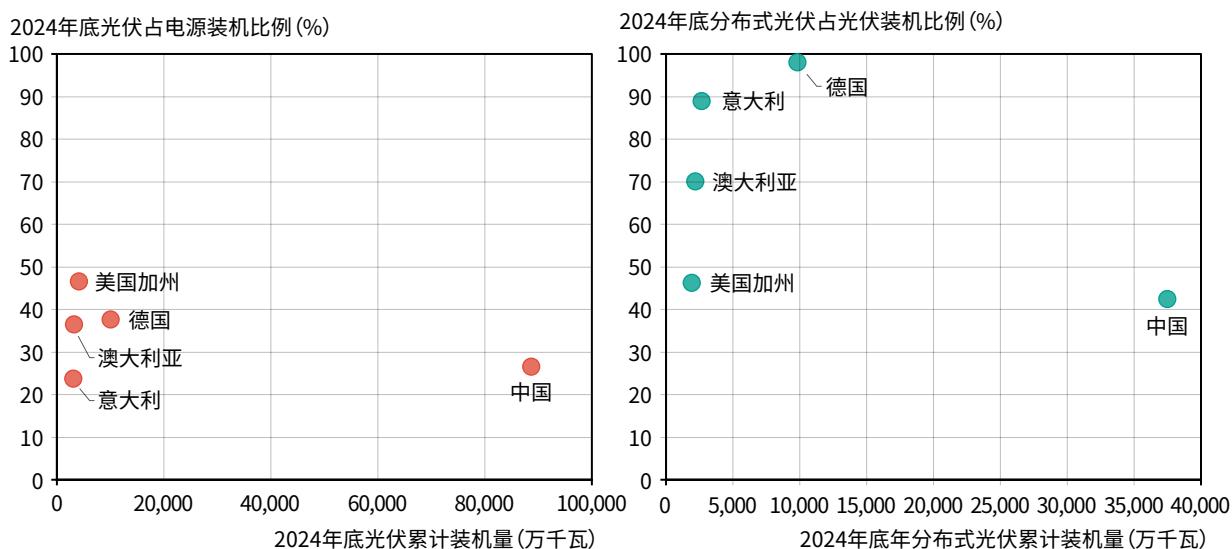
来源：DataBM, 落基山研究所

^{xvii} 完全成本指一个产品或项目在其全生命周期中所包含的全部成本要素，包括初始投资、运行维护费用、融资成本、各类政策性费用，涵盖生产制造、管理、销售、财务等环节。

2. 国际视角下分布式光伏的可持续增长路径

“十四五”期间，我国光伏行业发展坚持集中式与分布式并举的发展战略，分布式光伏累计装机容量占光伏累计装机容量比例快速提升，截至2025年上半年，分布式光伏已占光伏总装机的45%⁷。与国际上光伏发展较早的地区相比，我国光伏装机占比仍可跻身前列，且分布式光伏装机量全球领先，但分布式光伏装机占比仍有提升空间（见图表10）。相比之下，部分国外地区分布式光伏更早进入高渗透率与市场化阶段，具备一定的先行示范价值。尤其是德国与美国加州，两地因政策推动早、居民用户参与度高，在国际上具有典型性和代表性。因此，本章节选取德国与美国加州作为典型代表，探究其实现分布式光伏持续增长的动力保障因素以及对我国未来分布式光伏发展的思考。

图表 10 我国与部分国外地区光伏装机容量及装机占比



来源：Bundesnetzagentur (BNetzA), Australia Energy Regulator (AER), California Energy Commission, Solar Energy Industries Association (SEIA), Terna, Gestore Servizi Energetici (GSE), 国家能源局，落基山研究所

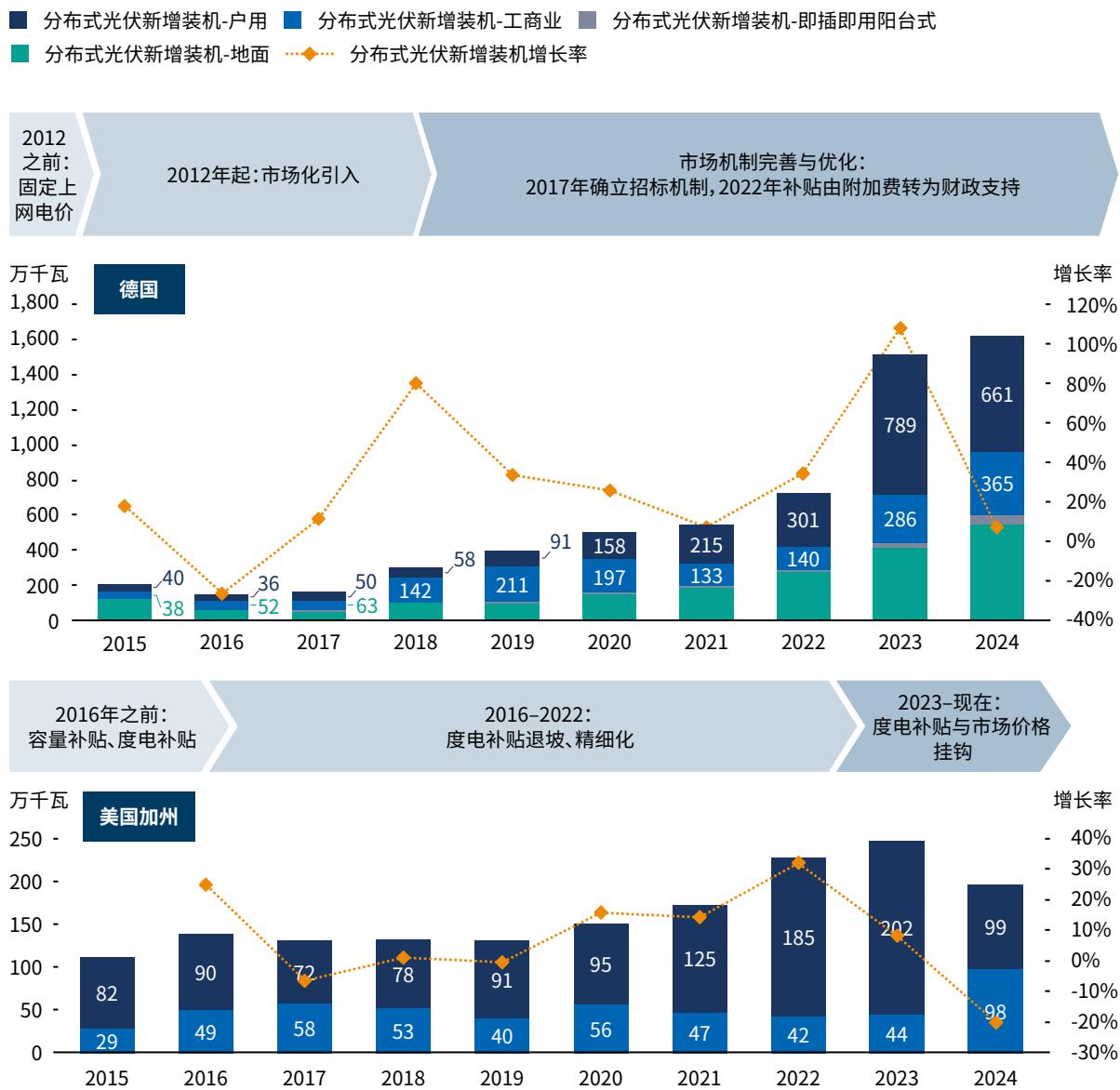
注：本数据源中中国以外各地分布式光伏定义：德国为接入配电网（中低压等级，一般电压等级低于110千伏）靠近负荷的光伏；美国加州为小规模（通常在10兆瓦以下）安装在用户场所的发电设备，主要用于满足该用户自身用电需求。该设备由用户拥有或租用，并依照相关规则接入配电网；澳大利亚为在家庭或者商业机构安装的小规模可再生能源系统（small-scale renewable energy systems），系统额定容量<100千瓦，年发电量<250兆瓦时；意大利为接入配电网（中低压为主）的发电装置，并且“独立于装机容量”——即不设容量上限，只要接入配电网即可归为分布式项目，此处使用2023年底累计装机量。

2.1 国际典型案例分析

德国与美国加州的分布式光伏发展均以户用为主，其新增装机量的变化与政策调整密切相关。两地在发展初期主要依靠政府主导的初始投资补贴和固定上网电价收购机制，推动了分布式光伏的快速普及。随着市场化程度的逐步提高，对于分布式光伏的支持也逐渐从政策直接补贴转向通过市场价格信号进行引导。在德国，分布式光伏的发展与《可再生能源法》（EEG）密切相关。尽管市场化进程的推进在一定程度上带来了新增装机规模的波动，但由于EEG下的补贴机制长期存在，项目收益保持了较高的稳定性和可预见性，年度新增装机量整体呈持续增长态势。美国加州的分布式光伏发展与NEM（Net Energy Metering）净计量机制紧密挂钩。该机制的改革直接影响了分布式光伏收益结构和投资回报预期，在2016年和2023年两次NEM调整后，新增装机量均出现显著回落（见图表11）。

德国及美国加州分布式光伏的发展阶段均反映出，分布式光伏的持续发展依赖于三方面的协同作用：一是完善的政策激励机制，为投资者提供稳定预期；二是合理有效的市场价格引导，鼓励项目优化运营策略以提高收益；三是多元化的市场参与渠道，使分布式光伏能够在环境的演变下保持竞争力。

图表 11 德国与美国加州分布式光伏发展阶段演化



来源：Bundesnetzagentur (BNetzA), California Energy Commission, Solar Energy Industries Association (SEIA)，落基山研究所

注：图中数据使用如下分类。德国分布式光伏：户用为公共连接点电压等级小于 110 千伏，装机容量小于 30 千瓦的屋顶光伏；工商业为公共连接点电压等级小于 110 千伏，装机容量大于等于 30 千瓦的屋顶光伏；即插即用阳台式为公共连接点电压等级小于 110 千伏的阳台光伏；地面为公共连接点电压等级小于 110 千伏，装机容量小于 45 兆瓦的地面光伏。美国加州光伏：无明确电压和装机容量限制，根据建筑用途和用户零售电价费率类型划分；此图中户用选择使用建筑用途为住宅、接入时选择零售电价为住宅的分时费率的用户；工商业选择使用建筑用途为所有非住宅类客户，包括商业建筑、工业用户、农业设施等、接入时选择零售电价为商业的分时费率的用户。德国 2012-2015 阶段使用 2015 年的新增数据。

政府的持续激励是推动分布式光伏长期增长的主要因素。政策一方面着力于支持分布式光伏，通过不断完善电价机制、补贴政策等措施，确保投资主体能够在市场化不断深入的情况下获得相对可预测的收益，稳定投资信心；另一方面，政策也同时对储能提供财政补贴、低息贷款或配套实施例如电网接入便利化等非财政性激励措施。对分布式光伏与储能同步给予政策支持的方式不仅保障了分布式光伏的经济性，也为储能与光伏的协同融合发展创造了良好条件，为分布式光伏的长期可持续增长奠定了基础。

充分传导市场价格是刺激户用分布式光伏装机及配储的重要原因。电价方面，德国及加州居民电价均随市场电价波动并高于工商业电价，且呈持续上涨趋势，这促使居民用户通过投资分布式光伏、提高自发自用比例来降低用电成本。同时，上网电价和各类补贴均与市场价格挂钩，通过及时反映和传导市场需求变化，进而凸显了配置储能能在优化用户用电行为及参与市场交易中的价值，为分布式光伏与储能的协同发展提供了有力的经济驱动力。

多元化的市场参与渠道为分布式光伏发展提供坚实的市场支撑。在德国及加州，分布式光伏的市场参与主要以经济信号为导向，入市政策相对宽松和开放，更多发挥引导作用而非直接干预。在市场参与方面，分布式光伏在满足条件的情况下既可以进入现货市场、中长期交易、辅助服务等多类电力市场，也可通过签订 PPA 等方式实现收益多样化。多元化的参与模式不仅拓宽了投资回报路径，也提升了项目在不同市场环境下的灵活性与适应性。此外，虚拟电厂、聚合及能源合作社等多种商业模式使分布式光伏在与储能、需求侧管理等结合后，形成更高效的参与形式，获得更优的市场收益。

2.1.1 持续的分布式光伏及储能激励机制

对分布式光伏的激励：

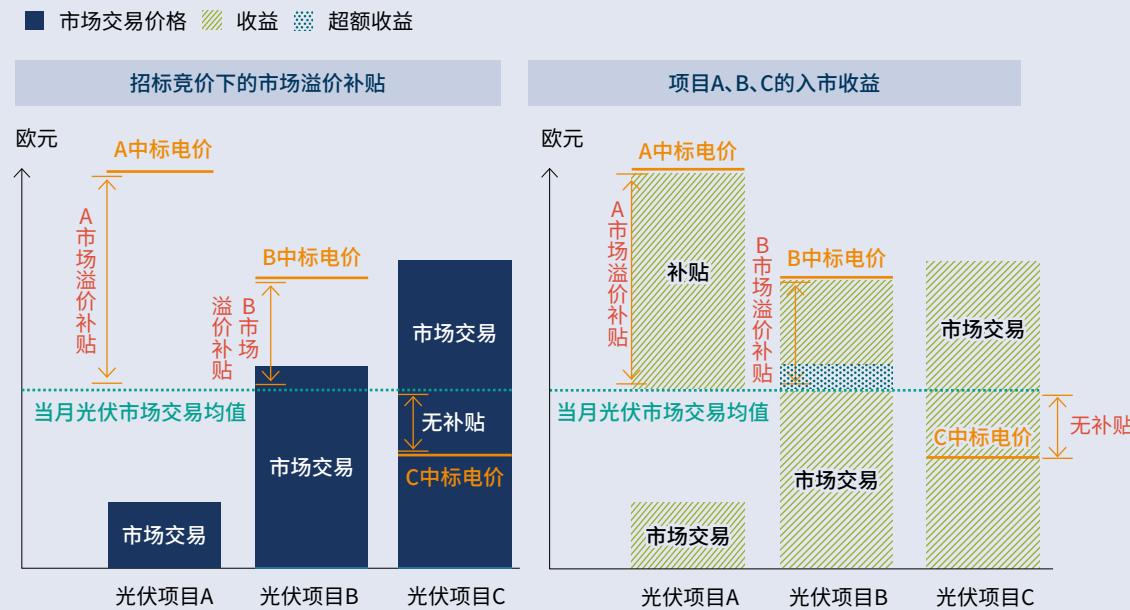
德国《可再生能源法》（EEG）长期实施的度电补贴机制，为分布式光伏的持续扩张提供了坚实的制度保障。过去十年间，德国分布式光伏新增装机规模始终保持正增长，且以户用分布式光伏为主（见图表 11）。

- **2012 年前，德国分布式光伏全额上网并享受 EEG 给予的固定电价补贴。**虽然该补贴水平呈逐年退坡趋势，但整体电价依然维持在较高区间。在此阶段后期，开始试点推行自发自用的可能性。
- **2012 年起，德国开始推动分布式光伏的市场化发展，强化并推行“自发自用、余电上网”的模式。**在此阶段，EEG 允许小型项目（<100 千瓦）在固定电价与市场交易之间自主选择，而中型及以上项目则逐步被要求通过具备资质的聚合商进入电力市场。EEG 补贴机制由固定电价补贴向市场溢价补贴转变，入市后的收益由市场交易收益与市场溢价补贴共同构成。这一变化在引导市场化的同时，确保分布式光伏项目依然能够获得相对稳定的收益。
- **2017 年起，德国进一步加快了分布式光伏的市场化进程，在前期试点基础上将招标竞价机制全面纳入 EEG 框架。**小型项目仍可在固定电价与市场交易之间择优选择；而中型及以上项目则被要求全面进入电力市场。入市后的收益由市场交易收益与市场溢价补贴共同构成。对于规模在 1 兆瓦^{xviii}以上的大型项目，EEG 明确规定其必须参与招标竞价，市场溢价补贴水平与招标竞价结果和当月市场交易价格直接挂钩（见图表 12）。EEG 的进一步完善，避免了对不同规模分布式光伏项目采取“一刀切”的入市和补贴政策（见图表 13），同时有效激励整个行业在竞争中不断优化运营策略及降低技术成本。

^{xviii} EEG 自 2023 年起将豁免招标容量调整为 1 兆瓦，而早期 EEG 普遍以 >750 千瓦为强制招标门槛。

专栏：德国市场溢价补贴

图表 12 市场溢价补贴示意



来源：落基山研究所

在市场溢价补贴机制下，德国联邦网络管理局（BNetzA）根据项目技术类型（如风电、光伏）、应用场景（如地面电站、大型屋顶）及组合模式（如光伏+储能、风电+光伏）等对项目进行分类，并分批次组织竞价，设定各类别下每批次的最高投标电价及招标容量。竞价过程中，投标价格由低至高依次排序，直至达到容量上限，形成中标结果。中标电价以项目的实际报价为准，因此各光伏项目的中标电价并不相同。

在项目进入现货市场后，将形成当月市场交易均值（如图中虚线所示）。项目的市场溢价补贴等于其中标电价与市场交易均值之间的差额。当市场交易均值高于中标电价时，项目不再获得补贴，但也无需返还差额。因此，项目的入市收益由“市场交易收入^{xix} + 市场溢价补贴”构成。以右图为例：项目 A、B、C 的收益各不相同，其中项目 B 因市场交易表现优异，最终收益超过其中标电价（绿色部分所示）；而项目 C 由于市场交易均值高于其中标电价，未获得补贴，其收益完全来源于市场交易收入。由于市场溢价补贴水平取决于同类项目的当月市场交易均值，因此即便存在补贴机制，EEG 仍能有效激励发电企业通过降低生产成本、优化运营策略，以实现收益最大化。

xix 市场交易收入并不完全等同于市场交易价格。原因在于聚合商通常会与发电企业分摊收益波动、协商收取服务费用，或分享管理溢价（为补偿聚合商在预测、平衡责任及市场交易中的相关成本，EEG 规定政府向其额外支付管理溢价）。

图表 13 EEG 当前补贴机制

	<100 千瓦		100 千瓦–1 兆瓦	>1 兆瓦	特殊类型
是否入市	自愿入市		强制入市	强制入市	租客电力：按装机容量随期调整补贴值 能源社区：可能可豁免招标及投标保证金 光伏+储能：招标频次高，对储能容量比例及充电时间有明确要求
	入市	不入市			
收益及补贴方式	市场交易收入+市场溢价补贴（由联邦补贴表格确定）	根据联邦补贴表格对上网部分电量进行固定费率的度电补贴	市场交易收入+市场溢价补贴（由联邦补贴表格确定） 余电上网的溢价补贴费率低于全额上网的溢价补贴费率	市场交易收入+市场溢价补贴（由中标电价决定）	
补贴期限	自投运日起固定20年				

来源：落基山研究所

注：负电价时段不予补贴。特殊类型中的方式见 2.1.3 释义

总体来看，自 2012 年引入市场化以来，德国分布式光伏新增装机规模并未因市场化而出现下滑。这与其持续完善的入市保障机制密切相关：德国近 5 年 EEG 平均支出为 208 亿欧元，其中用于光伏的补贴支出约占 53%⁸。一方面，长期保留对小型项目的固定电价支持，为其提供了安全缓冲，避免了交易能力不足、管理分散的小型项目直接暴露于市场之中；另一方面，中大型项目则通过严格筛选的聚合商协助入市，确保其具备必要的市场交易能力。同时，大型项目即便全面进入市场，仍享有市场溢价补贴的支持，从而一定程度对冲了市场价格波动的风险。在这一机制下，不同规模的分布式光伏项目均能以相对公平的方式参与市场并获取合理收益，提升了投资主体对分布式光伏投资的长期意愿与信心。

对储能的激励：

在保障分布式光伏经济性的同时，政策也开始协同推进对储能的支持，从而为分布式光伏的长期发展提供保障。**低息贷款和容量补偿是激励储能装机的重要方式。**

德国对储能的激励以金融优惠措施为主。德国在储能领域的政策介入较早，自光伏市场化初期起，储能支持政策便与其同步推进，主要集中于开发环节的补贴等金融优惠措施。在联邦层面，最早且最具代表性的政策是 KfW 275 (2013–2018)，该政策为新建或扩容的户用及小型工商屋顶光伏配储项目提供低息贷款和一次性补贴。近年来，政策也顺应市场发展趋势，逐步延伸至“光储充”和“光储网”等新领域。其中，“光储充”政策面向自住住宅，为光伏、电动车、储能装置及私人充电桩（壁挂桩）按容量和功率发放一次性现金补贴；“光储网”政策则面向户用、工商业及公共机构，提供涵盖光伏、储能及并网基础设施建设的长期低息贷款^{xx}。此外，德国各州和地方政府也会阶段性推出储能补贴政策，为光伏配储项目提供投资补贴，形成联邦与地方协同推进的多层次支持。

xx 该利率将根据贷款总年限、宽限期、利率固定期、价格等级(由经办银行根据信用 / 财务状况 + 抵押 / 担保评估后决定)而变化。根据 2025 年 11 月最新的利率表，利率范围为 3.25%-10.81%。在相同条件下，例如住房 + 光伏，KfW 提供的利率始终低于普通住房贷款、商业消费贷款等。

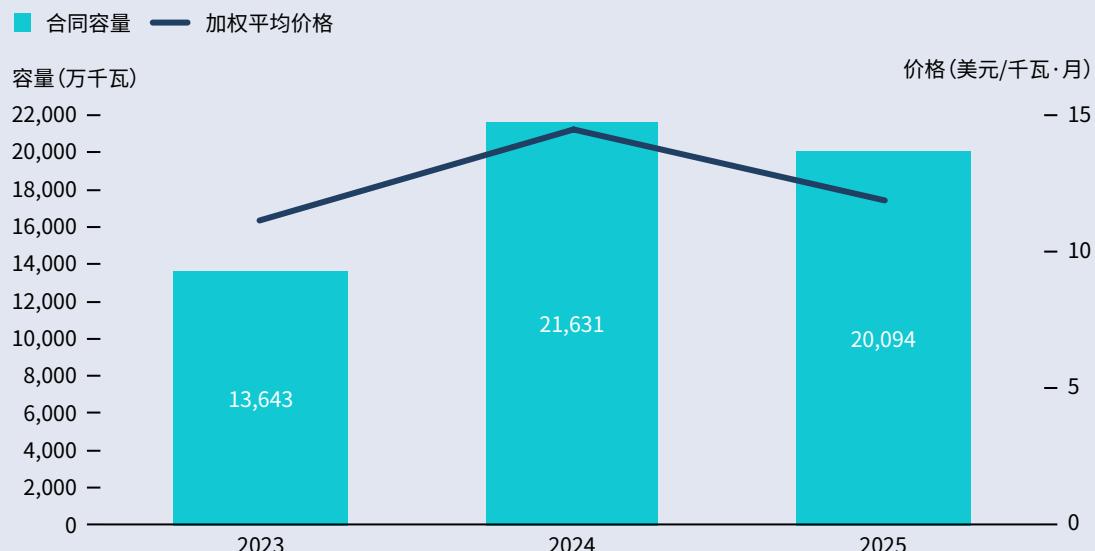
美国加州对储能的激励包括容量补偿、需求响应补偿等方式。加州较早便通过 RA (Resource Adequacy Program) 挖掘储能容量价值并在近年推出 DSGS (Demand Side Grid Support Program) 项目将用户侧储能的补偿与承诺容量、实际响应行为、市场价格等紧密联动，形成动态激励机制。这些项目有效调动了用户侧储能参与市场的积极性，保证了容量的充裕性，并在极端天气或电力紧张时期通过削峰填谷提高供电可靠性，发挥储能系统支撑作用。此外，加州还在多项规则中将储能纳入优先接网机制。例如，允许光储配套项目在具备可调整上网容量的能力下优先并网，并专门制定接网流程规则，进一步促进储能项目的快速落地与市场参与。

专栏：加州分布式光伏和用户侧储能容量补偿机制

分布式光伏和用户侧储能几乎没有作为独立主体直接获取容量补偿电价或参与容量市场的案例。在加州与英国等地，光储的容量价值通常通过聚合后，由聚合商统一参与市场并提供容量服务来实现。

加州容量充裕性项目（RA）^{xxi}：核心目的是确保全加州系统的容量充裕性、输电线路阻塞时本地容量的充裕性和系统的快速爬坡能力。容量义务由所有售电实体（Load serving Entity, LSE）^{xxii} 提供，并向 CPUC 提供容量充裕性证明。LSE 通过与各类资源签署容量承诺合同购买资源方容量服务。可提供容量充裕性服务的资源包括风电、光伏、水电、储能、混合资源（如可再生能源配储）、需求响应资源。政策 / 法律层面允许分布式光伏及用户侧储能作为独立主体提供 RA，但需要满足在 CAISO 注册、具备可调度能力、参与 RA 后履行在现货市场中报价的必须报价义务（must- offer obligation）等条件。由于参与门槛较高，目前实践层面分布式光伏及用户侧储能通常被聚合成为负荷类虚拟电厂后提供 RA 服务。

图表 14 加州 2023-2025 系统容量义务签约规模及价格



来源: CPUC, CAISO, 落基山研究所

接下页

xxi 容量充裕性项目中包含系统容量义务、本地容量义务和灵活容量义务三类容量义务。

xxii LSE 包括公用事业公司 IOU、能源服务供应商 energy service providers (ESPs)、社区选择聚合商 community choice aggregators (CCAs) 三类。

需求侧电网支持项目 (DSGS)⁹:由 CEC (California energy commission) 从 2022 年开始实施，DSGS 将运行至 2032 年 6 月 30 日。DSGS 是针对每年 5 月 1 日 -10 月 31 日分布式能源资源在电网紧张时期提供支撑的激励计划，激励用户在极端事件发生时降低能源使用和向电网放电。DSGS 的补偿资金支出由加州州级财政承担，来源于纳税人。截至 2025 年 5 月，已支付资金 1.095 亿美元。参与方式方面，用户侧主体注册为参与者 (participant)，通过提供者 (provider) 参与 DSGS，少数情况下用户可以直接参与（仅限紧急调度）。DSGS 的提供者可以选择四种项目中的任一种获得激励：1. 紧急调度 (Emergency Dispatch)、2. 市场整合型需求响应增量容量试点 (Market-Integrated Demand Response Incremental Capacity Pilot)、3. 市场感知型储能虚拟电厂试点 (Market-Aware Storage Virtual Power Plant Pilot)、4. 紧急负荷灵活性虚拟电厂试点 (Emergency Load Flexibility Virtual Power Plant Pilot)。分布式光伏和用户侧储能可以作为 participant 通过 provider 参与任一种。其中，第三种方式（市场感知型储能虚拟电厂试点）为提供容量服务的用户侧储能给予补偿，补偿金额依据用户侧储能当月参与响应期间的净释放容量计算。

图表 15 加州 DSGS 项目介绍

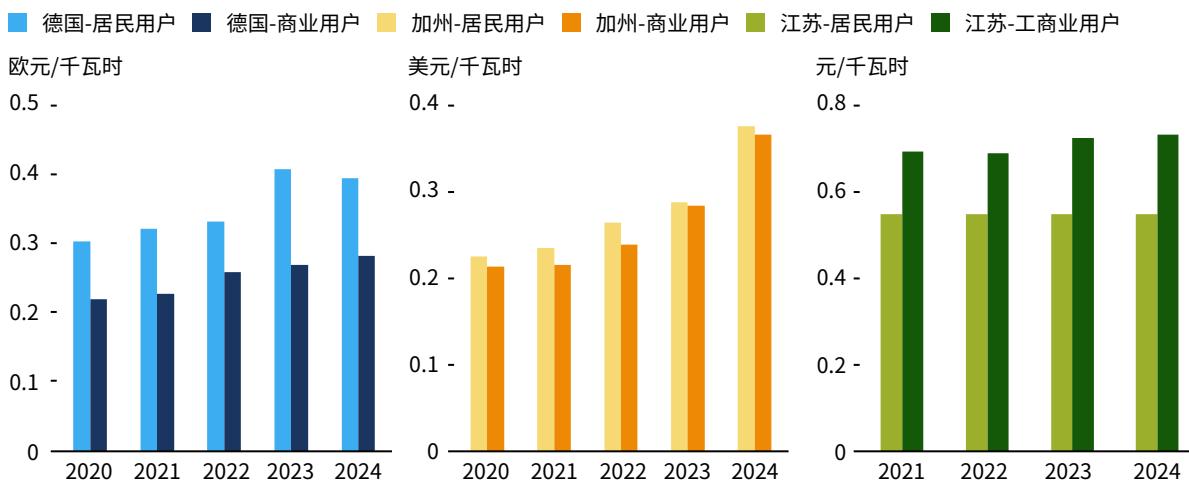
	紧急调度	市场整合型需求响应 增量容量试点	市场感知型储能虚拟 电厂试点	紧急负荷灵活性虚拟 电厂试点
参与 方式	Provider及有限的 直接参与用户	仅限Provider（零售商、聚合商、联邦电力营销管理机构）		
触发 条件	CAISO发布电力紧 急事件 (Energy Emergency Alerts)	通过在日前市场 报价参与	日前市场节点电价大 于200美元/兆瓦时或 CAISO发布电力紧急 事件	CAISO发布电力 紧急事件
激励 方式	负荷削减： 2美元/千瓦时 备用： 0.25美元/千瓦时	市场集中竞价	基于月平均实际放电 容量支付（单个站点 放电功率不能超过 2000千瓦）	基于负荷削减功率 给予激励

来源: olivine, 落基山研究所

2.1.2 充分的价格传导

高企的电价传导至用户侧，成为近年来推动分布式光伏高比例自发自用及户用光伏配储的重要动力。近五年来，德国与美国加州的零售电价持续上升，复合年均增长率分别为3%和14%，其中居民电价普遍高于商业电价（见图表16）。在德国，居民与商业用户电价长期处于高位，其电价结构中约有20-25%为附加费，用于支持EEG补贴。该附加费在2022年前由电力用户承担，之后虽改由全体纳税人分担，但整体电价水平仍然较高。加州则受电网投资、灾害损失赔偿及防控成本上升等因素影响，零售电价持续攀升。

图表16 德国、美国加州与中国的居民和商业用户零售电价



来源：Eurostat, California Public Utilities Commission (CPUC), 国网江苏省电力有限公司, 落基山研究所

注：图中德国零售电价使用年用电量为2500-4999千瓦时的居民用户和年用电量为500-1999兆瓦时的商业用户（1欧元约为8.3元人民币，2025年10月）；美国零售电价使用加州PG&E公司的零售均价（1美元约为7.2元人民币，2025年10月）；中国零售电价选用国网地区2024年用电量最高的省份江苏的居民合表电价、工商业代理购电的单一制1-10(20)千伏电度用电年加权平均价格作为代表。由于电网代购电始于国家发改委2021年10月11日印发的《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），故无2021年11月之前数据。

在零售电价处于高位且不断上涨的背景下，通过建立合理机制将价格变化及时反馈至各主体，有助于实现成本疏导、公平分担并提升系统效率。例如，美国加州通过NEM（Net Energy Metering）净计量机制，有效引导了分布式光伏与储能的装机与应用，实现了价格信号对投资行为的直接指导。

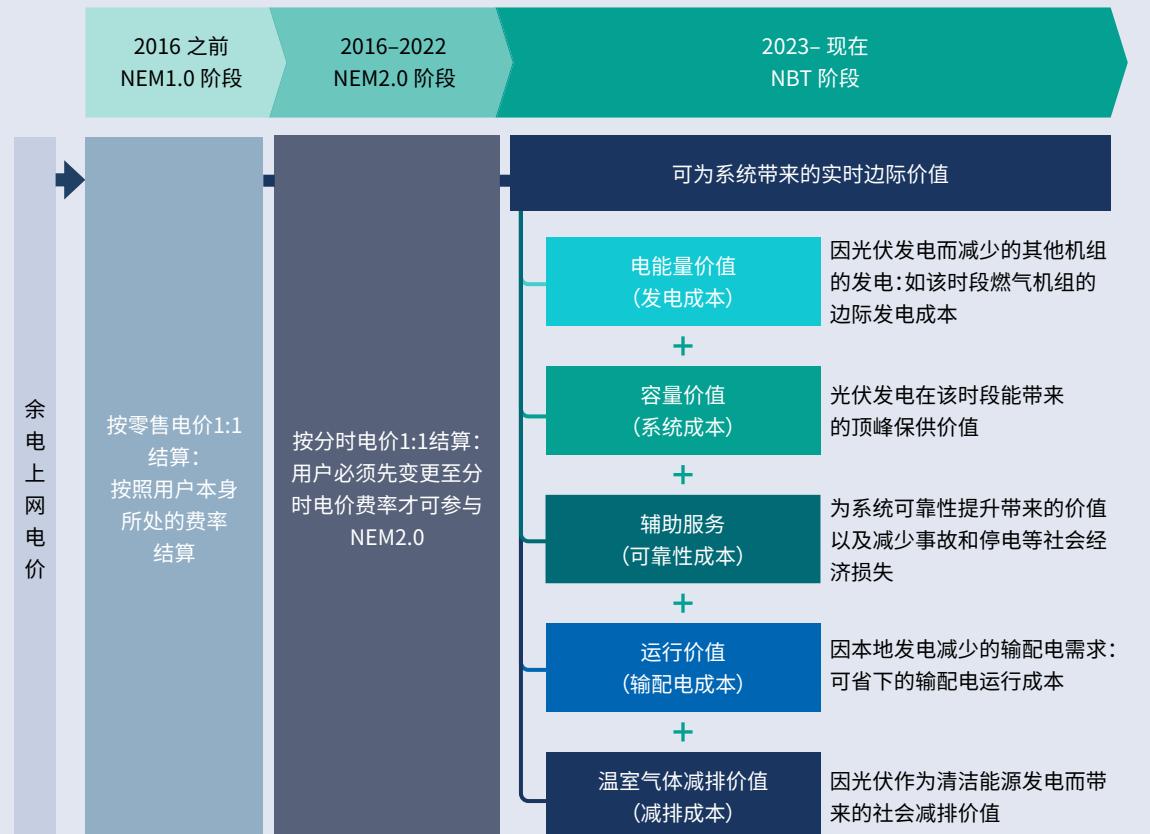
美国加州新增分布式光伏装机以户用为主，其新增装机的变化与NEM机制的改革密切相关。 NEM机制是针对分布式光伏上网电量部分的电价支持机制，是影响分布式光伏经济性的核心政策之一。随着政策的演进，NEM的电价计算方式逐步精细化，可分为三个阶段（见图表11）：

- NEM1.0阶段（2016年之前）：上网电量按零售电价1:1结算，用户可直接获得与购电同价的补偿。
- NEM2.0阶段（2016-2022年）：上网电价调整为强制执行零售分时电价（TOU），并引入一次性接入费和不可抵扣费用（Non-Bypassable Charges，约2-3美分/千瓦时）。不可抵扣费用是指只要项目业主从电网下电，无论最终返送的上网电量是否超过下网电量，该部分费用均需缴纳且不可豁免。这一变化确保分布式光伏合理分担系统运行成本，体现公平负担的原则。然而，NEM2.0的实施降低了上网收益，导致分布式光伏新增装机增速明显放缓。

- NEM 3.0 阶段（2023 年起），又称 NBT（Net Billing Tariff）：上网电价改为按分布式光伏为系统带来的“避免成本”（**Avoided Costs**），即为系统节约的成本计算（见图表 17）。以 PG&E（加州太平洋电气公司）为例，NBT 下分布式光伏上网收益大幅下降，上网电价不到 0.1 美元 / 千瓦时¹⁰，远低于居民日间零售电价（0.3–0.4 美元 / 千瓦时）¹¹。NBT 的推出使得分布式光伏装机增速立即放缓，甚至出现负增长。

案例：加州分布式光伏上网电价计算方式演变

图表 17 NBT 下分布式光伏上网电价计算示意

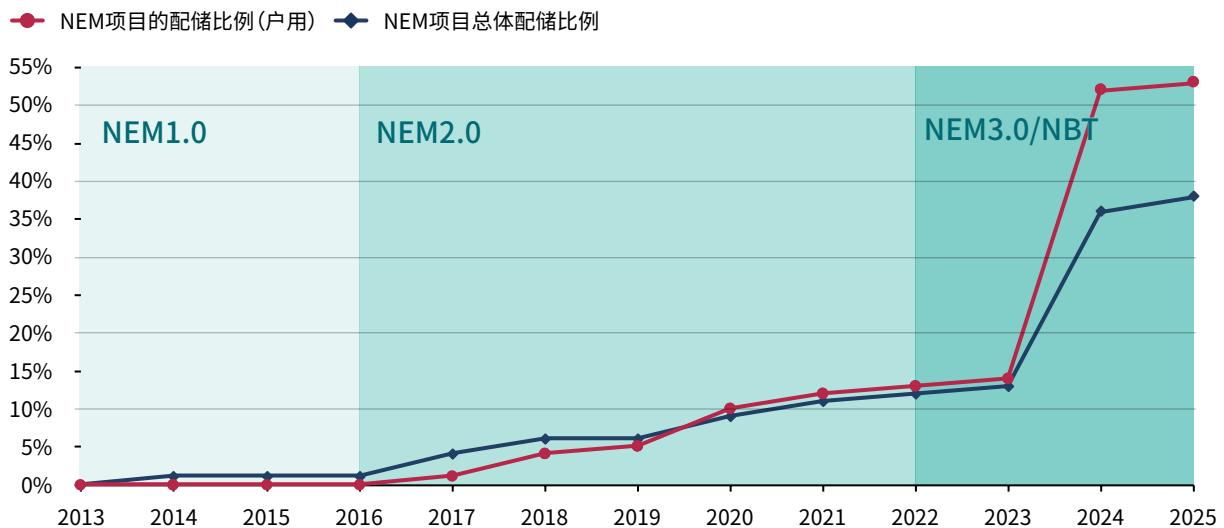


来源：落基山研究所

NBT 将分布式光伏的上网电价与其为电力系统带来的实时边际价值挂钩计算。该价值主要包括电能量价值、容量价值、辅助服务、运行价值以及温室气体减排价值五个部分，其中前三项占比最高。由于这些价值通常在光伏出力较低的时段更高，NBT 实际上激励了分布式光伏项目通过配置储能来平移发电时段，以获取更高收益。

总体来看，由于 NEM 机制的支持资金由全体电力用户分摊，加州通过持续优化 NEM 上网电价设计以避免对电力系统运行及未安装光伏用户造成过高负担，并确保分布式光伏收益水平的合理性。随着上网电价与市场价格联动性的不断增强，加州市场主体对分布式光伏装机的响应与我国“136 号文”推动分布式光伏入市后的情况相似——2017 年和 2023 年新增装机的增速放缓均与 NEM 政策调整密切相关。与此同时，在前文所述的用户侧储能激励政策及高电价的共同作用下，每当 NEM 改革进一步强化上网电价与市场价格的挂钩程度，配储比例便随之上升。在 NBT 阶段，由于上网电价大幅下降，储能成为提升经济性的关键手段，储能配置比例显著提升（见图表 18）

图表 18 参与 NEM 项目的配储比例



来源: California Distributed Generation Statistics, 落基山研究所

2.1.3 丰富的市场参与渠道

由于上网电价与市场挂钩、电价水平较高以及政策对储能配置的倾斜，德国和加州的分布式光伏项目倾向于高比例自发自用并已具备充分的经济性，因此对全额上网或上网后入市的依赖较低。在参与市场时，两地均以经济信号为导向、政策以引导为主而非直接干预，形成了宽松开放的市场环境。分布式光伏项目配置储能并聚合，已成为其主要的入市和提高入市经济性的途径。

政策对分布式光伏参与市场的类型并无硬性限制，其中现货市场是其主要参与的市场。以德国为例，分布式光伏项目通过聚合商进入现货市场：光伏业主委托聚合商在电力交易所（EPEX Spot）上进行报价与交易。聚合商根据气象预测在日前市场提交发电计划，并在日内市场进行偏差修正以形成最终电价。业主与聚合商共享售电收益，后者则收取一定服务费并帮助降低偏差成本。美国加州的模式与德国类似，主要通过配套储能与聚合，实现峰谷套利以提升项目经济性。辅助服务市场方面，分布式光伏可在配储聚合后参与调频，但整体参与比例较小，仍处于试点阶段。

此外，政策层面对市场准入的技术要求也较为宽松。例如，美国联邦层面并不强制要求分布式光伏配置储能后入市，同时对技术类型保持中立——除储能外，分布式光伏还可与可调负荷、电动车等技术聚合参与市场。至于分布式光伏是否必须配套其他技术种类打包入市取决于二者的耦合程度及其独立运行能力，并需满足所在 RTO/ISO (Regional Transmission Organization/Independent System Operator) 的响应能力等测试标准。

在电力市场之外，**PPA (Power Purchase Agreement)** 也是容量较大的分布式光伏项目或者分布式光伏聚合后采用的较为常见的场外商业模式。相比于集中式项目的 PPA，分布式光伏 PPA 在物理上更贴近负荷，利于企业满足 ESG 等相关需求。此外，德国同时也发展了一些促进社会广泛参与的分布式光伏商业模式，如租客电力、能源合作社等，但整体规模相对较小（见图表 19）。

图表 19 德国促进社会参与的分布式光伏投资模式举例

投资模式	模式描述	各参与主体收益方式
租户光伏电力	房东或能源服务商在多户住宅和商业综合楼建筑 屋顶建设光伏，向楼内租户直供电力	开发商：向租户收取电费（约为市网电费9折）， 从政府领取“租户电力补贴” 业主：以折扣电价购买电力
能源合作社及 社区光伏	公民集资，在公共建筑屋顶、教堂屋顶或社区闲 置土地上开发本地分布式光伏项目	合作社成员按照出资比例持有项目收益权，上网电 量获得EEG补贴或者通过自有渠道销售电力

来源：落基山研究所

2.2 国外实践对我国分布式光伏发展的思考

德国和美国加州分布式光伏主导类型与我国存在一定差异：前者以户用光伏为主，截至 2024 年底，德国户用分布式光伏累计装机占分布式光伏累计装机的 38%^{xxiii, 12}，加州达 66%¹³。而我国以工商业分布式光伏为主，2024 年底工商业分布式光伏累计装机占分布式光伏累计装机的 61%¹⁴。这主要是由于国外居民电价水平较高，且居民拥有独立屋顶的比例也较高。尽管发展类型的侧重不同，但国内外分布式光伏的整体发展历程高度相似，均经历了政府高额补贴推动早期装机增长、补贴逐步退坡，并进入市场化与保障机制并行的上网电价阶段。在政策持续演进过程中，国内外分布式光伏的装机规模均与政策迭代密切相关。随着当前我国分布式光伏全面进入市场，在技术模式、政策支持和市场机制等方面与这些国家展现出一定的共性。

围绕负荷推动高比例自发自用、就近消纳是分布式光伏可持续发展的核心导向。德国和美国加州通过上网电价机制及时反映电力供应的成本，并在市场化早期即推出针对用户侧储能的政策支持，使分布式光伏长期以高比例自发自用为主要特征。随着我国《管理办法》及绿电直连等政策的出台，分布式光伏的发展重心也日益转向自发自用与贴近负荷侧的多场景开发与消纳方向，呈现出与国际发展相一致的趋势。

电费成本下降是分布式光伏发展的关键驱动因素。通过分布式光伏发电获得收益或者实现电费节省一直是各国用户侧分布式光伏发展的最关键因素。这一趋势不仅发生在分布式光伏起步较早的欧美市场，同时也陆续在广大电网基础设施较为薄弱、电力供给可靠性相对较低的国家逐步出现。在我国，工商业分布式光伏的发展也基本符合这一发展逻辑，但户用分布式光伏的发展则不然。为防止过高及过度市场化的电价波动对经济和民生造成冲击，我国并未将居民用户纳入电力市场，长期以来维持着居民用电价格的稳定。并且，交叉补贴进一步使得居民电价处于较低水平。对比国际来看，我国居民电价总体处于中等偏下水平，因此短期内电价水平对户用分布式光伏发展的刺激作用有限。

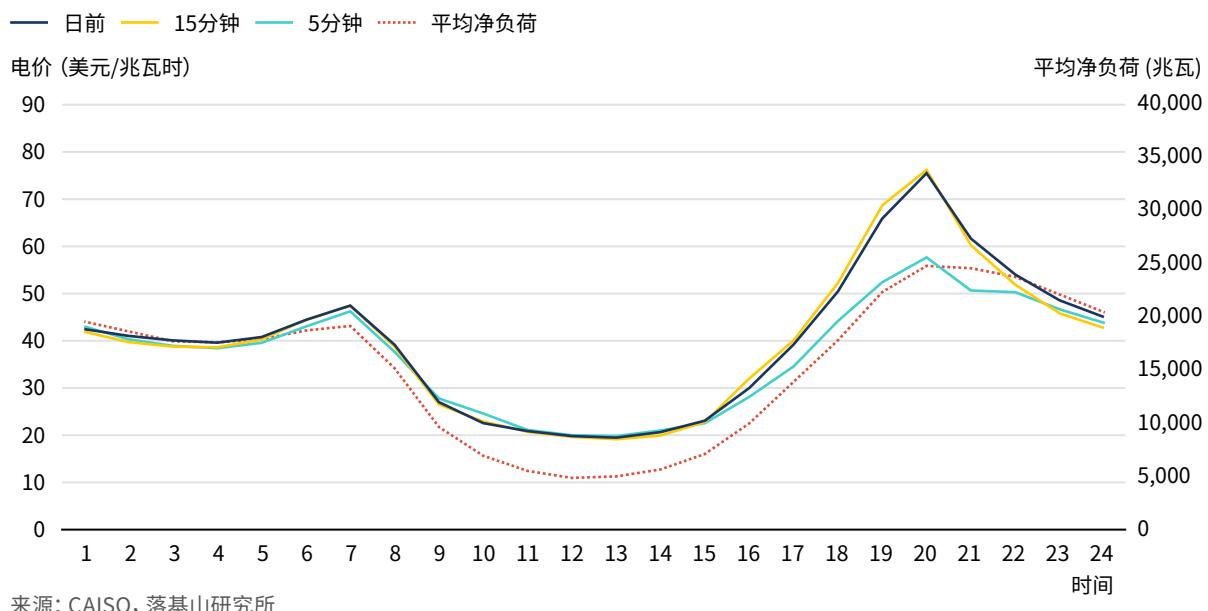
绿色电力需求稳步提升是分布式光伏发展的重要增长动力。在全球范围内，工商业用户对绿色电力的诉求在与日俱增。我国短期内分布式光伏装机的主要驱动力之一为用电侧绿电消费比例要求的提升。特别是在《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法（征求意见稿）》出台后，新增履约方式明确省内物理消纳量可包括自发自用和绿电直连等形式；同时，国际规则也逐渐倾向于认可自发自用、物理直连等模式，使企业通过分布式光伏满足绿电使用考核的动力进一步增强。并且，我国绿电消费责任主要压实于工商业用户，工商业用电量占全国总用电量 85%，其中面临更为严苛的绿电消费需求的工业用户用电量占比 65%。因此，高工商业用电量占比叠加高绿电消费比例要求将对我国分布式光伏装机形成显著的促进效应。

^{xxiii} 德国分布式光伏分类方法同 2.1 图表 11 中的 4 种分类。此处数据使用户用屋顶分布式光伏。

配套储能是高比例分布式光伏发展的必然趋势。在德国与加州，分布式光伏以提高自发自用比例为主要发展方向，两地因而较早同步推进储能，以降低对上网收益的依赖并减少对下网电量的需求，从而保障分布式光伏的经济性并持续扩大装机规模。随着市场化的推进，相关政策亦进一步通过提供金融优惠措施或放开储能的市场准入，支持储能参与市场交易，以增强分布式光伏在市场环境下的适应性。在我国当前分布式光伏发展逐步呈现与国际一致的趋势下，配套储能以提升自发自用比例、降低入市不确定性的风险，将成为直接改善项目经济性的关键方法，是未来高比例分布式光伏发展的必然趋势。

逐步引入市场化价格机制是高比例分布式光伏发展的必由之路。美国加州由于光伏装机比例较高，较早出现了“鸭子曲线”现象，导致午间电价显著下降（见图表 20），用户在该时段的购电成本随之降低，从而削弱了分布式光伏自发自用的经济收益，这与我国实施分时电价、将午间设为低谷时段后的情况一致。在上网电量方面，德国与加州已有多年推进市场化的实践。加州自 2016 年起将上网电价调整为分时电价，并于 2023 年实现与市场电价更紧密的挂钩；德国则自 2017 年起引入招标机制，推动中大型分布式项目全面入市，并通过类似于我国机制电价的上网电价补贴制度实现入市的平稳过渡。与我国的机制电价相比，德国对于项目的区分更加精细，并及时增设新竞价类别以跟进新技术和新模式的发展，同时采用“按报价成交（pay-as-bid）”机制。德国上网电价补贴制度既能同时保障户用与工商业分布式光伏项目的收益，也能更大程度减少竞价过程中的非理性报低价以及降低相应产生的附加费用。总体来看，加州和德国分布式光伏上网电量的收益在进入市场后，同样受到市场电价波动的影响，不断完善市场化价格机制并促进市场主体优化交易策略已成为国外分布式光伏发展的必由之路。

图表 20 2024 年 CAISO 市场平均电价



来源：CAISO, 落基山研究所

多渠道参与电力市场是分布式光伏拓宽收入来源、控制收入风险的有效补充手段。近年随着我国市场规则不断完善，分布式光伏作为新型经营主体被允许以独立主体、聚合形式灵活地参与电力市场。相比之下，国外的市场规则相对宽松，并未对分布式光伏参与市场的形式、市场的种类或技术路径作出严格限定，而是更多依靠市场信号的引导，让分布式光伏自主选择参与方式和市场类型。出于经济性与技术成熟度的考虑，目前国外的分布式光伏多以聚合或配储方式参与现货市场，而且直接参与辅助服务市场的比例较低，这一情况在短期内也将与我国的市场参与格局基本一致。在场外交易方面，国外分布式光伏的收益渠道更加多样，陆续出现了 PPA 与租户光伏、社区光伏等促进全社会参与的模式，为分布式光伏带来了更加灵活的市场化的收益空间，也为我国下一步探索多场景发展、多元化收益提供思路。

3. 国内分布式光伏发展模式展望

3.1 分布式光伏多场景下的市场规模分析

回顾“十四五”期间，在每年的新增光伏装机中，分布式光伏的比例基本维持在 40% 到 60% 之间。展望“十五五”时期，我国分布式光伏将进入高质量发展阶段，挑战与机遇并存。一方面，新增项目面临着本地消纳、配网制约、进入电力市场等挑战，另一方面，其未来增长也必将以负荷为核心、呈现出更多元化的发展场景。在 2026 和 2027 年间，我们判断分布式年度新增装机水平将在 2025 年（预计约 1.6 亿千瓦）水平上有所下滑，但仍有望高于 2024 年（1.18 亿千瓦）水平，占总新增装机的比例维持在 50% 以上。其中，不同场景的工商业分布式（含光伏 + 场景）仍然是新增装机的主要来源，户用分布式的发展则需寻求新的开发模式与安装场景。本章节将围绕典型场景中的投资开发模式及项目运行方式展开讨论。

3.1.1 工商业分布式：在节约电费与绿电需求驱动下继续增长，但受“以荷定容”及入市收益不确定性的影响，增速有所放缓

工商业分布式光伏在我国分布式光伏装机中长期占据主导地位，截至 2025 年上半年，累计装机量占分布式光伏总装机量的 64%¹⁵。多年以来，我国工商业分布式光伏项目呈“自发自用、余电上网”与“全额上网”齐头并进的趋势。前者的增长动力主要来自工商业用户节约电费与满足绿电消费要求两方面；后者曾一度占据新增工商业分布式光伏的 70%，但在 2018 年补贴快速退坡后^{xxiv}，逐渐减少。

随着《管理办法》的出台，全额上网项目基本无法开展，工商业分布式光伏在短期内的持续增长将呈现“围绕负荷、区域转移”的特征。负荷将是未来新增装机的决定因素，因为 60% 以上的地区要求一般工商业分布式光伏需要达到 50% 以上的自用比例（见 1.2.1 图表 4），并且大部分地区的“136 号文”中并未区分增量分布式项目与集中式项目的机制电量比例和竞价规则，余电上网部分电量的收益缺乏保障，使得要求高自用比例成为投资主体的稳妥选择。在此背景下，投资主体为确保满足政策要求且追求经济性，往往将自用比例要求进一步提升至 80%–90%。因此，用电量大、负荷稳定的工商业用户将成为未来新增装机的重点对象。传统依赖全额上网的大容量规模的工商业分布式光伏项目则将面临较大冲击。在“以荷定容”的政策环境下，工商业分布式光伏的发展将以高比例自发自用为主，这一趋势虽然有助于提升项目的经济稳定性，但也会限制单体项目的容量，从而使总体新增装机规模受到一定抑制。从区域上看，分布式光伏开发逐步向南及中西部低渗透区域转移，大型工商业项目正从长三角、珠三角快速流向川渝等地，为分布式光伏带来了新的开发空间。其中，商业楼宇用电具有较强的季节性，且峰值时段与光伏发电时段较为匹配。但其屋顶平整度欠佳，整体开发条件仍不及工业厂房。目前，电网承载力信息每季度公示，有效降低了投资主体的选址风险。电网承载力良好且具经济性的地区成为新增装机的重点区域。

在负荷成为决定性条件的背景下，分布式光伏项目开发和设计进一步精细化、定制化，也意味着其金融属性被弱化，投资主体结构也随之调整。此前，工商业分布式的投资主体多样化，既有大型企业批量开发或收购，也有地方城投公司、民企及用户自投。从 2025 年下半年开始，前一类投资者暂时大量离场，对于第三方投资主体而言，竞争焦点也从过去的获取屋顶资源转向获取优质负荷、提供优质运维以及市场交易能力。随着投资门槛不断提高，能力不足的企业面临淘汰压力。对于用户自投而言，工商业用户经过对大量场内分布式项目的长期观察，内部团队专业性逐渐提高，用户自投自建意愿增强。加之近年来金融机构对分布式光伏的接受度提高，专项贷款、低成本融资等金融工具日益丰富，进一步降低了用户自投资项目的难度。为适应这一趋势，部分开发企业也推出“EMC+

^{xxiv} 《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改价格 [2018] 823 号），也称“531 政策”

自建”的混合模式，通过在前3-4年收取电费并在后续将项目产权移交给用户，为用户自投提供过渡方案，利于自投模式的发展。然而，在“136号文”推动全面入市以及多地调整峰谷时段的背景下，分布式光伏的收益存在较大不确定性。受此影响，即便投资意愿增强，各类主体仍普遍处于谨慎评估阶段，预计短期内分布式光伏投资节奏有所放缓。

农林业光伏+项目在短期内仍然面临标准规范、配套设施等方面的风险，交通领域光伏+项目正在摸索起步阶段。在农林业领域，根据国家能源局文件，农光互补、渔光互补、林光互补及小型地面电站通常负荷小、自用电量有限，多采用全额上网模式。从发电特性来看，这类项目与分布式光伏“就近就地开发利用”的基本定位不相符。同时，项目用地情况复杂且地方管理方式不统一，存在一定模糊地带，因此归入集中式光伏电站管理。在交通领域，交通运输部等十部门已于年初发文要求推动交通运输与分布式新能源融合发展^{xxv}，可布局于服务区、边坡、公路沿线、铁路沿线、机场、港口等地，或与新能源充电桩等设施融合开发。若分布式光伏建设位于建筑物及其用地红线范围内的道路或道路边坡上，则按工商业分布式光伏管理；其他情况则归为集中式光伏电站管理¹⁶。此外，虽然电动汽车普及率推动了交通领域电力需求增长，但高速公路服务区的用电量暂时有限，交通领域光伏+项目的大规模发展又带交通电气化进一步提升，以及需要机场、港口等多个场景的进一步开发。**短期内，分布式光伏在多场景融合方面的发展仍需依赖实施层面的标准规范、配套基础设施完善以及政策支持。**

3.1.2 户用分布式：市场规模仍然巨大，但传统开发及运营模式难以快速撬动新增规模

根据户用分布式光伏的建设场所，其开发与应用场景主要包括以农户屋顶为建设场所的农村场景，以及以城市居民屋顶、建筑立面、阳台等为主要建设场所的城市居民场景。农村与城市场景在开发环境、消纳能力、电网设施等方面存在较大差异。整体而言，户用分布式光伏具备较大的理论发展空间，但由于项目单体规模小且分散，户间条件差异较大，实际开发难度较高。加之各地“136号文”发布后，户用项目在机制电量竞价中手续繁琐且缺乏竞争力，这将带来多重不确定性与挑战：一是尽管首年竞价缺乏参考价格，但投资方在收益测算和成本预期均存在较大不确定性的情况下，仍需在建设伊始向用户承诺租金等固定收益；二是若采取聚合代理竞价模式，一旦部分项目未能按期并网，整体将按照未履约处理；三是项目若未入围机制电价，则需直接面对市场电价波动；四是单个项目规模小，基本不具备市场交易能力。上述因素共同增加了投资决策的复杂性与风险，预计短期内投资主体将趋于谨慎。

农村分布式光伏在短期内仍将受到消纳能力有限、配网容量不足及资金投入困难等因素制约，未来发展将主要依赖深度发掘消纳场景、升级基础设施并引入资金。据测算，我国农村地区可安装光伏屋顶面积约273亿平方米，超过8000万户¹⁷。过去几年，农村分布式光伏主要依靠光伏扶贫、整县光伏等政策推动，已经成为户用分布式光伏开发的绝对主力场景。截至2023年9月，中国农村地区户用分布式光伏累计安装户数超过500万，已开发户数仅占可开发总量的约6.25%，理论增长潜力巨大。在实际开发中，农村分布式光伏项目通常以村为单位组织实施。投资方租赁农户屋顶建设分布式光伏，并以售电收益为主要回报；农户则通过提供屋顶资源获得稳定租金及优惠电价或通过全额上网获取收益。为确保项目在资金、技术及地方协调等方面稳步推进，投资运营主体多由央企与地方企业合资设立的新公司承担项目投资、建设及后期运维工作。由于农户屋顶数量众多、分布分散及用户认知差异，农户侧往往由村委会或成立村集体公司，代表其与投资运营主体及供电部门等相关方进行沟通与协调。然而，随着近年农村地区分布式光伏装机量迅速提升，其电力消费水平低、配电网承载力有限等问题日益凸显，进而制约了“十五五”期间的发展空间。在河南、山东等分布式光伏发展较快的省份，因配网容量受限而导致新增项目难以或无法接入的“红区”问题日益突出。根据2024年对六个省份的评估，已有多达150个地区被划为暂停光伏接入的“红区”。为保障农村分布式光伏的可持续发展，需大量资金投入对农村电气化水平和配电网承载能力等进行整体提升。然而，农村地区通常难以吸引充足的资本投入。央企虽然具有融资成本优势，但对安全与风险管理严格，因此对分散度高、难以实现规模化与标准化管理的农村项目参与意愿较低；民营企业则虽具灵活性，但其项目规范性与后期运维能力参差不齐，农户需具备较强的甄别能力以避免潜在的质量和安全隐患。这些因素共同增加了农村分布式光伏的推广难度。

^{xxv} 见2025年3月《交通运输部等十部门关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》。

相较农村居民，城市居民的电力消费水平整体更高，城市配电网容量更充裕且安全性更强¹⁸，因此在电力消纳与并网接入能力方面更胜一筹，但需要多元化挖掘安装场景。我国约有 6600 万栋城市建筑¹⁹，截至 2025 年 9 月，我国已建成屋顶光伏约 3.4 亿千瓦，仍有海量待开发屋顶，而根据 Qing Yu 等人的研究²⁰，立面光伏平均发电潜力约为屋顶光伏的 68.2%，但此场景在我国基本尚未起步。

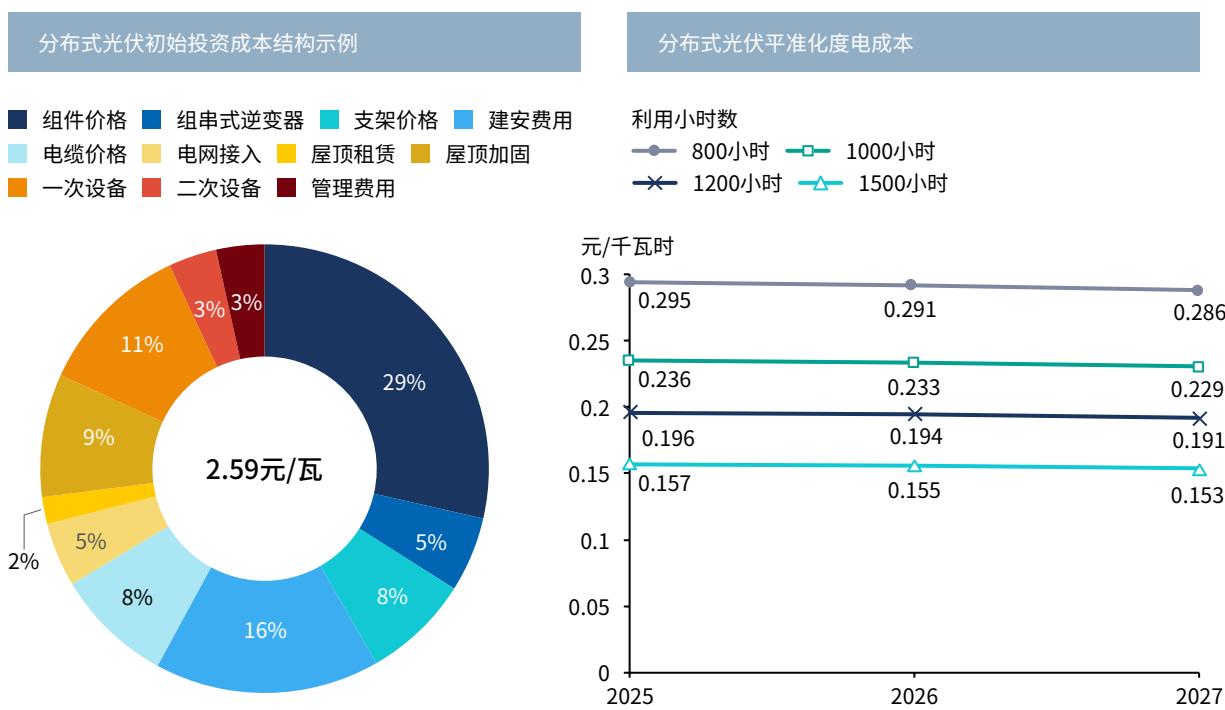
- **屋顶及立面：**由于我国城市住宅主要以公寓楼为主、独立住宅比例较低，项目开发过程中常面临所有权、使用权及协调等问题。公寓楼住户众多且通常由物业统一管理，屋顶的产权与使用权在顶层住户、其他楼层住户及物业之间往往界定不清。分布式光伏的安装需取得各方一致认可，这使得开发企业在项目推进过程中需进行大量沟通与协调，显著增加了开发成本与项目复杂性。在运营阶段，这类分布式光伏的商业模式仍有待探索。在目前城市居民场景下，分布式光伏的电量通常全额上网，开发运营企业通过售电获取收益并支付租金。公寓住户虽然可能获得部分租金，但并不直接使用所发电量，依旧通过电网购电；同时，租金收益可能支付给房屋业主或物业，实际居住者往往难以直接受益。因此，综合考虑项目复杂性、收益、安全性与美观等因素后，城市居民屋顶及立面安装分布式光伏的吸引力相对有限。这一场景的突破或许可受到德国租户光伏电力模式的启发。在该模式下，公寓住户以折扣电价通过楼宇内部线路直接使用分布式光伏发电（见图表 19），既可节约电费又能直接享受绿电；运营方在获取售电收益的同时还能从政府领取约 2~4 欧分 / 千瓦时的租户电力补贴，同时本地消纳也减少了输配电费用和附加费。这一模式的实施主要依托于德国颁布的《租户电力促进法》，允许租户自由选择电力供应商，并通过修改《可再生能源法》（EEG）提供针对租户光伏的专项补贴。
- **阳台光伏：**作为微型分布式光伏系统，近年在欧洲与我国逐渐兴起。该系统通常安装于没有独立屋顶的公寓住户阳台上，通过微型逆变器将光伏发电转换为交流电，住户可直接插入自家插座实现自发自用，不仅能实现一定程度的能源自给，还可直观节省电费。由于对安装空间要求低，阳台光伏的目标用户可从独立住宅业主拓展至更广泛的公寓住户与租户，十分适配我国以公寓楼为主的城市居民场景。同时，其投资成本较低，根据系统规模不同，一套设备为 3000 元左右，并且安装便捷，对专业施工依赖度低，使销售渠道具备拓展至 B2C 直销的可能性，从而进一步扩大了安装潜力²¹。目前，我国尚未出台针对阳台光伏的专项扶持政策和明确的并网规范，已安装的项目主要集中在商业店铺而非居民场景²²。总体来看，阳台光伏仍属较新模式，其发展需要多方面支持。欧洲经验表明，阳台光伏的推广主要依赖规则清晰化、政策激励和法律保障。在规则方面，多国普遍对阳台光伏实施容量限制，并要求加装防逆流装置以确保所发电量自发自用，同时简化并网流程至仅需线上登记。政策激励方面，部分地区提供一次性补贴或税收优惠。法律方面，以德国为例，《Solarspaket I》（太阳能一揽子计划）明确规定，公寓房东或业主协会在无正当理由的情况下不得拒绝租户或业主的安装请求。

3.2 自发自用模式下光伏与储能经济性分析

自发自用部分电量的经济性，将直接影响分布式光伏项目的投资回报率。如本文 1.2.1 部分指出，2025 年以来的多个政策都明确了未来分布式新能源必须更加侧重本地消纳，《管理办法》、“650 号文”等政策中都对新能源项目自发自用比例提出了明确要求，且有往后逐步提高的趋势。自用部分电量经济性的主要体现是降低用电成本，因此，自用部分发电成本与购电成本之间的比较是这部分电量经济性的核心。本报告将分别讨论工商业与户用分布式项目的情况。

分布式光伏发电成本已经在全国范围内显著低于工商业购电成本，并将在未来两年继续小幅下降。目前，根据不同场景和装机规模，我国分布式光伏系统初始全投资成本约在 2.3–3.0 元 / 瓦区间，预测 2025–2027 年间小幅下降。其中，光伏组件、逆变器、支架、电缆和并网设备构成了投资成本的一半以上。相较于集中式光伏地面电站，分布式光伏开发可以避免一次性土地成本、建安费用也较低，但需要支付屋顶使用（第三方开发模式）和屋顶加固费用。针对工商业、户用等不同应用场景，投资成本的差异一方面来自设备、物流和安装的规模经济性，另一方面也很大程度受到渠道费用等非技术成本影响。假设初始全投资成本为 2.59 元 / 瓦，根据不同地区的日照条件，分布式光伏平准化度电成本在 0.16–0.30 元 / 千瓦时区间。展望未来两年，投资成本变化的主要驱动因素仍会在设备环节，除了技术持续进步带来的效率提升，部分核心设备其将受到光伏行业“反内卷”、国内年度装机量下滑等多重因素影响，综合考虑，我们认为到 2027 年度电成本有望进一步减少 3% 左右，总体保持相对稳定。

图表 21 我国分布式光伏系统初始投资成本结构与度电成本分析（2025–2027）



来源：中国光伏行业协会，行业访谈，落基山研究所

注：成本结构以 2.59 元 / 瓦的工商业光伏投资为示例；度电成本计算假设额外土地租金为 0.015 元 /W，运维成本为初始投资的 1.7%，日历寿命 25 年，折现率 5%，电站残值为固定资产原值的 5%。

未来两年，我们判断全国绝大多数工商业用户的电网购电成本总体水平保持稳定、日间购电价格可能进一步下降。具体而言，工商业用电成本由四大部分组成：发电侧上网电价、输配电费及线损、系统运行费用和政府基金附加（图表 22）。

图表 22 最新工商业电价组成与近期进展（2025 年 12 月）



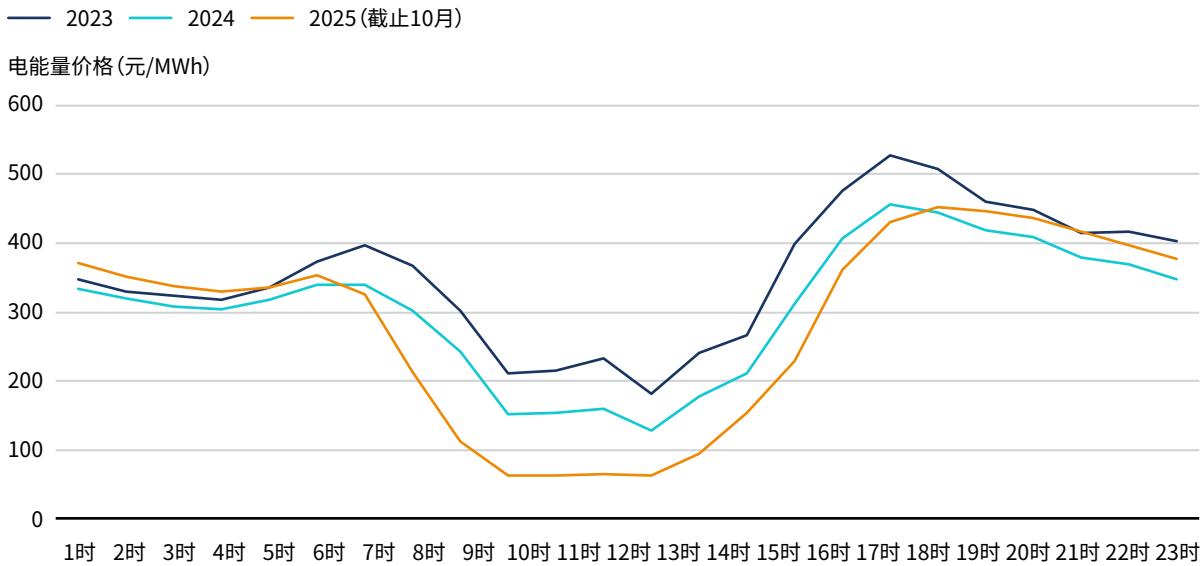
未来两年发电侧上网电价或将有所下降，同时系统运行成本将逐步上升，工商业零售价格平均水平总体稳定。但随着现货市场推广建设以及光伏渗透率进一步提高，更多省份的工商业用户或将面临更大的日内价格峰谷差，日间光伏发电时段购电价格更低，直接降低分布式光伏经济性。我们分别对上述四大组成部分进行分析：

- **发电侧上网电价总体水平将稳中有降：**到 2025 年底，我国将“实现省级现货市场基本全覆盖”，煤电在大部分省份仍然是主力电源，决定现货价格走势的主要因素包括整体供需关系、动力煤价格以及新能源渗透率。随着我国 2023 到 2025 年新建煤电规模大幅攀升，目前大部分省份电力供给属于总体过剩状态，叠加动力煤价格持续低位运行，作为大部分时段出清机组的煤电难以大幅脱离实际成本报出高价，意味着煤电在现货市场中的报价范围大约在 0.25 到 0.4 元每千瓦时的范围。另一方面，随着新能源、特别是光伏渗透率的持续提升，日间低电价甚至零电价的现象会在更多省份、每天更长时间内持续发生。对于水电为主力的省份，平均价格水平也将与来水情况密切相关。关于这部分的更多详细分析，可参见落基山研究所发布的报告《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》中的第一部分²³。

- **发电侧上网电价与零售市场价格联动进一步增强：**近年来，由批发市场形成的发电侧上网电价对零售侧分时电价的指导作用愈发显著，在现货市场运行省份更为明显。以山东省为例，该省在过去几年多次调整零售侧分时电价时段及价格水平，逐渐与现货价格曲线形态高度一致。例如，在6月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，整个夏季的22:00-23:00时段均由平时段调整为尖峰时段，与该省高光伏渗透率影响下的现货市场曲线形态高度相关。目前，全国已有24个省网，将日间部分时段调整为谷段甚至深谷段，部分西本省份谷段时间长达8小时，基本覆盖光伏出力时段。随着光伏装机进一步提升，我们预计更多省份将会在日间设置更长、更深的谷段。关于这部分的更多详细分析，可参见《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》中的第一和第八部分²²。
- **系统运行费用逐步提升：**系统运行成本主要由三部分组成，即辅助服务费用、容量电费及新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用。展望未来，随着新能源渗透率的逐步提高，辅助服务中的调频和备用需求或将有一定提高；容量电费必将逐步上涨，主要原因包括将煤电容量补偿费用将持续逐步提高、更多技术（如电化学储能）进入容量补偿机制、更多抽蓄电站陆续投运等；此外，新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用与新能源项目参与量有关，我们预计未来两年，2025年6月1日之前并网项目所需要的机制电价差价结算费用总体维持稳定，同时每年会不断有新项目加入，因此短期内这部分费用会持续攀升。此外，我们判断在大部分省份，这部分总费用上升幅度将超过工商业电力需求增长幅度，意味着平摊到每度电的费用也会提高。关于系统运行费用的更多分析，可参见《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》中的第三和第四部分²²。
- **输配电价、线损和政府性基金及附加保持相对稳定：**2026年，我国将进入输配电价第四监管周期，有关新规和价格标准预计将在2026年上半年下发。对于常规工商业屋顶光伏项目，我们预计相关费用及政府性基金及附加皆不具备大幅度下降的空间，总体维持稳定。
- **针对绿电直连项目的相关规定：**据“1192号文”，绿电直连项目的线损部分按上网电量缴纳（与传统屋顶分布式一致）；对可靠性要求相对不高的项目，输配电费部分按占用的变压器容量缴纳，对可靠性要求高、需要进行容量备份的项目则仍然执行传统的两部制输配电价模式；系统运行费用暂按上网电量缴纳，但将逐步过渡到按占用容量缴纳；政府性基金及附加则按全电量缴纳。

综合以上分析，由于同一地区天气情况通常较为一致，导致光伏发电时段重合度高，更多的光伏装机（无论是集中式还是分布式）将进一步拉低该地区所有光伏发电所能获得的直接或间接收益，这个现象也通常被称为“价格蚕食”。此趋势将削弱分布式光伏自用部分的经济性，换而言之，自用部分光伏能为用户节省的购电费用将减少。但对于自发自用部分电量，用户并不需要缴纳输配电价、线损、系统运行费用和政府性基金及附加，这也将一定程度上弥补上网电价下降所带来的损失。

图表 23 山东 2023-2025 年实时市场均价



来源：电查查，落基山研究所

注：部分日前数据缺失

打破光伏“价格蚕食”现象的核心在于打破光伏发电和用电的时空一致性，对于分布式光伏项目，只有打破时间一致性是可行选项。从空间角度而言，打破一致性意味着将光伏发电进行较长距离的输送，在全国多个省份光伏渗透率都逐步提高的背景之下，某一地区将越来越难以将某个时段过剩的光伏发电输送给另一个地区并获得较大溢价，除非两地之间存在显著的天气差异，但这样的条件往往难以精确预测频率。另一方面，由于我国东西跨度较大，客观上存在一定的日照时间差，特别是在东部华灯初上、西部太阳角度仍然较高的情况下，可以由西向东进行长距离输送并获得高于午间的价格收益，但这一举措仅适用于少部分集中式项目。对于分布式项目而言，只有打破时间一致性才能缓解“价格蚕食”的现象，主要手段包括使用储能或者实施需求侧灵活性（主要是当中的负荷移时手段），后者通常因负荷所在行业的生产行为、行业周期、对电价的敏感度等原因有较大差异，相比之下储能更容易在各种负荷类型中进行推广。

工商业分布式光伏与储能互动发展方兴未艾，却是必然趋势。使用储能打破光伏“价格蚕食”的核心是在光伏发电量大、上网和零售电价低的时段吸纳光伏发电，再于晚高峰等价格高的时段放电。虽然原理简单，但目前我国这样的案例并不多见。大部分归属同一工商业用户的光伏和储能项目之间并没有产生互动。一方面，由于不存在自发自用比例限制，且余电上网价格相对可观（一般为当地煤电基准电价，在 0.25-0.46 元之间），光伏项目普遍执行“自发自用、余电上网”的模式。另一方面，由于工商业分时电价已经在各省普及，且大部分省份日内最大价差都在 0.6 元以上，可以覆盖 2-4 小时的锂电池单次充放成本，储能则执行“低价下网充电、高价放电自用”的模式。此外，更为重要的是，工商业分布式光伏与分布式储能的开发主体通常不一致，因此两方开发商及用户之间还需要达成多种共识，比如储能从光伏项目充电时需支付的价格、光储联合运行的最优策略等，一定程度上降低了项目经济性、增加了协调难度。此外，独立的光伏资产与储能资产都有相对成熟的、标准化的财务测算模型，行业长期发展之后在主要电力央企和金融企业之间形成了较为统一的风险认知和定价模式，使得资产的融资和交易都更为通畅。相比之下，用户侧光储互动项目发展起步较晚，开发主体、融资主体、投资和收购主体之间缺乏对新业态的统一认知和风险衡量工具。尽管如此，在新的政策环境下，我们认为上述因素在两年内会看到显著改变：

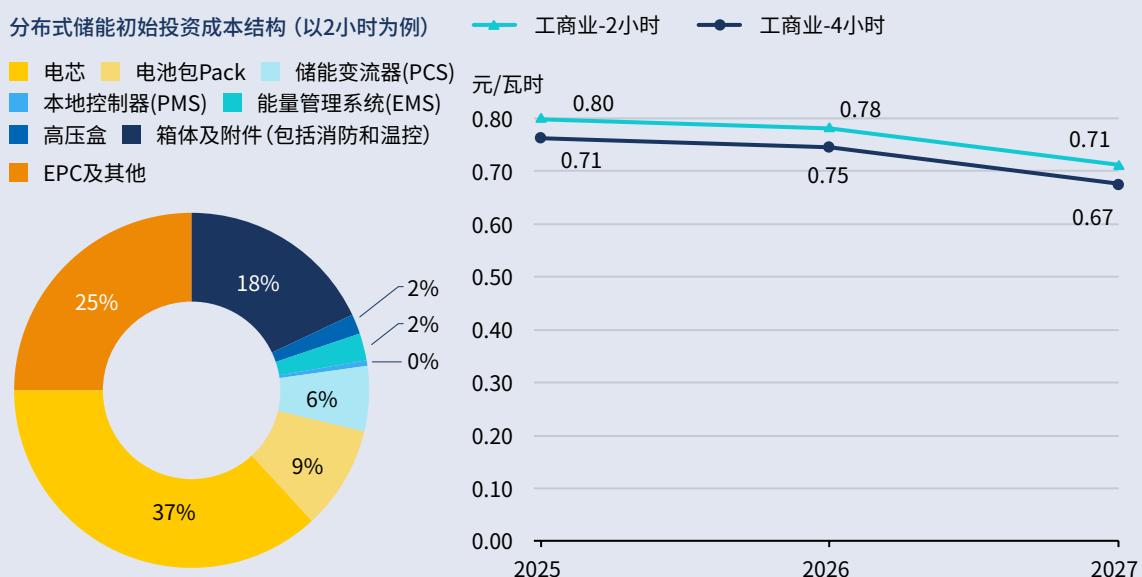
- 储能成本将进一步下降：**目前，工商业用户侧 2-4 小时锂电池储能单次充放成本基本在 0.45-0.48 元之间，若考虑和用户分成，则单次充放成本一般要提高 25-40%。未来两年，考虑到大电芯在工商业储能系统的应用及由此带来的成本摊薄，我们认为单次充放电成本还能进一步下降约 11%，达到接近 0.4 元的水平，详细分析请见“专栏：分布式储能成本与经济性分析”。

专栏：分布式储能成本与经济性分析

我国目前 2-4 小时分布式工商业储能系统初始全投资成本约在 0.76-0.80 元 / 瓦时区间。电池和电池包（含电池管理系统 BMS）组成的电池系统是分布式储能系统的最大成本构成，占比 46% 左右，其次储能变流器（PCS）、能源管理系统 EMS、本地控制器（PMS）、高压盒等电气控制设备占比 10% 左右，含消防和温控系统的箱体及附件占比 18% 左右。此外，EPC 总包及其他非技术成本也要占比 25% 左右。相比于 2h 系统，4h 系统主要可以摊薄 PCS 等交流侧设备成本，从而降低了单位造价。近年来，工商业储能在国内蓬勃发展，但户储在国内应用较少。而且由于小型设备单位造价、物流施工成本相对较高、渠道费用等非技术成本也会较高，户储单位投资成本相较于同时长工商业储能投资成本可高达 50% 以上。

展望 2027 年，2-4 小时分布式工商业储能系统初始全投资成本有望下降 11-12%，主要驱动因素为电池系统的技术迭代。预计 2027 年 587Ah 大电芯会成熟应用在工商业储能系统，由此摊薄箱体及附件部分（BOS 平衡系统）成本，叠加电芯成本小幅下降，使得投资成本下降约 0.09 元 / 瓦时，除此之外其他部分下降空间不大。对于户储，由于规模限制无法应用更大电芯，户储系统最大的成本下降潜力会在非技术成本方面。

图表 24 我国分布式储能系统初始投资成本现状与展望（2025-2027）



来源：行业访谈，落基山研究所

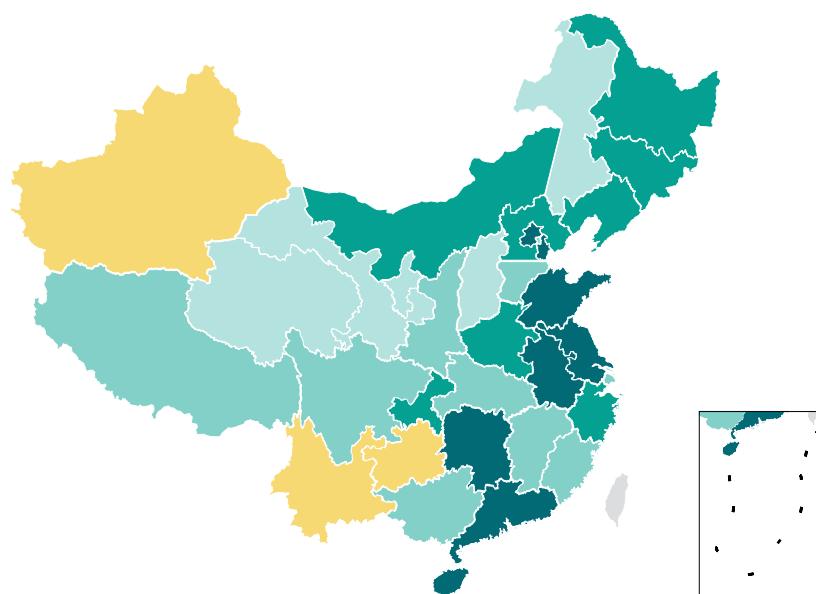
根据上述投资成本，2-4 小时分布式储能平准化（单次充放电）成本约在 0.45-0.48 元 / 千瓦时区间（假设“一充一放”模式，每年充放 300 次，日历寿命 10 年，能量效率 85%，折现率 6%），预测到 2027 年可进一步下降约 11% 达到 0.40-0.42 元 / 千瓦时。伴随着越来越多省份调整午段分时电价为平段 / 谷段，“一充一放”将逐步成为工商业储能的主流运行模式，由此带来行业对储能电池日历寿命的关切。目前“两充两放”模式下，行业一般认可电池 8 年日历寿命、6000 次循环寿命，而“一充一放”模式下，电池能否保证 10 年甚至 15 年的日历寿命还有待市场验证，日历寿命也将明显影响分布式光储一体系统的经济性。

- 储能可以帮助光伏达到更高的自发自用比例：**在不削减分布式光伏项目规模的前提下，储能可以吸纳负荷无法实时消纳的光伏发电量，一方面可以降低余电上网电量，在满足政策要求的同时更大程度规避“价格蚕食”的风险。另一方面，根据我们测算，目前在大部分省份，光伏度电成本加储能单次充放成本已经低于当前工商业晚高峰电网代理购电价格（图表 25），因此，储能可以在晚高峰时段放电，从而降低工商业用电成本。与此同时，相关决策和经营主体也需要密切关注各省因零售电价政策调整而带来的峰谷价差显著变化。例如，根据《2026 年陕西电力市场交易相关重要事项的提示》，2026 年市场化用户分时价格将不再执行峰谷浮动政策，改为由批发侧均价传导形成。在现行政策下，陕西省（除榆林地区）各电压等级工商用户的全年平均日内峰谷价差基本在 0.52–0.55 元 / 千瓦时范围内。根据陕西省现货市场今年以来的结算试运行结果，当日前日最大价差的月度平均值基本落在 0.28–0.40 元 / 千瓦时区间内，且最低及最高价格出现时间相对不固定，将为光储互动模式的收益率带来更多的不确定性。

图表 25 我国各省分布式光伏配储经济性对比（10 千伏单一制工商业用户，2025 年）

盈利系数

■ ≥ 1.55 ■ [1.40, 1.55) ■ [1.20, 1.40) ■ [1.0, 1.20) ■ <1.0 ■ 无数据



来源：落基山研究所

注：盈利系数 = 各省（区）电网代理购电 10 千伏单一制工商业用户（高峰）电价 ÷ （该省分布式光伏平准化度电成本 + 工商业 2 小时锂电池单次充放电成本（不考虑与用户分成））；在大部分省份，两部制工商业用电与单一制工商业用电的日内价差区别在 5 分钱以内

- 光伏可以降低储能充电成本：**在绝大部分省份，光伏度电成本与谷段或深谷段电网代理购电价格相比仍然有优势，从分布式光伏充电能进一步降低储能充电成本。
- 需要更具备综合能力的分布式能源系统开发和投资主体：**在当前的政策环境下，未来分布式光伏项目开发主体需要具备一体化分布式能源系统集成与协调能力以及参与电力市场能力，才能在市场化的背景下更好地维持利润、赋能用户。

对于户用分布式光伏，我们认为在当前的政策框架下，两年内平均项目规模将显著下降，光储项目的发展空间也非常有限。居民用户并不进入电力市场，电价调整周期长，其购电价格分为两套系统，一套是居民生活用电价格，另一套是居民电动汽车充电价格，两套系统的电价水平、分时设计等在各省间都存在较大的差异。

- 居民生活用电：各省普遍执行阶梯电价，且第一阶梯价格基本在 0.4 到 0.6 元 / 千瓦时，基本高于户用光伏度电成本，但低于光伏度电成本与储能单次充放电总成本。同时，大部分省份也设置了居民的分时用电价格，但并不默认执行，需要居民主动申请，据不完全统计，申请使用分时电价的用户比例极低。同时，日内价差基本在 0.12 元到 0.49 元 / 千瓦时之间（仅广东珠三角地区达到 0.81 元 / 千瓦时），低于户用储能单次充放电成本。
- 居民电动汽车充电：大部分省份设置了分时电价，但仅有广东、江苏、甘肃、海南默认执行，其他省份需要在用户报装私人充电桩时选择是否使用分时电价，根据湖北省截止 2023 年底数据，申请加入的用户仅占 5.1%。各省的居民充电的平段价格与第一阶梯生活用电价格基本相差不大。在默认执行分时电价的四省中，日内度电价差约为 1 元（广东省）、0.81 元（海南省）、0.5 元（甘肃省）和 0.2 元（江苏省），前二者具备分布式光伏配储的条件。即便如此，在广东省和海南省，城市非别墅区的私人充电桩一般不具备安装分布式光伏的条件，若在农村地区且每日电动车行程里数较高，则或许存在一定的经济性。

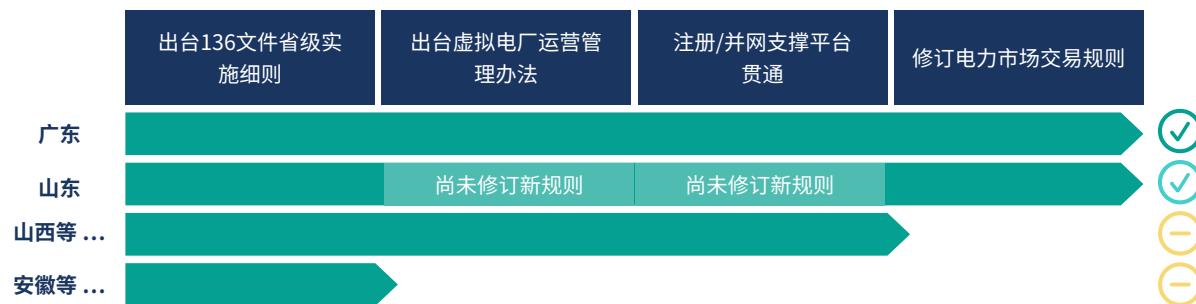
值得关注的是，绿电直连方案其实为分布式光伏带来较大的探索空间。对于工商业项目，部分屋顶存在本地负荷不足、无法满足自发自用比例要求的情况。对于居民用户，虽然无自发自用比例要求，但同样存在因居民用电量不足从而导致项目经济性降低的情况。在此背景下，若对相关屋顶资源做好整合，汇流后与附近一个或多个较大负荷进行直连，可打破相关限制、实现屋顶资源更高效的利用，并满足附近用户的绿电需求。此外，此举也能相对有效地解决东部沿海绿电需求大省缺乏绿电直连项目安装场址的问题。

3.3 余电上网模式下经济性与商业模式分析

“136 号文”明确要求包括分布式光伏在内的新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成新能源上网电量价格，并同步建立场外差价结算机制，目前分布式光伏项目可通过竞价被纳入机制电量获得收益保障，但长期来看需重视培育参与市场的能力并尽早积累相关经验。各省每年机制电量总规模由国家下达的非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况和用户承受能力确定，竞价前省发改委在竞价细则中公布本轮竞价项目主体、对应主体的机制电量规模和竞价的上下限，竞价时各省按照报价由低到高的原则确定本轮新增项目的机制电价和入选机制的分布式光伏电量。与此同时，部分省份下一轮的机制电价的竞价上限不得高于上一轮机制电价竞价结果（各省竞价结果见 1.2.3 部分图表 7）。以山东省为例，分布式光伏在机制电价执行期（12 年）内可获得每千瓦时 0.225 元的收益保障。而从现货价格表现来看，某分布式光伏项目在 2025 年 4 月的现货结算均价仅为 0.016 元 / 千瓦时，远低于机制电价水平。由此看来参与竞价入选机制电量仍是目前保障分布式光伏增量项目收益的重要手段。但机制电价是过渡机制，会在条件成熟时择机退出，新能源项目最终仍将直接进入市场。此外，在机制电价政策存续期间，其覆盖的比例和价格可能都会逐步下降。因此从长期发展来看，分布式光伏仍需提前布局，逐步提升参与市场的能力并积累相应经验。

各省的分布式光伏入市进度则取决于现货市场建设的推进情况及相关交易规则的修订完善。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，其中能否参与现货市场取决于各省现货市场建设的推进情况。对于已进入正式运行或连续结算试运行阶段的省份，分布式光伏上网电量将参与现货市场。截至 2025 年 11 月，除北京、天津、冀北、西藏外全国省级现货市场和南方区域市场均进入连续结算试运行，实现电力现货市场基本全覆盖目标，为分布式光伏上网电量入市提供了市场条件。在规则层面，分布式光伏入市仍需各省出台“136 号文”实施细则，并同步修订电力交易规则、完善或制定虚拟电厂运营管理办法等配套文件。目前，仅广东、山东完整打通了以上环节（见图表 26）；山西省电力市场已转入正式运行近 2 年，同时山西虚拟电厂建设运营规则设计较为完善、虚拟电厂入市进程较快，因此本节重点介绍上述三省的分布式光伏入市相关规则设计。

图表 26 省级层面分布式光伏入市相关政策发布及修订情况（截至 2025 年 11 月）



来源：落基山研究所

专栏：机制电量入市交易情况

上网电量全面进入市场时，纳入机制电量的部分在参与市场交易后执行机制电价差价结算（见图表 27）（详细介绍参见《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》第四部分），机制电量部分的收益在机制电价的基础上实行“多退少补”，即机制电量部分收益 = 机制电量 × (机制电价 + (现货市场捕获电价 - 实时市场交易均价))。承接“136 号文”中“机制电量的部分不再开展其他形式的差价结算”的原则，三省机制电量参与市场交易的实施方案如下：

- 山东：机制电量暂时视作未参与电能量市场交易的上网电量，匹配至居民、农业等保障性电量，执行机制电价。
- 广东与山西开展差价结算，参考的市场均价为月度发电侧实时市场同类型电源加权平均价格，其中山西明确为所有时段和所有节点的加权平均价格。已经纳入机制电量的部分，初期不再开展中长期交易、绿电交易等形式的差价结算，不重复获得绿证收益。

图表 27 新能源上网电量收益计算示意



来源：落基山研究所

3.3.1 市场规则设计：分布式光伏主体可通过三类方式参与现货市场，其在参与辅助服务市场和获得容量补偿电价方面因省而异

电能量市场参与方面，新能源入市方案及省级市场交易规则均承接“136号文”设计原则，参与现货市场方式均为报量报价、聚合参与^{xxvi}、作为价格接受者参与三种，在现货市场中的参与方式会同步影响交易主体在中长期市场的参与。不同参与方式对应不同的准入条件，其中独立报量报价准入门槛最高，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、实时可监测和可调度等技术要求，价格接受者是未选择其他两类方式的默认参与方式（详见图表28）。不同参与方式下可参与的市场交易类型存在差别（详见图表29），独立报量报价和聚合为发电类虚拟电厂可在电能量市场中参与多类品种的交易，参与主体在这两类参与方式下均可建立年度、月度、多日、日前等不同交易周期的多个仓位，增加价格套利空间。价格接受者无法参与中长期市场，仅参与实时市场出清，按实时市场加权平均价格结算，收益渠道较为单一。

图表 28 现货市场各类参与方式的准入条件

	广东	山东
单独报量报价参与	具备接收并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线等能力，具备单独计量结算的技术条件。	具备申报预测功率及四有能力，可以接受并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线等，同时具备96点曲线分时计量。 配建储能的分布式光伏申报信息时需要申报储能运行参数，并与配建储能作为一个主体参与电力市场。
聚合参与	分布式光伏上网电量部分聚合为发电类虚拟电厂 ^{xxvii} 参与时需要分布式光伏满足“四可”要求，虚拟电厂平台需接入调度自动化系统。分布式光伏自发自用电量部分及用户侧储能可聚和为负荷类虚拟电厂 ^{xxviii} ，分布式光伏电站及负荷资源需具备分时计量和数据传输功能，虚拟电厂平台需接入新型电力负荷管理系统。	在电力交易平台办理注册，完成并网调度协议或负荷确认协议、购售电合同，具备并网条件。 分布式光伏需要安装网关，聚合后按照分布式发电类虚拟电厂参与市场方式，虚拟电厂具备功率预测、接受并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线等和96点电分时计量。
价格接受者	暂无要求，若不具备分时计量条件，电网企业会提供电量拟合数据用于市场化结算。	未独立报量报价或通过聚合方式参与市场的项目默认作为价格接受者参与市场。

来源：落基山研究所整理

注：目前山西电力市场规则仍执行v15，其中分布式光伏仍按照新能源发电主体类型进行管理，以报量不报价形式参与现货市场。

xxvi 依托负荷聚合商、售电公司等机构，通过新一代信息通信、系统集成等技术，实现需求侧资源的聚合、协调、优化，形成规模化调节能力。

xxvii 可聚合具备独立上网关口的光伏（含分布式光伏）、风电（含分散式风电）和储能（除用户侧储能）等接入10千伏及以下电压等级的资源（上网电量部分）。

xxviii 可聚合计量关口内的分布式电源（自发自用电量部分）、用户侧储能、电动汽车、充换电设施、楼宇空调、工商业可调节负荷等资源。

图表 29 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	单独报量报价	自愿参与	参与，在日前市场报量报价	自愿参与
	聚合参与	负荷类虚拟电厂（虚拟电厂聚合关系需与该用户零售代理关系保持一致）	日前响应型虚拟电厂、直控型虚拟电厂报量报价参与	可参与年度、多月、月度、多日等周期的双边协商、挂牌、集中竞争和绿电交易
		发电类虚拟电厂	报量报价参与，形成中标发电分时曲线和分时节点电价	
	价格接受者	-	以所在节点实时市场分时电价计算电能量电费	-
山东	单独报量报价	自愿参与，申报发电出力上限、发电出力下限，上下爬坡速率、价格曲线	按照申报价格参与实时市场出清	自愿参与（现阶段光伏被动入市，无法主动参与中长期市场，结算价格为90%中长期+10%现货）
	聚合参与	分布式发电类聚合单元	报量报价参与	自愿参与，需满足交易电量上限要求
		储能类聚合单元	报量报价	
		负荷类聚合单元	自愿参与，若不参与执行日前出清结果	
	价格接受者	-	出清时默认其申报价格为现货市场申报价格下限，参与市场出清。执行日前出清结构电量按自然月计量，电价按当月同类型集中式新能源实时市场加权平均电价结算	-
山西	单独报量报价	由于电力市场规则尚未修改，暂不具备参与条件		
	聚合参与	负荷类虚拟电厂	自愿报量报价参与，未申报调节的时段采取报量不报价的方式申报用电曲线，并作为现货市场价格接受者	作为固定出力机组出清，按月选择参与实时或日内市场 按调节时段参与
		分布式电源类虚拟电厂	报量报价参与，申报3-10段电力-价格曲线	
		源荷类虚拟电厂	余电参与日前市场	原则上不参与
	价格接受者	目前分布式光伏仍按照新能源发电主体类型进行管理，以报量不报价形式参与现货市场		-

来源：落基山研究所整理

辅助服务市场参与方面，由于市场化辅助服务品种不同、且各省现有规则下对提供主体的限制存在差异，各省可参与情况不一（详见图表 30）。目前广东分布式光伏及用户侧储能可作为直控型负荷直接或被聚合后参与南方区域调频辅助服务市场，山东分布式光伏及用户侧储能可在聚合后参与调频辅助服务市场，而山西分布式光伏主体暂无法参与辅助服务市场。从规则设计上来看，分布式光伏及用户侧储能参与辅助服务市场仍在起步阶段，未来调频辅助服务或将成为分布式光伏及用户侧储能的重要收益渠道之一。

图表 30 广东、山东、山西市场化辅助服务品种及分布式光伏参与情况

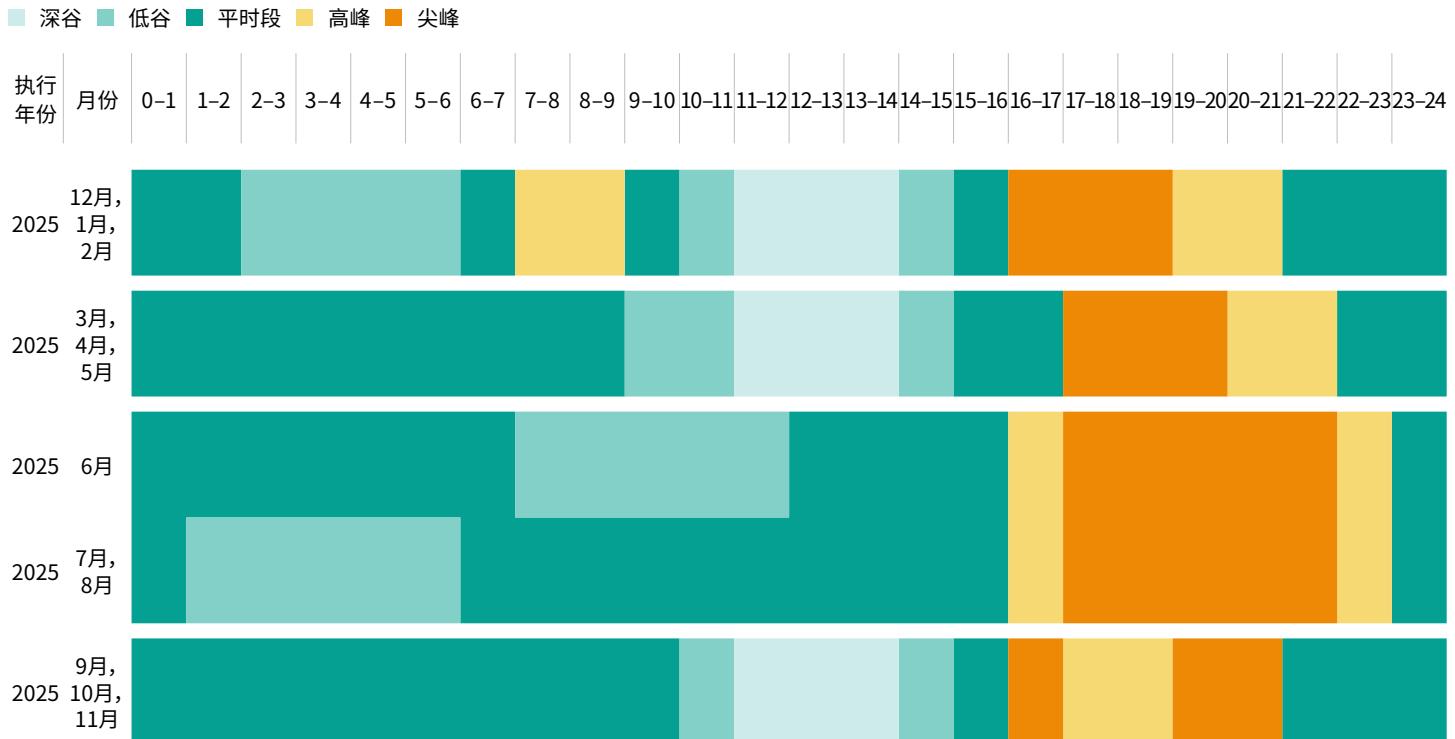
省份	市场化辅助服务品种	参与情况	相关介绍
广东	调频（南方区域）	分布式光伏和用户侧储能可作为直控型电力用户独立参与	需要具备与电力调度机构数据交互，且能够响应实时调度指令的电力用户，根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，调节自身用电负荷曲线。
		分布式光伏和用户侧储能被聚合为直控型聚合平台代理参与	电力用户可与直控型聚合平台签订委托代理协议，按照平台功率调节分配指令调节自身用电负荷曲线，按公平合理原则协商约定各自收益分成及责任义务。
山东	调频	聚合后以虚拟电厂形式参与	装设AGC装置，完成与调度主站调试并满足性能指标要求，具备直接接收远方控制指令的能力。自愿参与，按日申报是否参与调频。
	爬坡	暂无法参与	爬坡辅助服务供应商包括省级电力调度机构直接调度的并网公用发电机组（单机容量100MW以上），独立辅助服务提供者（独立储能）。虚拟电厂、分布式光伏及用户侧储能暂不在供应商范围内。
山西	二次调频	暂无法参与	二次调频辅助服务市场交易实施细则明确服务供应商包括省调并网火电企业、新型独立储能、获得准入的独立辅助服务供应商、获得准入的综合能源服务商，其中独立辅助服务提供者为具备辅助服务能力、通过电力调度机构技术能力测试的需求侧、分布式微电网等。但独立辅助服务提供者的准入条件及补偿方法仍未明确。
	调峰（华北区域）	暂无法参与	区域调峰服务由华北电网各省级以上调度机构直调的火电机组（以下简称“火电机组”）和包括分布式储能、电动汽车（充电桩、充换电站）、电采暖、制氢企业、虚拟电厂（可控负荷）等负荷侧调节资源以及发电侧储能在内的第三方独立主体（以下简称第三方独立主体）提供。但是申报和结算规则仅针对火电机组，其他主体参与方式尚不清晰。

来源：落基山研究所整理

容量补偿电价方面，山东省针对发电侧设有发电侧市场化容量补偿机制，也是我国目前唯一一个已经在运行之中的针对发电侧的省级容量补偿机制，分布式光伏和配建储能可以通过三种方式获得山东省市场化容量补偿电价。山东省发电侧机组市场化容量补偿根据发电侧提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力获得，用来补偿固定成本。该部分费用按月向工商业用户收取，2025年山东电力市场规则修订之前用户侧缴纳固定费率的容量补偿费用，代购电用户为0.0705元/千瓦时，用电量越高时市场化容量补偿总额越高，发电侧按照可用容量的比例进行分配。修订之后容量补偿从用电侧计算变到从发电侧计算，目前发电侧容量补偿为核定的容量补偿电价乘以发电侧合计提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力²⁴。

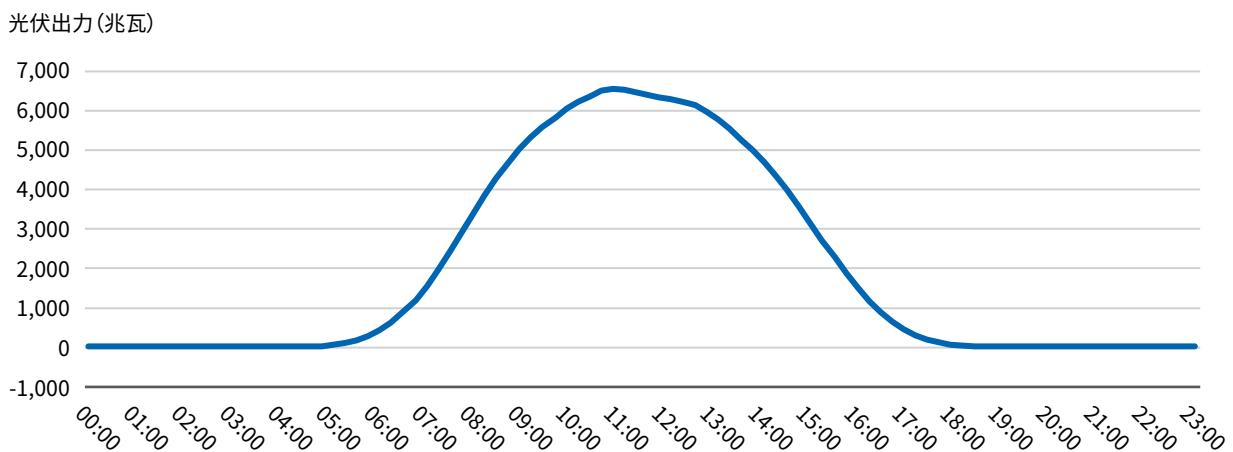
- 报量报价的分布式光伏（含配储）按负荷高峰时段平均上网电量获得容量补偿，日可用容量参照新能源场站执行，即运行日负荷高峰时段电站市场化实际上网电力平均值 × (1- 机制电量比例)。负荷高峰目前是工商业用户市场化容量补偿电价尖峰时段，尖峰时段依据分时电价政策执行。尖峰时段分布在 16:00-22:00（图表 31），此时段分布式光伏出力降低（图表 32）。由于出力特性，分布式光伏（含配储）可获得的容量补偿可以忽略不计，若分布式光伏配建的储能不能实现向电网反送电，是否配储不影响获得的市场化容量补偿电价收益。

图表 31 山东省尖峰时段分布



来源：山东发展改革委，落基山研究所

图表 32 2023 年山东省光伏日平均出力曲线



来源：电查查，落基山研究所

- 分布式光伏配建储能无法单独获得市场化容量补偿，但可以完成技术改造后从用户侧独立出来，按照独立新型储能方式参与并网运行考核，报量报价参与市场时，日可用容量参照独立新型储能执行，核心指标包括放电功率和核定放电功率下的最大连续放电小时数。
- 聚合分布式电源与分布式储能的虚拟电厂根据聚合资源类型获得市场化容量补偿费用。分布式光伏（含配储）获得的容量补偿费用，按照双方签订的聚合协议约定结算。

3.3.2 入市开展情况：部分省份已探索分布式光伏聚合参与绿电交易，目前以价格接受者参与为主

分布式光伏市场化交易的实际开展情况以“136号文”发布为时间界限分为两个阶段。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，仅在部分省市开展过分布式聚合交易。“136号文”发布之后，分布式光伏入市的范围由局部探索转向全国推进，项目参与方式也由自愿为主转向默认参与，并根据电力市场规则开展交易和结算（详见上节）。

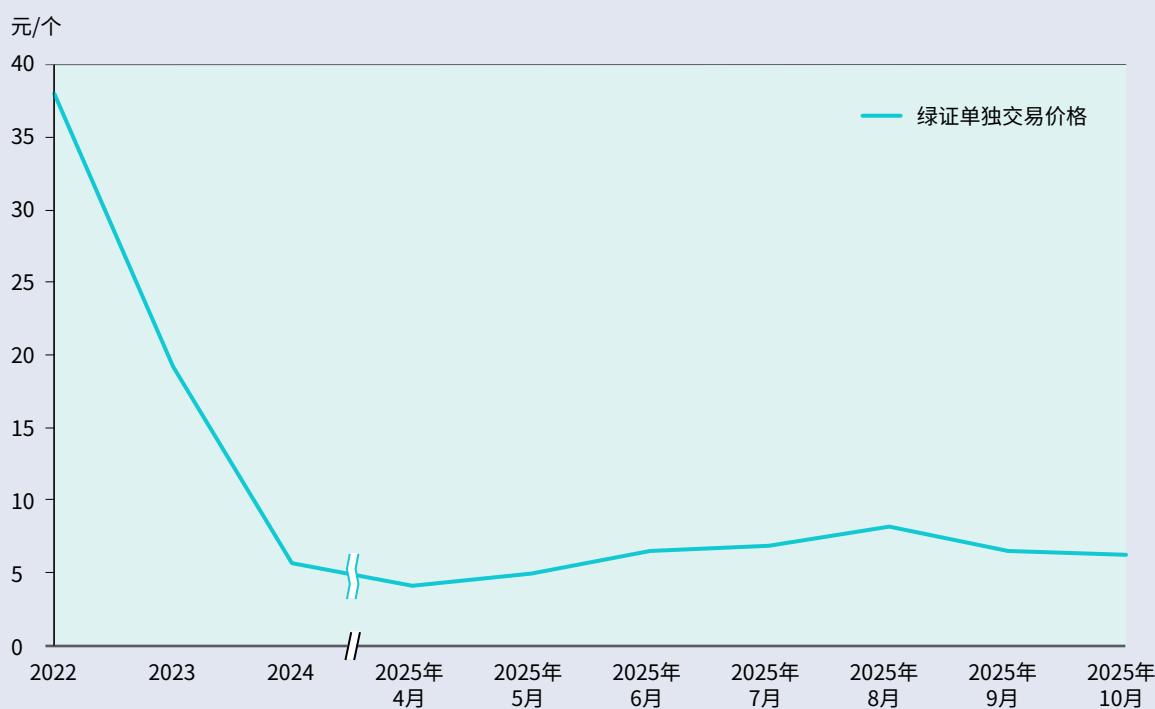
- 在“136号文”发布之前，江苏、浙江、广东、安徽四省已开展分布式入市交易，其中江苏、浙江、安徽为分布式聚合交易，即分布式光伏电站被聚合后由分布式聚合商代理参与绿电交易，广东省为单站参与交易，在实践中对分布式光伏上网电量入市的商业模式进行了初步探索。以某分布式光伏聚合商参与江苏省绿电交易为例，分布式光伏电站参与分布式聚合交易前，需要完成在国家可再生能源平台建档立卡、在电力交易中心电站注册以及在交易中心平台与聚合商的在线聚合绑定等步骤，并与聚合商签订委托协议、签署聚合套餐。完成后由分布式聚合商代理参与绿电交易。分布式聚合商在绿电交易中的对手方为售电公司，可参与月度双边协商和月内双边协商的两类交易品种，交易频次各为每月一次，成交电量所对应的捆绑式绿证也同步划转至售电公司，再由售电公司分配给用户。电网对交易的量价进行清分，并对分布式光伏电站、分布式光伏聚合商、售电公司分别结算。在该模式下，相较于传统保障性收购电价，分布式光伏电站可额外获得环境价值部分的收益，从而形成一定的市场化激励，促进分布式光伏电站通过聚合方式入市交易。
- 在“136号文”发布后，截至目前，作为价格接受者参与是分布式光伏参与市场的主要形式。独立主体报量报价参与需满足较为严格的准入条件和具备较高的交易能力，目前实际开展的案例可能极为有限。聚合参与方面，以分布式光伏为主要聚合资源的多数虚拟电厂仍处于资质申请和平台接入阶段，尚未形成规模化落地。作为价格接受者参与市场出清和结算在分布式光伏上网电量全面入市初期仍然是最主要的方式。

专栏：分布式光伏环境价值

分布式光伏的出力特性及其当前的市场参与方式限制了其在电力市场中获取高收益的能力，因此充分挖掘环境价值将成为其通过差异化竞争实现收益提升的关键。分布式光伏的出力与电价走势相反，发电量主要集中在电价较低的谷段，因此仅依靠电能量价值参与市场并不具备竞争优势。以 3.2.2 中典型省份为例，分布式光伏目前可通过独立报量报价、聚合参与，或作为价格接受者进入电力市场。然而，报量报价或聚合参与均对项目技术条件有严格要求，或增加项目成本；作为价格接受者参与市场则将失去主动议价能力，完全承担市场价格波动风险。因此，亟需加强挖掘分布式光伏相较火电所具备的环境价值，为其在全面入市过程中提供收益补充和过渡性保障。

然而，目前环境价值整体水平偏低，根据国家能源局披露数据，2025 年核发的绿证 9 月全国平均交易价格为 6.46 元 / 个²⁵，难以弥补分布式光伏在全面入市后因收益波动而产生的缺口。尽管 2025 年上半年绿证价格一度呈现平稳回升，但由于绿证供大于求的情况持续存在，绿证消费动力不足，近期价格再次小幅回落，预计短期内仍将继续保持低位（见图表 33）。此外，部分地区的分布式光伏上网电量的绿证核发周期较长，导致环境价值收益的回收存在滞后。

图表 33 全国绿证单独交易价格



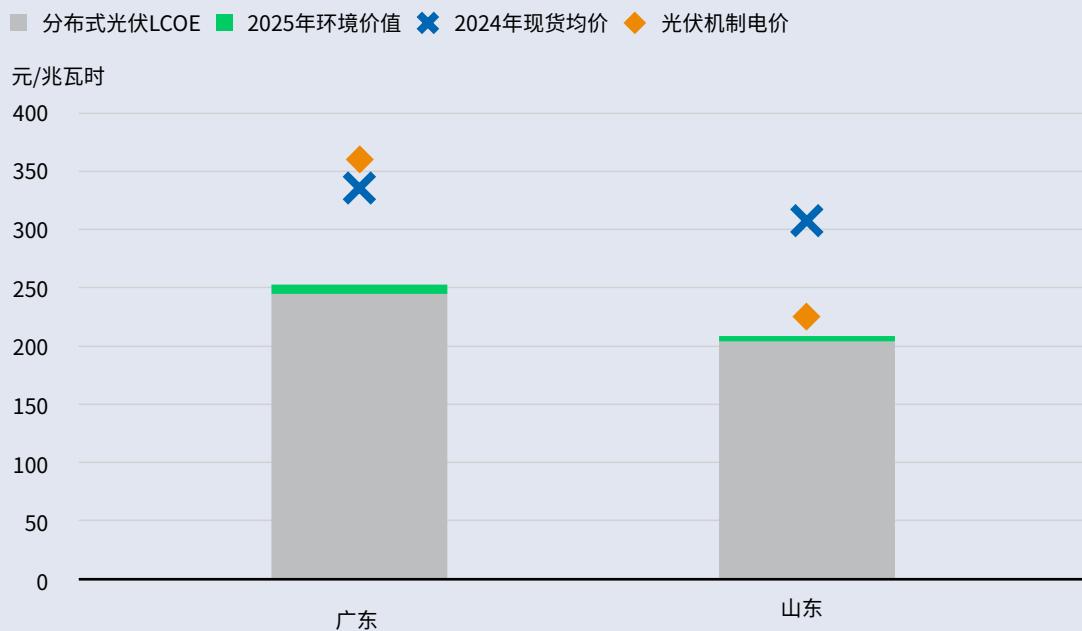
来源：国家能源局，水电水利规划设计总院国家可再生能源信息管理中心，北京电力交易中心，落基山研究所

注：2023 年数据使用国家电网经营区数据。2025 年 1-3 月国家能源局并未披露，因此缺失。

接下页

并且，目前环境价值在机制电价中尚未得到充分体现。“136号文”中要求在机制电价的形成过程中须考虑绿色价值，这意味着机制电价应是包含了电能量价值与环境价值的整体价格。从第一轮分布式光伏新增项目竞价结果来看，部分以分布式光伏为竞价项目主导的省份（如广东），分布式光伏机制电价较高，甚至超过现货均价，较好体现了电能量与环境价值。然而，在部分以风电等技术为竞价项目主导的省份（如山东），分布式光伏普遍以确保出清为核心报价策略，机制电价基本贴近度电成本，其环境价值几乎未被纳入（见图表34）。

图表34 广东、山东机制电价竞价结果与LCOE、环境价值等比较



来源：兰木达电力现货，中国光伏行业协会，北京电力交易中心，山东省发改委，广东电力交易中心，落基山研究所

注：广东环境价值使用2025年1-6月广东绿电交易环境价值均价；山东环境价值使用2025年1-9月国网地区绿证交易均价。

如果分布式光伏选择聚合参与绿电交易，绿证的分配将由售电公司完成。但由于项目多、单个体量小造成证书分散，分配工作对售电公司而言较为繁琐，尤其是在客户提出指定电站需求的情况下。相较之下，集中式项目因规模大证书相对集中，便于按电量与客户的对应关系进行分配。因此，在绿电供给较为充足的地区，分布式光伏的环境价值可能会略低于集中式项目。

3.3.3 分布式光伏配储：光储融合对项目入市部分收益影响较小

相当部分地区受限于用户侧储能不得向电网反送电的相关政策，如陕西省²⁶、浙江省宁波市²⁷等，现阶段分布式光伏配储可增加自发自用电量部分收益，但无法增加分布式光伏配储项目上网电量在电能量市场中获得的收益。当用户侧储能无法向电网反向送电时，分布式光伏配储联合主体仅能在价格较低时段减少上网电量，无法在负荷高峰时段增加出力，即联合主体无法跟随价格信号调整出力曲线。在这样的情况下，配储无法提高分布式光伏在电能量市场中的收益。在唯一有容量补偿机制的山东省，由于无法增加在尖峰时段的上网电量，配储也无法提高分布式光伏所获得的容量补偿收益。用户侧储能暂不向电网反送电的要求与多种因素有关，其一，用户侧储能目前的政策定位聚焦于减少用户在高峰时段的用电需求，从而减少接入电力系统的增容投资²⁸。其二，用户侧储能的并网要求相对宽松。若需要其具备独立储能的功能，安全可靠的支撑电力系统，需要通过技术改造补齐并网、调度可控、计量独立等条件，使之满足独立储能的准入标准。其三，用户侧储能的充电电量以“电力用户用电量”方式进行结算，目前用户侧储能电价政策仅适用于从电网下电这一情景。以户用分布式光伏配建储能为例，储能从电网下电充电时，该部分电量会按居民目录电价计费，工商业用户会承担该部分电量的交叉补贴。如果再允许储能将这部分电量放电参与电能量市场交易，则存在公平性问题。

4. 总结与建议

4.1 如何支持以自发自用为主的分布式光伏的开发？

丰富强制与自愿结合的绿色电力消费场景，加速构建绿色电力消费体系

- 加速构建绿色电力消费体系：在国家层面持续逐步提高可再生能源电力消纳责任权重和行业绿色电力最低消费比重，扩大自发自用需求基础。目前，可再生能源电力消纳责任权重所覆盖的重点行业占全国用电量约 15%。到 2030 年底前，以分阶段、分行业的方式将化学原料和制品、电子、电气机械与器材、金属、纺织等行业逐步纳入，将该比例提高至 30% 以上，进一步提升重点用能企业与大型园区用户主动消费绿电的责任与意愿。
- 面向电子产品、家用电器、服装等主要消费品供应链，积极探索强制与自愿相结合的可再生能源消费体系，推动以链主牵头的全链条消费可再生能源的机制，完善相关消费品绿色电力消费核算、认证、宣传等环节的标准，在消费者群体中逐步建立绿色消费的价值观与行为习惯。

出台“源网荷储”新政，松绑绿电直连约束，拓宽多场景应用

- 鼓励在工业园区、商业综合体等建设“源网荷储”一体化项目，如鼓励有条件地区对配置储能的项目给予一定比例的初始投资优惠或税收抵免，同时授权其作为“虚拟电厂”聚合单元参与电力辅助服务市场获取收益。
- 对绿电直连项目，明确并简化其邻近电力用户之间的交易规则。允许位于同一个配电网区域（或台区）内的分布式光伏运营方与周边用户直接交易，促进分布式光伏的就地、就近消纳。
- 在分布式光伏的多场景开发方面，根据中国城镇居民居住条件的实际情况，建议在条件允许的地区与城市试点推广整楼 / 整个小区阳台光伏及阳台光伏 + 储能项目，制定相关标准，并在政策层面提供激励或补偿机制。在农村场景中，积极引导农村能源合作社等新型能源主体因地制宜培育发展模式，强调农村分布式光伏开发与地区主导产业、乡村建设充分协同。

优化分时电价机制，挖掘用户侧储能容量价值

- 优化分时电价机制，将峰谷电价差及分时段价格的设计与现货市场价格（或中长期交易的时段价格）变化趋势挂钩。在条件成熟、峰谷电价参与程度较高的地区试点动态调整峰谷电价。在现货市场先行的地区，尝试实践与现货市场直接挂钩的动态实时电价，使用户能够更真实地感受到电力供应的边际成本信号，从而更积极地参与负荷调节与储能调度。
- 建立与现货市场高电价时段边际成本挂钩的表后储能容量补偿机制，鼓励用户侧储能的大规模安装，使光储协同系统在保供、调峰及削峰填谷中获得合理回报。

扩大绿证需求并强化分布式光伏绿证的管理，体现环境价值

- 推进“电—证—碳”市场协同并压实行业绿色电力最低消费责任，在科学反映环境价值的同时，强化绿证作为考核工具的作用，扩大刚性需求以抬升绿证价格。坚持完善并监督分布式光伏绿证的核发，加速其收益回收过程以增强开发企业投资意愿。

- 落实“136号文”关于在机制电价的形成过程中须考虑绿色价值的要求，可考虑要求在报价中单列环境价值并纳入竞价考量，限制非理性报价行为。
- 推进分布式光伏通过代理商聚合交易绿证，缓解分布式光伏绿证体量小且分散的问题，提升其环境价值。

4.2 如何促进分布式光伏平稳、有序、尽快地全面入市？

设计激励机制电量参与现货市场的交易机制

- 在国家发展改革委和国家能源局联合发布“136号文”后，分布式光伏全面参与电力市场成为趋势。为实现平稳过渡，应设计更具灵活性与激励性的电价机制。可通过以“机制电价保底”的方式鼓励机制电量参与现货市场，使光伏项目既能参与市场竞争，又能获得一定收益保障。
- 可参考现货市场价格变化趋势来调整机制电价竞价上限。在使分布式光伏的“余量上网电价”能够更准确地反映市场供需状况的同时，鼓励分布式光伏配置储能参与市场交易。

消除壁垒，释放光伏+储能的灵活性价值

- 分布式光伏+储能将有效改善其发电曲线与负荷曲线的匹配度，赋能其积极参与电力平衡、削峰填谷，提升参与市场化交易的收益。应取消或放宽工商业用户侧储能不能向电网反向送电的限制（如动态调整反送电上限），充分发挥分布式光伏+储能的绿电消纳能力与提供电力系统灵活性的作用。

提供多元化的市场参与渠道及动态容量补偿机制

- 应提供多元化的市场参与渠道，如推进多年期购售电协议(PPA)，降低单个分布式光伏参与现货市场交易、辅助服务市场的门槛，为虚拟电厂等聚合分布式光伏参与市场交易的新型市场主体提供公平、透明、标准化的市场参与机制，形成稳定的投资回报路径。
- 对于光伏+储能项目，可建立与现货价格挂钩的动态容量补偿机制，按月或年度调整补偿水平，反映系统对灵活性资源的真实需求。

营造对分布式光伏与储能友好的市场交易环境

- 应在国家层面制定并监督执行统一的分布式光伏与储能接入公共电网的技术标准与规范，提供公平、透明、可预期的开发与并网流程及成本边界，防止地方层面对技术验证、接网条件和配网改造要求的层层加码，避免由此产生的额外成本。
- 应完善市场基础设施，大幅降低分布式光伏及储能参与市场化交易的成本，消除其公平参与市场的障碍。特别是在积极推进虚拟电厂等新型市场主体参与市场交易方面，制定聚合商准入与责任标准，建设标准统一的数据交易与结算平台，以及标准化的合同、保险和风险管理产品。针对虚拟电厂等聚合分布式资源的市场主体的平台特点，探索执行与管理集中式电源有区别的、简化的、低成本的平台/设备安装、接入、检测及运行调度的技术要求及管理流程。这些配套制度将为分布式光伏的市场化交易提供稳定的制度基础，确保公平竞争与投资安全。

倡导分布式光伏企业的高质量、可持续发展，鼓励培育综合能源及电力市场相关能力

- 坚持品质优先，加强质量管控，提高服务水平，积极参与电力市场与挖掘绿色价值；积极布局“四可”研究，推动发展电网友好型电站。探索与试点更加市场化的商业模式，以交易能力，产品质量、运维服务、知识产权为锚点，努力适应更加市场化的新型电力系统。

- 践行机制电价竞价反内卷，企业应合理评估电站建设系统成本，理性决策是否投建新项目和参与竞价。坚持不低于系统全成本进行报量报价。

4.3 如何缓解公用配电网的承载压力，解决光伏入网难的“红区”问题？

扩大绿电直连适用范围，鼓励多方参与

- 近期推出的“绿电直连”政策是解决公用配电网承载压力的一个有益的尝试，但要求源荷建立“一对一”的连接关系，并对负荷的最小自用电量设置了较高的门槛。这些要求极大地影响了投资绿电直连项目的积极性。因此，应加快扩大绿电直连模式适用范围，探索源荷“一对多”的绿电直连模式。
- 同时，建议支持聚合分布式光伏参与直连，如鼓励以农村地区整片开发/户用分布式光伏聚合的形式参与绿电直连，允许聚合/整片开发光伏项目通过自建或共建的增量配电网向多个用户供电等，以促进开发商与用电方共建共享，减少对公共电网的依赖。

认可并体现光伏+储能对配电网安全运行的贡献

- 配电网规划应综合考虑电力负荷的增长趋势与区域内分布式光伏与储能项目开发的进程，建立前瞻性的规划与审批流程。
- 对于光伏+储能项目，可给予接入容量优惠或减免部分系统运行费用，探索建立量化光储协同资源对削峰、备用、电压支撑及延缓配网投资的贡献的系统价值核算方法，以合理的补偿其对电网灵活性和调峰能力的贡献。

应用人工智能与数字化技术，挖掘配电网的分布式光伏消纳能力

- 在技术层面，通过人工智能与数字化技术提升配电网实时运行与光伏消纳能力，包括光伏出力预测、负荷预测、阻塞监测与动态充放电功率调节。
- 在配电网运行管理中，可在安全运行的前提下给予光储协同项目一定的线路优先使用权，并通过市场化机制或补偿信号引导光伏+储能项目参与电网的运行优化，实现安全、经济与绿色的电力平衡。

参考文献

- 1 国家能源局 (2025), 《分布式电源接入电网承载力评估导则 (征求意见稿)》, <https://mp.weixin.qq.com/s/iJsSa2mmeJ3WzoVr-xnVhw>
- 2 国家能源局 (2025), 《分布式光伏发电开发建设管理办法》问答 (2025 年版) 46 条, https://www.nea.gov.cn/20250411/dca28f9186e848dda1d690d192fa50f8/20250411dca28f9186e848dda1d690d192fa50f8_113000de00999043e8a7fe4446dd6d97d8.pdf
- 3 国家能源局 (2024), 《国家能源局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), https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-11/28/c_1212408354.htm
- 4 国家发展改革委、国家能源局 (2025), 《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), https://www.ndrc.gov.cn/zxgk/zcfb/tz/202504/t20250429_1397488.html
- 5 国家发展改革委、国家能源局 (2025), 《电力现货连续运行地区市场建设指引》(发改能源〔2025〕1171 号), https://www.ndrc.gov.cn/zxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400454.html
- 6 <https://mp.weixin.qq.com/s/xiqEAuC3AyhHXMCuIAqug>
- 7 国家能源局 (2025), 国家能源局 2025 年第三季度新闻发布会文字实录, <https://www.nea.gov.cn/20250731/83ffa46373ec42dd99e0e3271028c151/c.html>
- 8 netztransparenz (2025), EEG-Jahresabrechnungen, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>
- 9 <https://dsgs.olivineinc.com/resources/>
- 10 PG&E (2025), Solar Billing Plan, <https://www.pge.com/en/clean-energy/solar/getting-started-with-solar/solar-billing-plan.html>
- 11 PG&E (2025), Electric Home (E-ELEC) A new rate plan to support home electrification, <https://www.pge.com/assets/pge/docs/account/rate-plans/electric-home-rate-plan-en.pdf>; PG&E (2025), Electric ELECTRIC SCHEDULE E-ELEC Sheet 1 RESIDENTIAL TIME-OF-USE (ELECTRIC HOME), https://www.pge.com/tariffs/assets/pdf/tariffbook/ELEC_SCHEDULES_E-ELEC.pdf
- 12 Bundesnetzagentur (2025), MaStR, <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErvierterOeffentlicheEinheitenuebersicht>
- 13 California Energy Commission (2025), Self-Gen Mid Scenario, <https://www.energy.ca.gov/data-reports/california-energy-planning-library/forecasts-and-system-planning/demand-side-2>
- 14 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>
- 15 国家能源局 (2025), 2025 年上半年光伏发电建设情况, <https://www.nea.gov.cn/20250811/b32802d80ef04148b704e6bc1cd51eb2/c.html>
- 16 国家能源局 (2025), 《分布式光伏发电开发建设管理办法》问答 (2025 年版), <https://www.nea.gov.cn/20250411/dca28f9186e848dda1d690d192fa50f8/c.html>; 《分布式光伏发电开发建设管理办法》政策解读, <https://www.nea.gov.cn/20250123/d38e5436b4d04159863ddbc10a6ede10/c.html>
- 17 国家能源局 (2023), 我国户用光伏装机突破 1 亿千瓦, https://www.nea.gov.cn/2023-11/20/c_1310751324.htm
- 18 人民网 (2023), 农村电网巩固升级再提速到 2035 年基本建成安全可靠、智能开放的现代化农村电网, https://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2023-07/24/content_26008668.htm
- 19 第一财经 (2023), 官方披露全国已有 6 亿栋房屋! 关于房子是否过剩的话题再引热议, <https://m.yicai.com/news/101683701.html>
- 20 Qing Yu 等 (2025), Global estimation of building-integrated facade and rooftop photovoltaic potential by integrating 3D building footprint and spatio-temporal datasets, <https://doi.org/10.1016/j.ynexs.2025.100060>

- 21** 中国储能网 (2025) , 小装置·大能量: 阳台光储商业模式深度剖析! , <https://desn.com.cn/news/show-2098015.html>
- 22** 新浪财经 (2025) , 阳台光伏火了, 中国市场的机会在哪里? <https://finance.sina.com.cn/roll/2025-07-18/doc-inffwiqr9261281.shtml>
- 23** 落基山研究所 (2025) , 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, <https://rmi.org.cn/insights/2025powermarketreviewandoutlook/>
- 24** 落基山研究所 (2025) , 容量机制演进下的新型储能发展策略: 基于国内外实践的比较研究
- 25** 国家能源局 (2025) , 2025 年 9 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/20251107/f4d8f448c31d421f9caa97565f0c5905/c.html>
- 26** 陕西省发展改革委、国家能源局西北监管局 (2024) , 《陕西省新型储能参与电力市场交易实施方案》, https://sndrc.shaanxi.gov.cn/zfxgk/zc/fgwj/sfzggwwj/2024/202403/t20240311_3133153.html
- 27** 储能与电力市场 (2025) , 宁波储能运行管理: 用户侧项目不得倒送电, 24 小时值班制, 每年一次消防安全评估, https://mp.weixin.qq.com/s/ji7h_a11YB1wWXIPvloTGg
- 28** 国家发展改革委、国家能源局 (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 (发改办运行〔2022〕475 号), https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202206/t20220607_1326854.html

江漪, 田嘉琳, 刘雨菁等, 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, 2025,
<https://rmi.org.cn/insights/accelerating-china-distributed-solar-pv-development-report/>

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。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2025年12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。