

超配（维持）

电力设备及新能源行业 2026 年上半年投资策略

零碳纪元启华章，曦源永续万代春

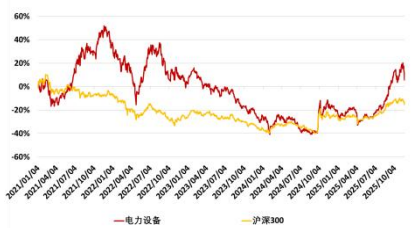
2025 年 11 月 24 日

投资要点：

分析师：刘兴文
SAC 执业证书编号：
S0340522050001
电话：0769-22119416
邮箱：liuxingwen@dgzq.com.cn

分析师：黄秀瑜
SAC 执业证书编号：
S0340512090001
电话：0769-22119455
邮箱：hxy3@dgzq.com.cn

行业指数走势



资料来源：东莞证券研究所，iFinD

相关报告

■ **光伏行业：破除内卷拓新局，凤凰涅槃绘新生。**当前，光伏行业正处于转型升级的关键阶段，供需结构失衡与技术快速迭代相互交织，使部分企业陷入低价无序竞争的困境，多数光伏企业正处于极限经营和普遍亏损的阶段。光伏行业破解“内卷式”恶性竞争的关键，在于从“价格战”转向“价值战”，以技术创新驱动产业质变。截至2025年第三季度，光伏行业的资本支出正处于显著收缩的通道中。在当前严峻的经营压力下，资本开支的锐减意味着未来新增产能将大幅减少，光伏企业主动放缓扩张步伐并对资本支出进行结构性调整，标志着光伏行业的竞争核心正从规模扩张的比拼，转向技术、品牌和盈利能力的竞争，实现从“量”到“质”的战略转型和高质量发展。光伏企业将重心放在能够构建长期竞争优势的领域，加大对BC电池、钙钛矿等前沿技术的布局力度，以科技创新为导向的逆周期投资有望通过技术代差摆脱同质化竞争。在这轮深度调整中，现金流紧张、技术落后的中小企业将面临更大的经营压力，而现金流充裕、资本开支审慎、积极构建下一代技术壁垒的头部企业则有望凭借韧性穿越周期，甚至通过逆周期投资进一步扩大优势，从而提升行业集中度。

■ **储能行业：一芯难求势已彰，乘势远扬定乾坤。**根据9月28日央视财经频道《经济信息联播》的报道，国内储能电芯的需求十分强劲，头部电池企业均表示工厂已处于满产状态，一些订单已经排到2026年年初。9月12日，国家发展改革委、国家能源局印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》。文件提出，2027年，全国新型储能装机规模达到1.8亿千瓦以上，带动项目直接投资约2500亿元。“源网荷储”协同可有效化解光伏等可再生能源天然具有的波动性、随机性以及供需匹配等问题，提高可再生能源利用率，保障电网安全、稳定运行，储能成为我国构建新型电力系统的重要环节。国内积极推进新型储能规模化建设，有利于提高电网对清洁能源接纳、配置和调控能力。同时，受全球能源体系加快向低碳化转型的影响，以及能源战略安全性的需求，可再生能源规模化运用与常规能源的清洁低碳化将成为全球能源发展的大趋势。随着中国储能电芯与电池系统规模化带来的单位成本下降，中国厂商在海外多个地区具有显著落地成本优势，能够以更低的LCOE中标大型项目。CESA储能应用分会预测，到2030年底，全球累计储能装机规模将达1950GWh左右，未来全球储能市场仍将保持强劲发展态势。

■ **投资建议。**建议关注全球化布局体系完善，具备规模优势、产业链供应链韧性、技术研发创新实力领先的国内头部企业。

■ **风险提示：**全球光伏市场波动风险：新型电力系统建设不及预期风险：原材料价格大幅波动风险：技术研发风险：

本报告的风险等级为中高风险。

本报告的信息均来自已公开信息，关于信息的准确性与完整性，建议投资者谨慎判断，据此入市，风险自担。

请务必阅读末页声明。

投资策略

行业研究

证券研究报告

目录

1 光伏行业：破除内卷拓新局，凤凰涅槃绘新生	4
1.1 国内加快构建适应适配高比例新能源的新型电力系统	4
1.2 国家政策持续发力，光伏行业有望迎来发展新周期	9
1.3 光伏行业资本开支持续下降，聚焦光伏先进技术	15
2. 储能行业：一芯难求势已彰，乘势远扬定乾坤	19
2.1 储能方式多样化，电化学储能为主要发展趋势	19
2.2 “源网荷储”协同成为新能源行业未来发展方向	24
2.3 全球光储市场保持强劲发展势头	29
3. 投资策略和重点公司	31
4. 风险提示	32

插图目录

图 1：新型电力系统四大基本特征	4
图 2：新型电力系统建设的发展路径	4
图 3：中国光伏新增装机量	5
图 4：中国光伏年累计装机量	5
图 5：国内地面光伏系统的初始全投资成本（元/W）	6
图 6：集中式光伏新增装机（GW）	6
图 7：分布式光伏新增装机（GW）	6
图 8：中国与世界的光伏发电渗透率	7
图 9：全国各类型发电装机容量占总发电装机容量比重	8
图 10：全国电源工程和电网工程投资完成额及同比	8
图 11：光伏组件生产成本构成	9
图 12：太阳能电池组件月度出口额	10
图 13：太阳能电池组件年度累计出口额	10
图 14：国内逆变器月度出口额	10
图 15：国内逆变器年度累计出口额	10
图 16：多晶硅致密料价格（截至 2025 年 11 月 19 日）	11
图 17：硅片价格（截至 2025 年 11 月 19 日）	11
图 18：电池片价格（截至 2025 年 11 月 19 日）	11
图 19：组件价格（截至 2025 年 11 月 19 日）	11
图 20：全球光伏新增装机量	14
图 21：全球光伏新增装机量预测	14
图 22：全球光伏晶硅产业链各环节产能	15
图 23：中国光伏晶硅产业链各环节产量	15
图 24：2021Q3-2025Q3 光伏设备行业营业收入增长情况	16
图 25：2021Q3-2025Q3 光伏设备行业归母净利润及扣非归母净利润增长情况	16
图 26：2021 年—2025 年第三季度光伏设备行业营业收入增长情况	16

图 27 : 2021 年—2025 年第三季度光伏设备行业归母净利润及扣非归母净利润增长情况	16
图 28 : 2021Q3-2025Q3 光伏设备行业资本支出情况	17
图 29 : 2021 年—2025 年第三季度光伏设备行业资本支出情况	17
图 30 : 2024—2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势	18
图 31 : 储能技术分类	20
图 32 : 储能逆变器和分布式电池管理系统拓扑结构示意图	22
图 33 : 上能电气储能变流器产品典型应用示意图	23
图 34 : 户用光伏储能系统可实现电能自发自用	23
图 35 : 工商业用户配置储能系统可实现削峰填谷	23
图 36 : 电化学储能各环节的应用场景示意图	24
图 37 : 光伏发电的发电量曲线与用电量曲线	25
图 38 : 中国新型储能累计装机规模	27
图 39 : 华电西藏才朋光储电站二期采用阳光电源构网型储能技术	28
图 40 : 2024 年全球电力储能市场累计装机规模分布	29
图 41 : 2024 年全球新型储能累计装机规模分布	29

表格目录

表 1 : 光伏行业反内卷的核心要义	13
表 2 : 不同储能技术参数和特点	20
表 3 : 136 号文明确新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限	25
表 4 : 海外主要区域储能需求现状及核心驱动力	30
表 5 : 公司盈利预测及投资评级（截至 2025 年 11 月 21 日）	32

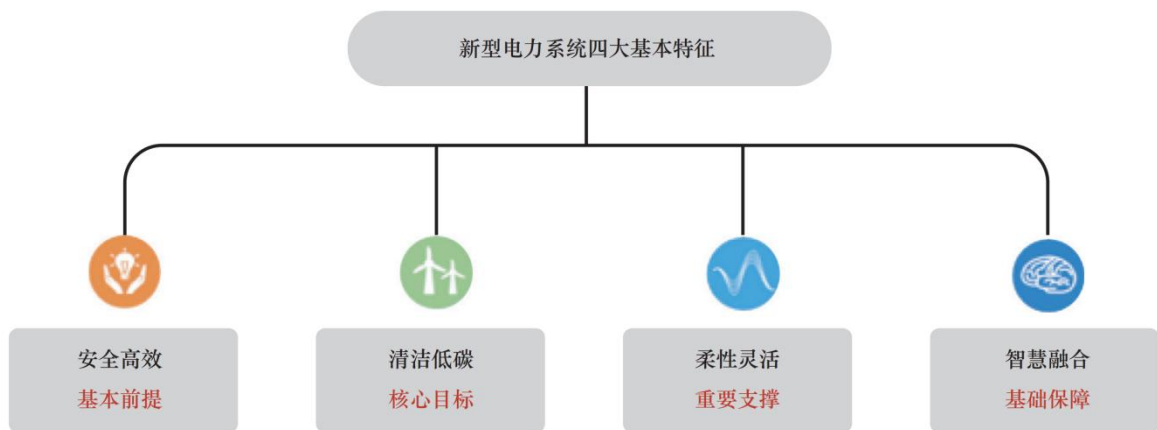
1 光伏行业：破除内卷拓新局，凤凰涅槃绘新生

1.1 国内加快构建适应适配高比例新能源的新型电力系统

受全球能源体系加快向低碳化转型的影响，以及能源战略安全性的需求，可再生能源规模化运用与常规能源的清洁低碳化将成为能源发展的大趋势。我国在“双碳”目标的指引下，促进能源转型，推动清洁能源发展已成为全社会共识。

2021 年 3 月 15 日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上对能源电力发展作出了系统阐述，首次提出构建新型电力系统，党的二十大报告强调加快规划建设新型能源体系，为新时代能源电力发展提供了根本遵循。

图 1：新型电力系统四大基本特征

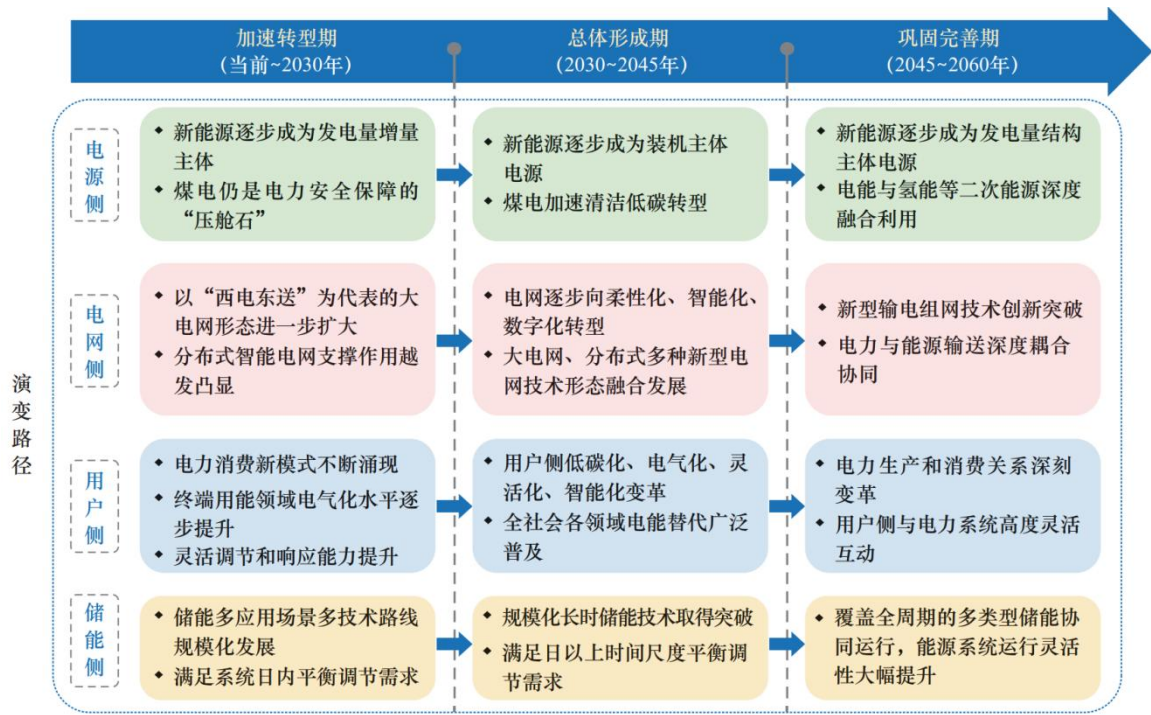


资料来源：国家能源局《新型电力系统发展蓝皮书》，东莞证券研究所

新型电力系统中，安全高效是构建新型电力系统的基本前提，新能源通过提升可靠支撑能力逐步向系统主体电源转变。根据国家能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》，未来构建新型电力系统分“三步走”发展路径。当前至 2030 年，在电源侧，新能源将逐步成为发电量的增量主体，煤电仍是电力安全保障的“压舱石”，承担电力安全保障的重任。

新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，其中安全高效是基本前提，清洁低碳是核心目标，柔性灵活是重要支撑，智慧融合是基础保障，共同构建了新型电力系统的“四位一体”框架体系。

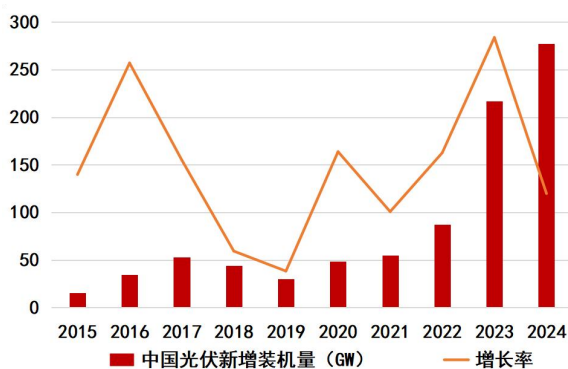
图 2：新型电力系统建设的发展路径



资料来源：国家能源局《新型电力系统发展蓝皮书》，东莞证券研究所

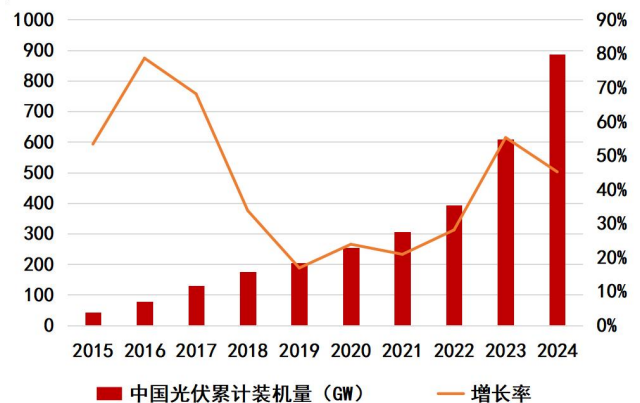
2024 年，国内光伏新增装机量达 277.2GW，同比增长 27.8%。截至 2024 年年底，中国光伏累计装机量为 886.7GW，2015—2024 年的十年间，中国光伏累计装机量年均复合增长率高达 39.8%。

图 3：中国光伏新增装机量



资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

图 4：中国光伏年累计装机量



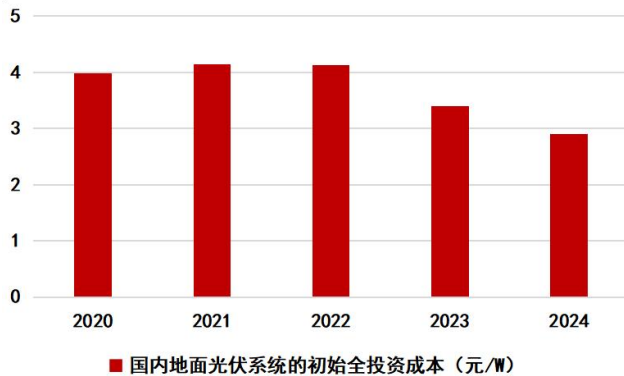
资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

我国地面光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、一次设备、二次设备等关键设备成本，以及土地费用、电网接入、建安、管理费用等部分构成。其中，一次设备包含箱变、主变、开关柜、升压站（100MW, 110kV）等设备，二次设备包括监控、通信等设备。接网、土地、项目前期开发费用等属于非技术成本，不同区域及项目

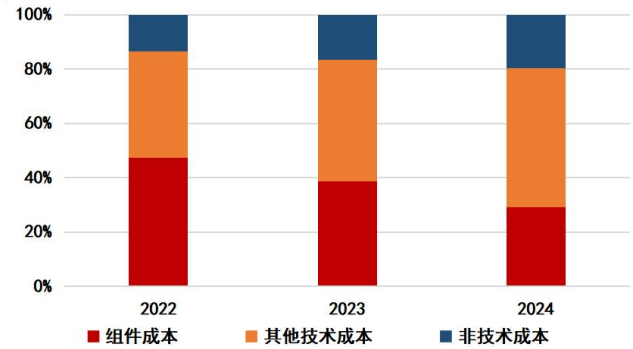
之间差别较大。

2024 年，随着光伏组件价格大幅下降，集中式电站装机需求显著恢复，全年新增装机量创历史新高，国内地面光伏系统的初始全投资成本为 2.9 元/W，较 2023 年下降 0.5 元/W，同比降幅达 14.7%。其中，组件成本占比约为 29.3%，较 2023 年下降 9.5 个百分点。

图 5：国内地面光伏系统的初始全投资成本（元/W）



图：2022—2024 年国内地面光伏电站系统成本占比变化



资料来源：CPIA，东莞证券研究所

资料来源：CPIA，东莞证券研究所

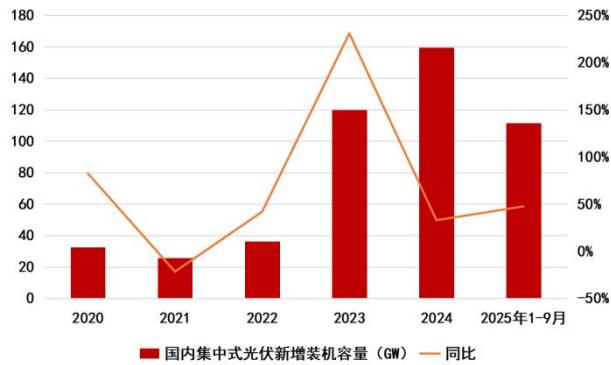
2025 年前三季度，全国集中式光伏新增装机 111.6GW，同比增长 47.5%，新增装机占比约 46.6%；全国分布式光伏新增装机 127.9GW，同比增长 50.1%，新增装机占比约 53.4%，今年前三季度集中式和分布式光伏新增装机均同比大幅增长。

2025 年前三季度，全国户用光伏新增装机 34.4GW，同比增长 51.0%；全国工商业光伏新增装机 93.5GW，同比增长 49.8%，新增装机占比约 73.1%，推动今年前三季度分布式光伏新增装机同比大幅增长。

2025 年 10 月 24 日，国家发改委主任在中共中央新闻发布会上表示，“‘十五五’时期，力争建成 100 个左右国家级零碳园区”。零碳不是完全不排放二氧化碳，而是通过计算温室气体排放，设计方案抵减碳足迹、减少碳排放，直至达到碳的相对零排放。我国新能源大规模发展，取得了举世瞩目的成就，但同时也面临消纳难度上升、电力系统调节压力加大等挑战。国内正积极探索消纳利用新能源的新模式，其中绿电直连、零碳园区、源网荷储一体化等就近消纳模式，可以有效促进新能源消纳利用、满足企业绿色用能需求，并减轻电力系统调节压力。根据国家发改委，截至 2025 年 4 月，我国有超过 70 个国家级经济技术开发区破题零碳园区建设。“十五五”期间，随着国家级零碳园区的陆续建设和落地，有望进一步推动国内分布式光伏的发展。

图 6：集中式光伏新增装机（GW）

图 7：分布式光伏新增装机（GW）



资料来源：国家能源局，东莞证券研究所

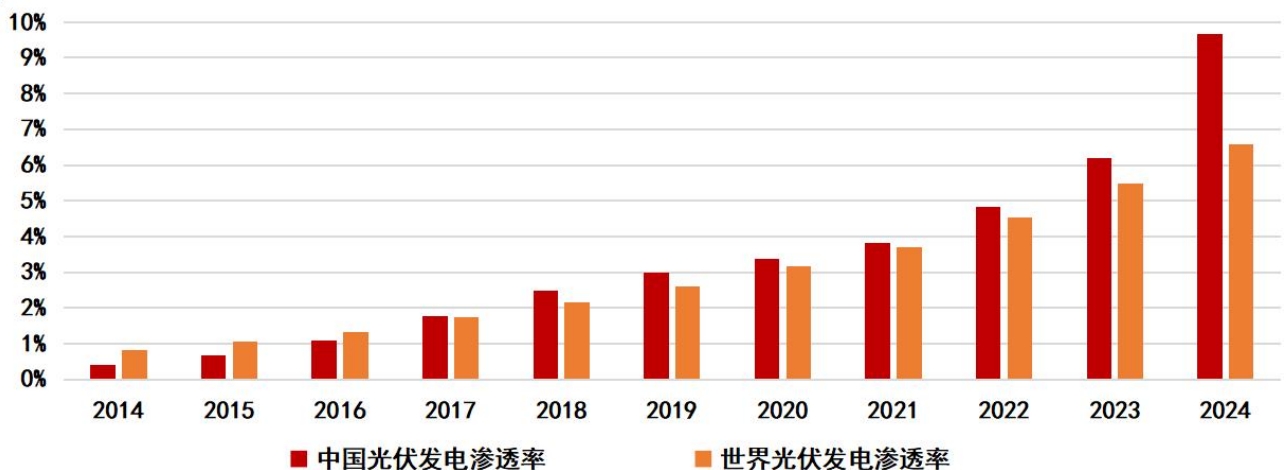


资料来源：国家能源局，东莞证券研究所

2025 年 11 月 10 日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，文件提出，到 2035 年，适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，全国统一电力市场在新能源资源配置中发挥基础作用，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳，支撑实现国家自主贡献目标。

根据 CPIA，中国的光伏发电渗透率从 2014 年的 0.4% 逐年增长至 2024 年的 9.8%，超越了世界平均水平。相比之下，欧洲多个经济体的光伏发电渗透率超过 10%，且电网仍保持稳定。根据《中国能源报》，全球渗透率最高的国家荷兰数值也仅为 21%，未来全球多个国家和地区的光伏发电渗透率仍有较大提升空间。随着我国加快推进新能源配套电网项目建设，国内特高压输电网络不断完善，分布式新能源承载力持续提升，我国未来具备承载更多光伏发电的潜力。

图 8：中国与世界的光伏发电渗透率

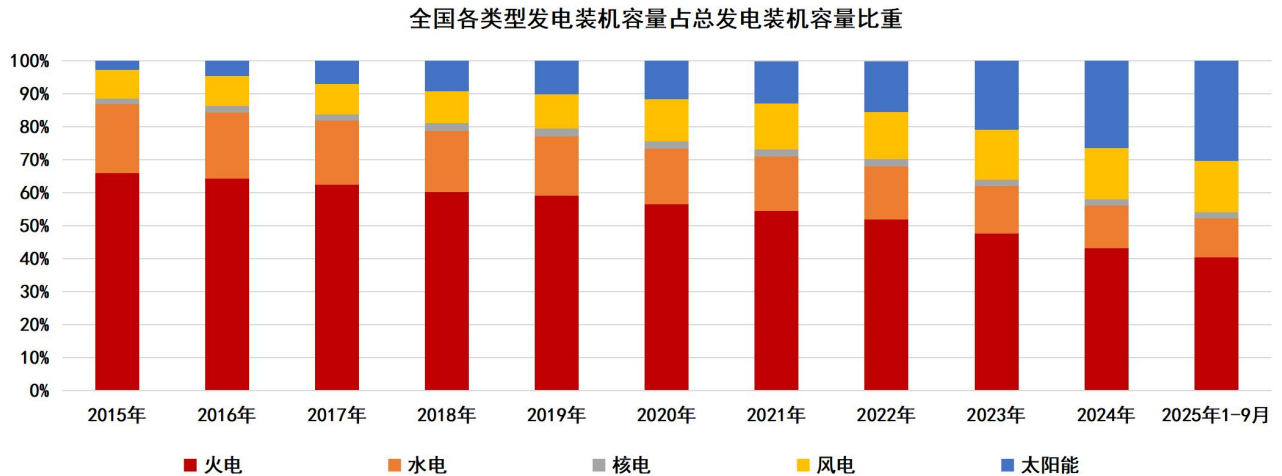


资料来源：CPIA，东莞证券研究所

在全国能源结构转型的背景下，太阳能的发电装机容量比重逐年提升，火电和水电的发电装机容量比重呈下降趋势。截至 2025 年 9 月，全国发电装机容量约 37.17 亿千

瓦，较去年同期增长 17.5%。其中，太阳能的发电装机容量达 11.27 亿千瓦，较去年同期增长 45.7%，占总发电装机容量的比重约 30.3%。火电和水电的装机比重分别降至 40.4% 和 11.9%。

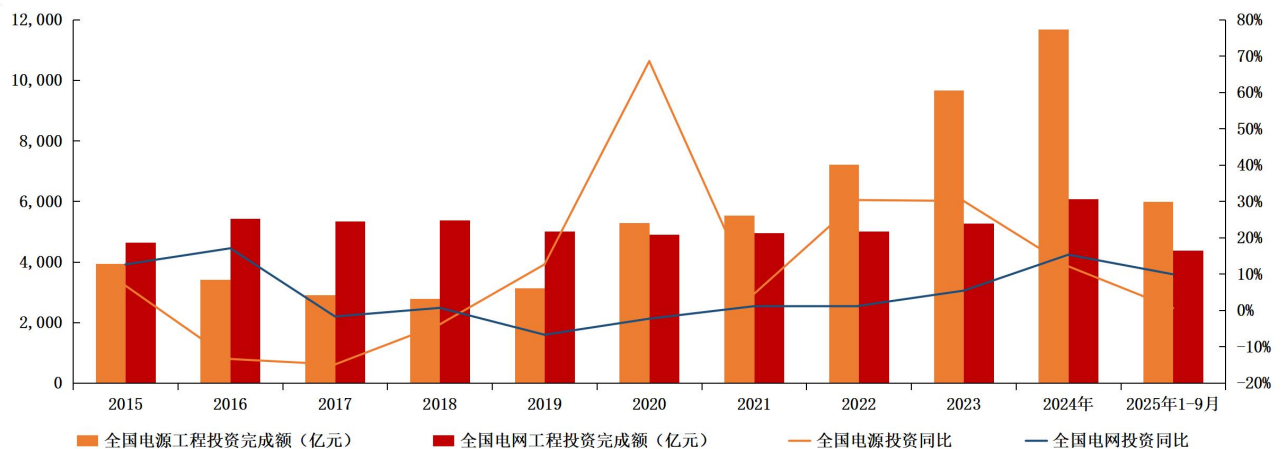
图 9：全国各类型发电装机容量占总发电装机容量比重



资料来源：国家能源局，东莞证券研究所

2020—2024 年，全国电源工程投资完成额呈显著增长态势，推动了新能源发电装机容量快速提升。随着国内新能源发电装机容量大幅增长，新能源发电消纳的压力也随之加大。2021—2024 年全国电网工程投资完成额保持加快增长态势，2025 年 1—9 月全国电网工程投资完成额达 4383 亿元，同比增长 9.9%。全国电网工程持续加大在特高压、省级电网等领域的投入力度，将为国内能源转型和新能源发电消纳提供强力支撑。

图 10：全国电源工程和电网工程投资完成额及同比



资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

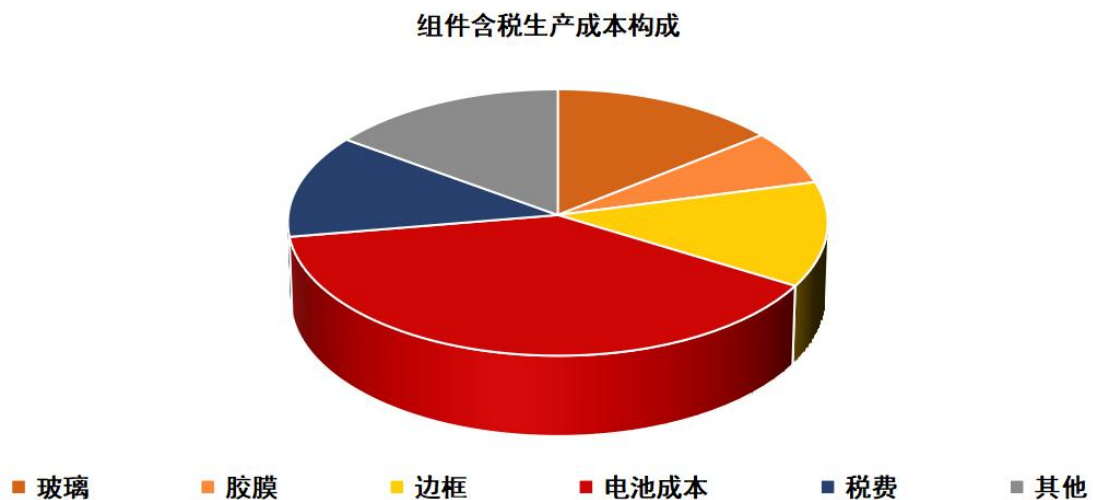
1.2 国家政策持续发力，光伏行业有望迎来发展新周期

当前，中国光伏产业在取得全球领先优势的同时，也正深陷于产能严重过剩和恶性价格战带来的“内卷式”竞争困境。2023—2024 年，随着产能的持续释放，光伏产业链各环节的价格均大幅下滑。2024 年下半年，光伏组件招投标市场不断出现超低价中标的案例，中标价格低于企业的生产成本，光伏行业普遍出现了阶段性供需失衡的情况，企业为消化库存处于极限经营、产业链各环节企业处于普遍亏损的阶段。

2022 年 11 月，182 PERC 光伏组件价格一度达 2 元/W，182 PERC 电池片价格约 1.35 元/W，即电池成本占比约 68%，非硅成本约 0.65 元/W。但光伏组件非硅原材料的成本较为刚性，难以在短期内实现显著的降本成效。产品销售价格需要高于全成本，企业才能实现可持续经营。

根据 CPIA 于 2024 年 12 月的测算，在不计折旧，且硅料、硅片、电池片在不含税的情况下，一体化企业 N 型 M10 双玻光伏组件的含税生产成本（不含运杂费）为 0.692 元/W。其中，电池成本占比最大，约 39%。玻璃、胶膜、边框、接线盒等其他非硅成本占比合计约 49%。CPIA 对上述组件成本的测算并未将折旧纳入，因此 0.692 元/W 的组件生产成本实际上仍低于真实生产成本，更低于包含三费的全成本。

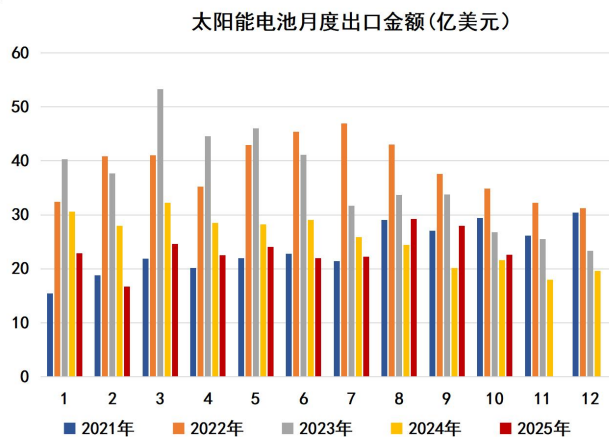
图 11：光伏组件生产成本构成



资料来源：CPIA，东莞证券研究所

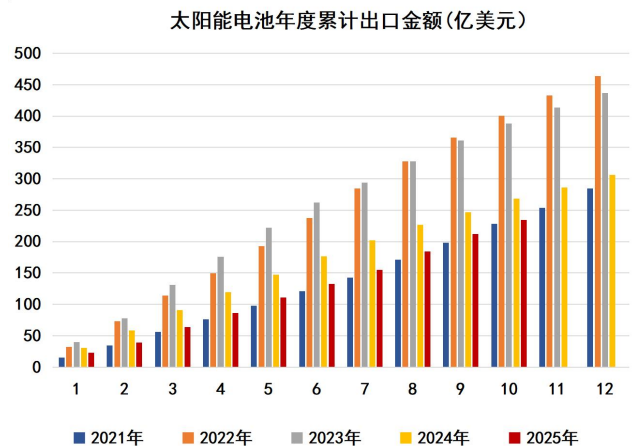
受光伏产业链整体价格大幅下降影响，全国太阳能电池组件出口承压明显，2023 年和 2024 年出口总额分别同比下降 5.8%和 30.0%。2025 年 1—10 月，全国太阳能电池组件累计出口金额达 234.7 亿美元，同比-12.6%，同比降幅较 1-9 月收窄 1.5 个百分点；10 月，全国电池组件出口金额达 22.6 亿美元，同比+4.4%，为年内连续第三个月实现同比正增长。2023 年 6 月至 2025 年 7 月，全国太阳能电池组件月度出口额经历了连续 26 个月同比下降后，2025 年 8 月至 10 月出口情况呈现边际改善迹象。

图 12：太阳能电池组件月度出口额



资料来源：海关总署，东莞证券研究所

图 13：太阳能电池组件年度累计出口额



资料来源：海关总署，东莞证券研究所

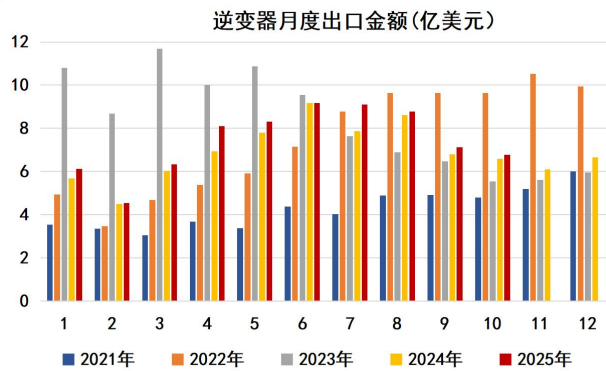
光伏逆变器是光伏系统中的核心部件之一，其需求增长主要受全球新增光伏装机需求、存量光伏电站的逆变器更换需求影响。近年来，光伏标准不断完善、光伏电站技术要求持续提升，10 年以及更早之前建设的光伏电站已逐步进入技术改造阶段，部分电站需要整体更换逆变器才能满足继续运行的需求。全球光伏装机规模不断扩大和存量逆变器更换需求增加带动了光伏逆变器市场需求快速增长。根据海关总署数据，中国逆变器出口额从 2019 年的 27.6 亿美元增长至 2023 年的 99.7 亿美元，年均复合增长率达 37.9%。

2024 年，主要受欧洲市场需求疲软、逆变器产品价格下降等因素影响，中国逆变器出口额约 82.6 亿美元，同比下降 17.1%。荷兰凭借鹿特丹作为欧洲最大转运海港的地位，连续多年成为中国光伏产品最大进口国，2024 年中国逆变器出口荷兰约 14.9 亿美元，同比下降 46.9%，出口占比约 18.0%，较 2023 年下降 10.1 个百分点。

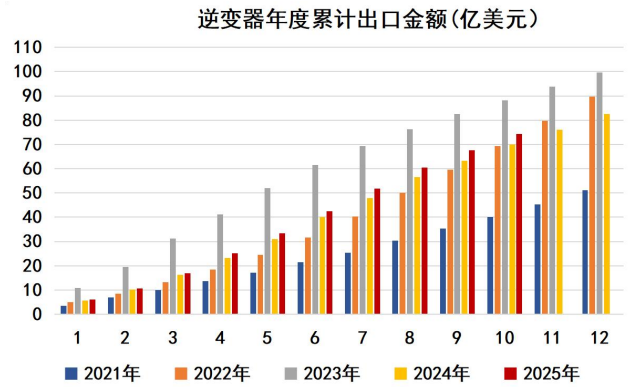
2025 年 10 月，国内逆变器出口金额达 6.8 亿美元，同比增长 2.8%；1—10 月，国内逆变器累计出口金额达 74.3 亿美元，同比增长 6.3%，今年前十月国内逆变器出口呈同比改善趋势。

图 14：国内逆变器月度出口额

图 15：国内逆变器年度累计出口额



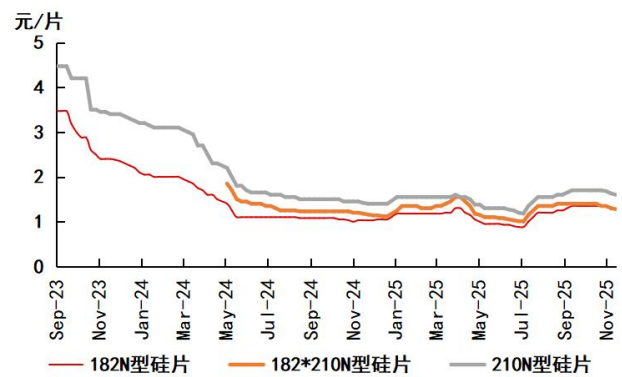
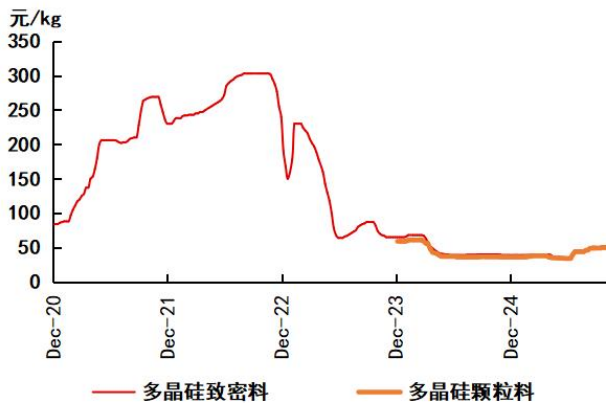
资料来源：iFinD，海关总署，东莞证券研究所



资料来源：iFinD，海关总署，东莞证券研究所

当前，光伏行业正通过一场由龙头企业牵头、政府引导的产业整合，破除光伏行业“内卷式”恶性竞争的核心，在于将竞争焦点从规模的扩张转向质量和效率的提升。2025年以来，随着国内反内卷政策持续发力，上游环节多晶硅的价格率先实现了较为明显的触底回升。根据 InfoLink Consulting，截至 2025 年 11 月 19 日当周，多晶硅致密料、多晶硅致颗粒料均价分别为 5.2 万元/吨和 5.0 万元/吨，分别较年内最低点反弹约 49%、47%；硅片、电池片均价较年内最低点反弹约 36%、22%；双玻 N 型 TOPCon 组件价格均价为 0.693 元/W，当前市场主流的光伏组件价格仍处于历史底部，仍未呈现明显的复苏迹象。

图 16：多晶硅致密料价格（截至 2025 年 11 月 19 日） 图 17：硅片价格（截至 2025 年 11 月 19 日）

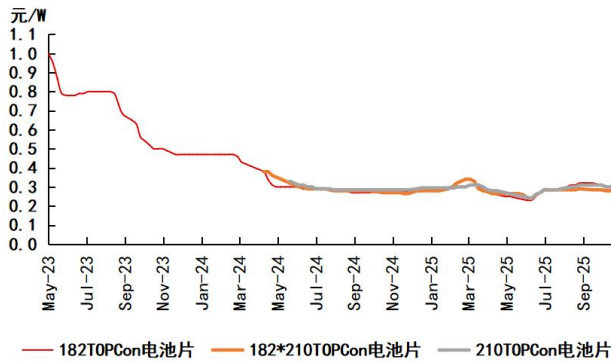


资料来源：InfoLink Consulting，东莞证券研究所

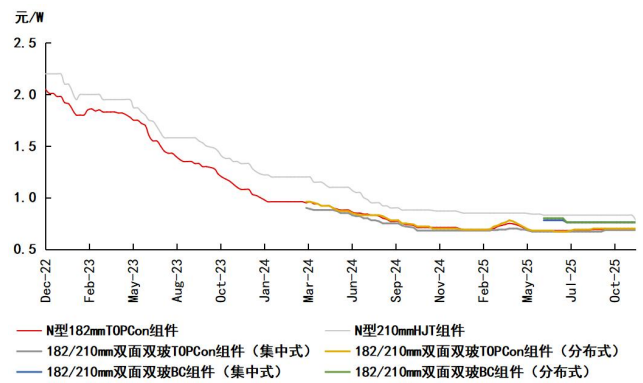
资料来源：InfoLink Consulting，东莞证券研究所

图 18：电池片价格（截至 2025 年 11 月 19 日）

图 19：组件价格（截至 2025 年 11 月 19 日）



资料来源: InfoLink Consulting, 东莞证券研究所



资料来源: InfoLink Consulting, 东莞证券研究所

光伏行业供给侧结构性改革有利于推动产能出清与结构优化。2025 年 10 月 18 日，协鑫集团董事长朱共山在 2025 年 10 月 28 日播出的央视《经济半小时》节目中公开确认，由行业主要企业共同参与的产业联合体正在搭建中，17 家光伏龙头已签字，正在搭建联合体，并争取年内完成。

中国光伏产业在经历过去多年高速扩张后，当前正面临产能过剩的局面，多家光伏龙头企业搭建光伏企业联合体是为了应对行业目前严峻挑战，走向高质量发展而采取的积极自救和升级措施。此前，国家层面多次释放出要推动行业健康发展的信号，相关部委也召开了多次座谈会，要求加强产业调控、遏制低价无序竞争，并支持通过市场化方式推动落后产能退出，为行业提供了明确的政策支持信号。

光伏硅料企业“以大收小”的联合体模式是市场化整合的核心举措，收购过剩产能并永久关停或进行升级替代，能够真正减少市场总供给，为价格回归理性创造空间。但参与收购与被收购方需要联合设计合理的资产定价和退出机制，以平衡各方利益。如果联合体计划顺利推进，预计到 2026 年，多晶硅价格有望从当前的 5 万—5.3 万元/吨，逐步回归至 6 万—6.5 万元/吨的合理区间。

2025 年 10 月 28 日，中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议，其中明确，“加快建设新型能源体系。持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建新型电力系统，建设能源强国。坚持风光水核等多能并举，统筹就地消纳和外送，促进清洁能源高质量发展。加强化石能源清洁高效利用，推进煤电改造升级和散煤替代。全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平，科学布局抽水蓄能，大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设。提高终端用能电气化水平，推动能源消费绿色化低碳化。加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制。”

“十五五”规划建议全文中，三次提到“碳达峰”，能源安全作为“十五五”规划国之重器的地位凸出，构建国内新型电力系统刻不容缓，“十五五”期间，对光伏产业而言，有望出台更注重技术迭代与产业链供应链韧性的支持政策，帮助光伏行业走出“内卷式”恶性竞争的困境。

表 1：光伏行业反内卷的核心要义

维度	核心困境	破解路径
供给侧困境	光伏产业各环节产能严重过剩，远超市场需求，导致价格跌破成本线，企业普遍亏损	推动市场化兼并重组，组建产业基金收购并关停落后产能，建立产能协调机制
竞争秩序困境	低价无序竞争激烈，部分地方招商政策加剧了重复建设和资源错配	国家政策强调法治化、市场化方式退出落后产能，并打击低于成本价销售等行为
技术与发展困境	同质化竞争严重，技术迭代红利被快速涌入资本稀释，创新动力受价格战挤压	政策鼓励技术创新与智能化升级，通过《智能光伏产业创新发展行动计划》等引导产业迈向高端
未来预期	市场自然出清过程缓慢，单纯依靠价格战可能引发全行业衰退	形成“市场化整合为主、政策引导为辅”的协同治理模式，类似“光伏版 OPEC”的产能协调机制是关键

资料来源：CPIA，中国政府网，国家能源局，江苏省光伏产业协会，东莞证券研究所

在新能源行业的需求侧，国家部委接连出台政策引导新能源行业开拓新市场与应用场景。10 月 28 日，国家能源局出台《关于推进煤炭与新能源融合发展的指导意见》，将煤炭与新能源融合发展纳入“十五五”相关能源规划，加快淘汰矿区内低效落后老旧锅炉，因地制宜推广电锅炉、生物质锅炉、瓦斯氧化供热锅炉、清洁高效煤粉锅炉等先进锅炉。《关于推进煤炭与新能源融合发展的指导意见》首次在国家政策层面明确“煤炭与新能源融合发展”作为战略发展方向，推进煤炭与新能源深度融合，加快构建新型能源体系。在“十五五”规划建议具体任务中明确指出，要加快建设新型能源体系，包括加强化石能源清洁高效利用，推进煤电改造升级和散煤替代，《关于推进煤炭与新能源融合发展的指导意见》和“十五五”规划建议保持一致。在努力稳定传统光伏市场的同时，积极开拓多元化应用场景，可以有效创造增量需求，促进光伏行业产能供需结构的改善。

11 月 12 日，国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》。其中提到，其中提到，到 2030 年，集成融合发展成为新能源发展的重要方式，新能源可靠替代水平明显增强，市场竞争力显著提升，有力支撑经济社会发展全面绿色转型，为加快中国式现代化建设提供更加安全可靠的绿色能源保障。

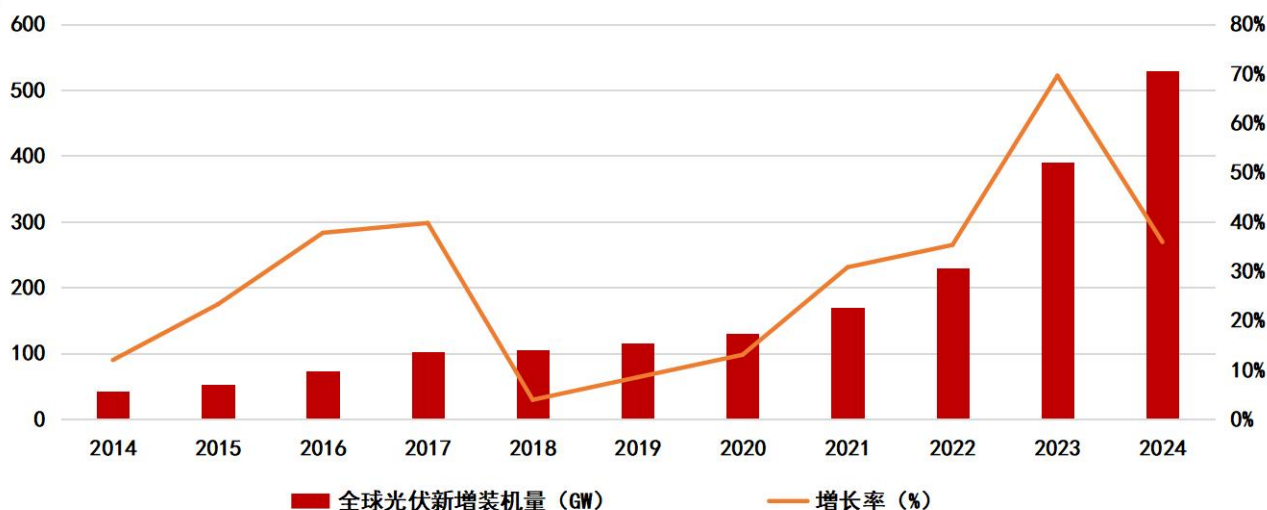
《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》还提到，有序推动新能源供热供暖应用。鼓励在纺织、医药、造纸、食品加工等用热（冷）需求旺盛的产业园区，通过可再生能源电力供热、热泵供热（制冷）、光伏光热一体化等方式，打造以新能源为主体的多能耦合综合供能站。摸清新能源供暖资源潜力，科学布局地热能供暖，加强地热能梯级利用，因地制宜发展绿电直连等直接使用绿电的供暖模式，积极探索地热能、风光、生物质及传统化石能源多热源互补高效利用，推动新能源供暖与既有供暖系统有机融合。发挥热力系统灵活调节优势，推动新能源与热力系统联合优化调度运行，探索新能源供暖与岩土、水体等长周期储热技术耦合应用。

随着新能源规模越来越大、电量占比越来越高，新能源发展也遇到了系统消纳压力加大、要素保障难度增加等挑战，迫切需要转变新能源开发、建设和运行模式，实现从“单兵作战”向集成融合发展的转变。区别于传统的单纯考虑新能源项目建设的发展模

式，新能源集成融合发展要求在新能源开发利用过程中，充分考虑新能源与其他能源品种的“左右”集成、新能源生产与消费的“前后”集成、新能源产业链的“上下”集成。通过全方位的集成融合，提升新能源发电的可靠替代能力，拓展新能源非电利用途径，从而降低对电力系统的依赖程度，实现新能源发展自主性和市场竞争力的提升。

受全球能源体系加快向低碳化转型的影响，以及能源战略安全性的需求，可再生能源规模化运用与常规能源的清洁低碳化将成为能源发展的大趋势。全球范围内，光伏等可再生能源相关政策也广泛出台。经过多年发展，光伏发电已逐步实现平价上网，降本增效路径清晰明确，经济性凸显，推动新增装机量高速增长。根据 CPIA 数据，2024 年全球光伏新增装机容量约 530GW，较上年增长 35.90%。

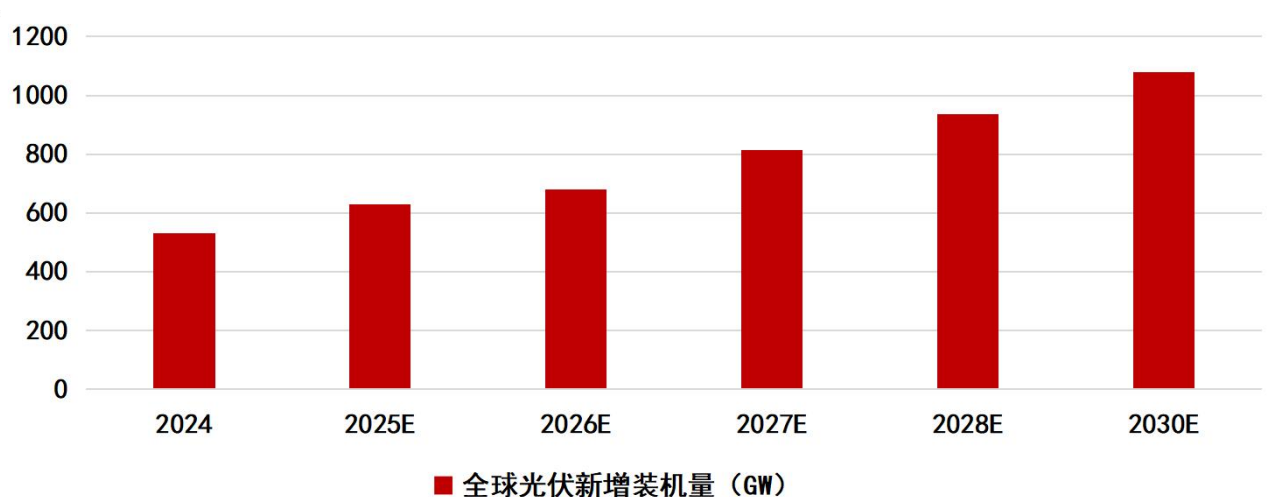
图 20：全球光伏新增装机量



资料来源：CPIA，东莞证券研究所

根据 CPIA，在乐观情景下，2025 年全球光伏新增装机量有望达 630GW，同比增长 18.9%。至 2030 年，全球光伏新增装机量有望达到 1078GW，2025—2030 年全球光伏年均新增装机量仍有较大增长空间。

图 21：全球光伏新增装机量预测



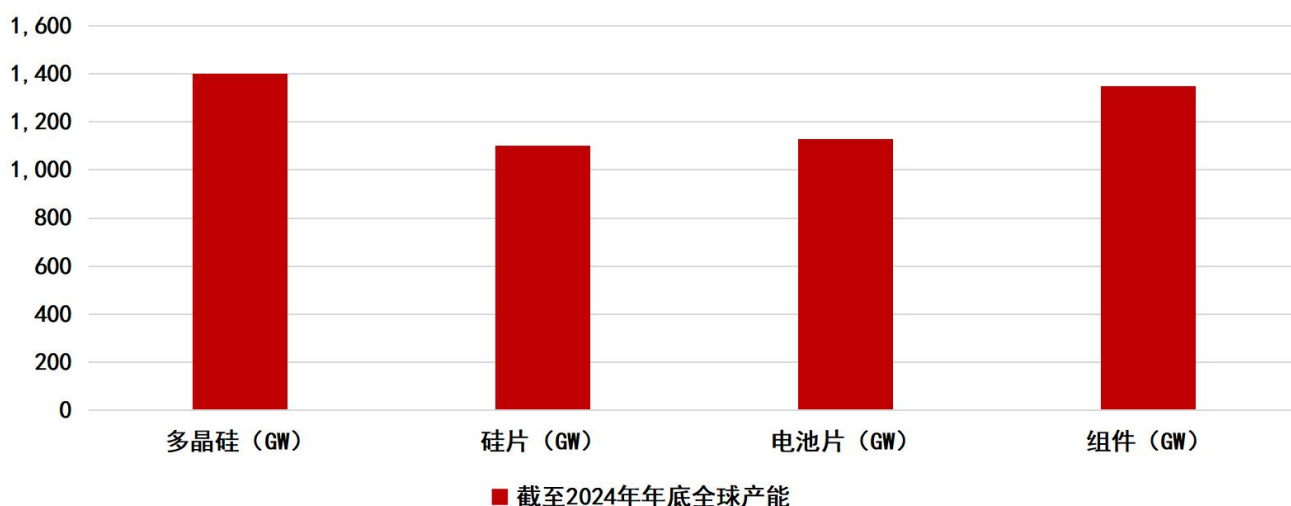
资料来源：CPIA，东莞证券研究所

2.3 光伏行业资本开支持续下降，聚焦光伏先进技术

和光伏产业链中下游环节相比，硅料的扩产约需要 18-24 个月，较长的扩产周期成为光伏行业硅料环节的生产瓶颈，在 2021—2022 年光伏行业下游需求爆发式增长的背景下，硅料供应不足导致价格高涨，在 2022 年下半年最高价格一度突破 300 元/kg。而较长的扩产期使得硅料的扩产难以适配下游需求的快速变化，2023—2024 年光伏产业各环节产能已开始显现供过于求的局面，但硅料新产能仍在持续释放。

根据 Infolink Consulting，截至 2024 年底，硅料成为供应链中产能最高的环节，全球多晶硅总年产能已突破 300 万吨，换算高达 1400 GW，其中约三分之一来自 2023 年后投入的新增产能。

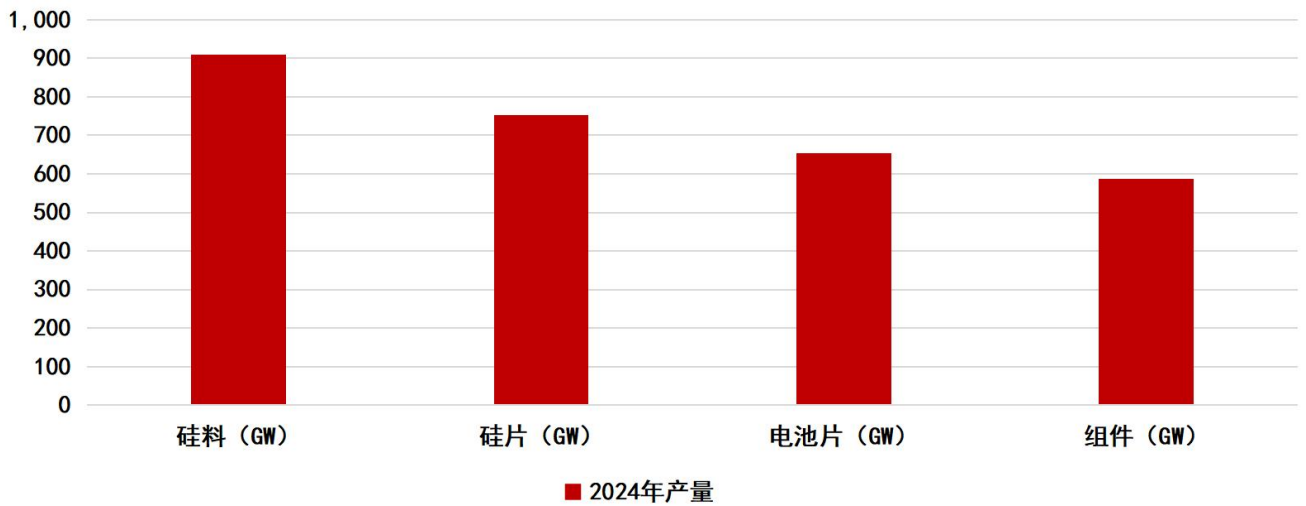
图 22：全球光伏晶硅产业链各环节产能



资料来源：Infolink Consulting，东莞证券研究所

根据 CPIA，2024 年中国光伏产业链各环节产量实现同比高增长，硅料、硅片、电池片和组件的产量分别达 182 万吨、753GW、654GW 和 588GW，分别同比增长约 23.6%、12.7%、10.6%、13.5%。若按照 2g/w 的硅耗测算，182 万吨硅料可生产约 910GW 组件。根据 CPIA，2024 年全球光伏新增装机量达 530GW，中国硅料、硅片、电池片和组件的产能均超过了全球总需求。

图 23：中国光伏晶硅产业链各环节产量

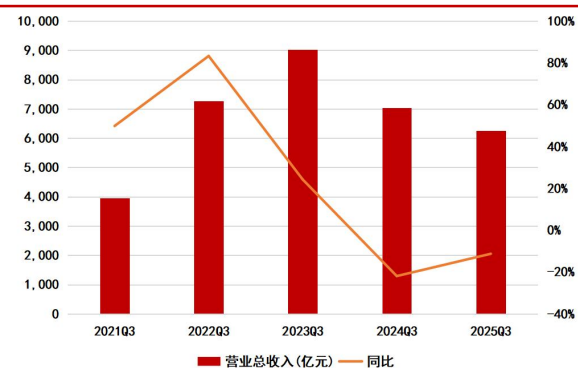


资料来源：CPIA, Infolink Consulting, 东莞证券研究所测算

硅料产能的高速增长导致了光伏行业整体供应链出现过剩压力，硅料价格自 2023 年高点以来大幅回落，行业竞争重心向质量与成本、技术优势倾斜。相比之下，2021 至 2022 年，一线硅料厂成本约在 60 元/kg 左右，二线厂或较老旧的产能成本约为 100 元/kg。基于主流价格已降至多数厂家难以盈利的水平，部分小型及高成本产能被迫退出市场。在产能集中度方面，根据 Infolink Consulting，2024 年的硅料 TOP 5 厂家分别为通威、协鑫、大全、新特能源和东方希望。截至 2024 年底，硅料 TOP 5 厂家总产能共计约 1000GW，占全球硅料总产能约 70%。

2025Q3（Q3 指前三季度，下同），光伏设备板块实现营业收入 0.63 万亿元，同比-11.3%；实现归母净利润-68.6 亿元；实现扣非归母净利润-115.4 亿元。受光伏产业链价格同比下降影响，今年前三季度多数企业业绩承压，光伏行业整体亏损程度较去年同期加剧。2025 年第三季度，光伏设备板块实现营业收入 2166.2 亿元，同比-8.0%；实现归母净利润 10.8 亿元，同比转正；实现扣非归母净利润-78.5 亿元。

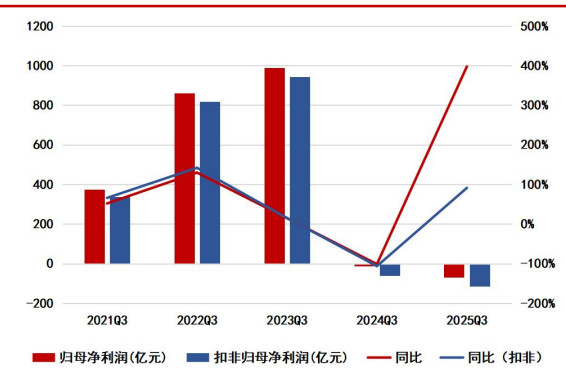
图 24：2021Q3-2025Q3 光伏设备行业营业收入增长情况



数据来源：iFinD, 东莞证券研究所

图 26：2021 年—2025 年第三季度光伏设备行业

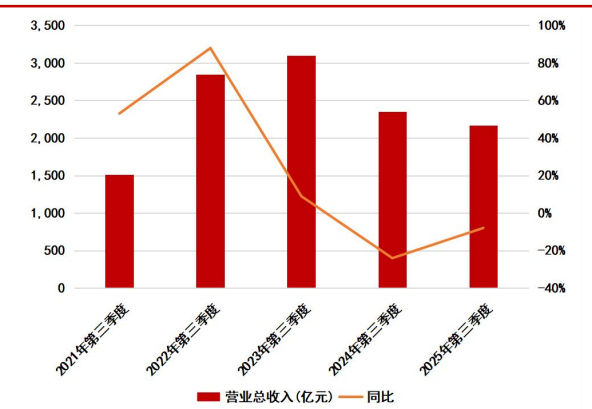
图 25：2021Q3-2025Q3 光伏设备行业归母净利润及扣非归母净利润增长情况



数据来源：iFinD, 东莞证券研究所

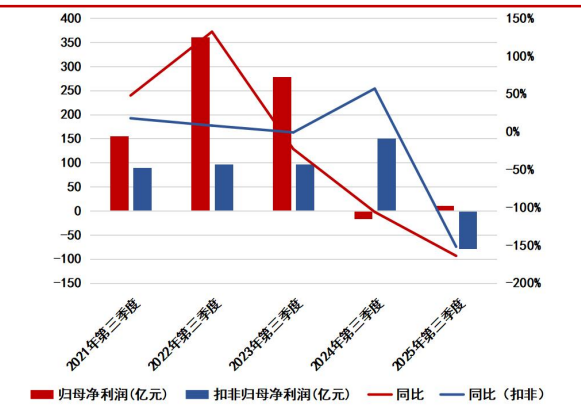
图 27：2021 年—2025 年第三季度光伏设备行业

营业收入增长情况



数据来源：iFinD，东莞证券研究所

业归母净利润及扣非归母净利润增长情况



数据来源：iFinD，东莞证券研究所

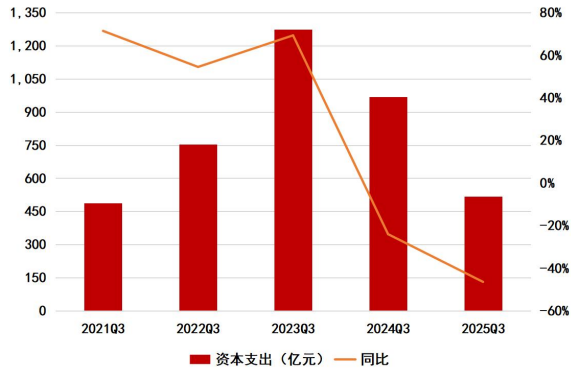
2025Q3，光伏设备行业资本支出为 518.6 亿元，同比-46.4%，较 2024 年同期减少 756.0 亿元。2025 年第三季度，申万电力设备行业资本支出为 159.6 亿元，同比-37.9%，较 2024 年同期减少 322.0 亿元。

2024 年以来，隆基绿能、晶澳科技、天合光能等光伏组件龙头企业业绩承压明显，合计亏损额巨大，光伏组件产品价格一度低于生产成本。在这种背景下，光伏企业首要任务是降本增效、保有现金流，而非盲目扩张。当前，光伏行业的资本支出正处于显著收缩的通道中，在当前严峻的经营压力下，资本开支的锐减意味着未来新增产能将大幅减少，光伏企业主动放缓扩张步伐。

在光伏行业供需阶段性失衡的背景下，资本开支的收缩和结构性调整，标志着光伏行业的竞争核心正从规模扩张的比拼，转向技术、品牌和盈利能力的竞争，实现从“量”到“质”的战略转型和高质量发展。光伏企业将重心放在能够构建长期竞争优势的领域，加大对 BC 电池、钙钛矿等前沿技术的布局力度，以科技创新为导向的逆周期投资有望通过技术代差摆脱同质化竞争。在这轮深度调整中，现金流紧张、技术落后的中小企业将面临更大的经营压力，而现金流充裕、资本开支审慎、积极构建下一代技术壁垒的头部企业则有望凭借韧性穿越周期，甚至通过逆周期投资进一步扩大优势，从而提升行业集中度。

图 28：2021Q3-2025Q3 光伏设备行业资本支出情况

图 29：2021 年—2025 年第三季度光伏设备行业资本支出情况



数据来源：iFinD，东莞证券研究所

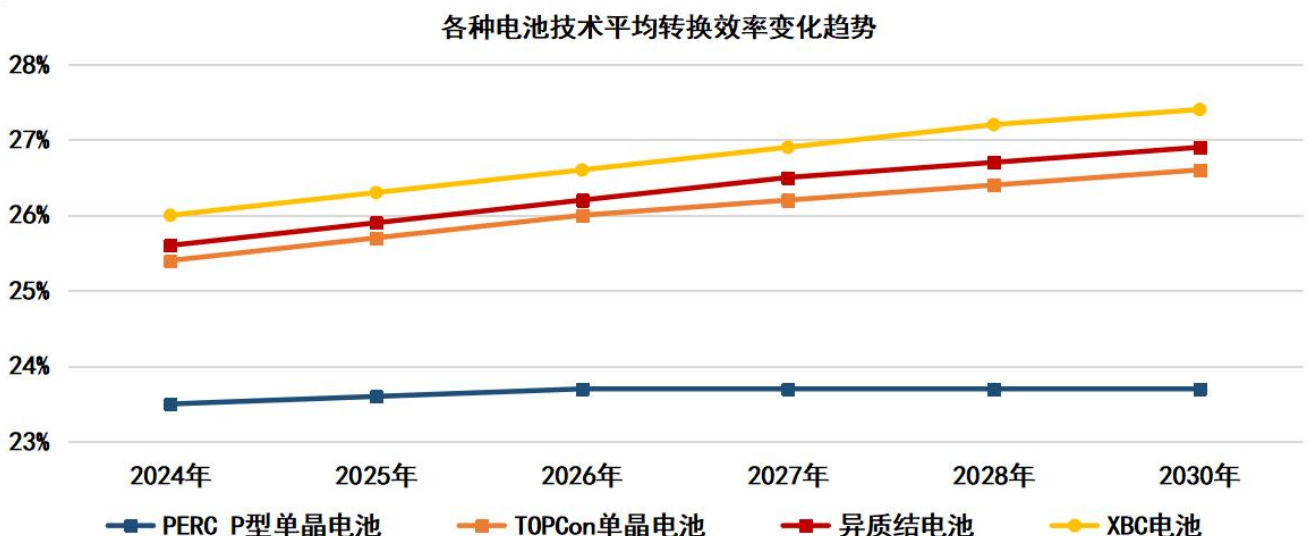


数据来源：iFinD，东莞证券研究所

“反内卷”落实到光伏行业中，强化技术创新最关键的就是降本增效，即提升电池片的转化效率，以提升光伏发电的经济性。2024 年，P 型 PERC 单晶电池平均转换效率达 23.5%，到 2026 年，转换效率或将达到 23.7%，但未来随着 P 型电池产线逐步淘汰或完全切换至 N 型技术路线，P 型 PERC 单晶电池的转换效率将不再提升。相比之下，2024 年 N 型 TOPCon、异质结和 XBC 电池片的转换效率分别为 25.4%、25.6%和 26.0%，且未来仍有提升空间。

2024 年，TOPCon 电池片产线大规模投产，n 型 TOPCon 电池片市场占比达到 71.1%，成为占比最高的电池技术路线，PERC 电池片市场占比则降至 20.5%，异质结电池片市场占比约 3.3%。在行业面临同质化竞争和盈利压力的背景下，BC 技术为光伏企业提供了差异化和高溢价的突破口。隆基绿能、爱旭股份作为 BC 电池龙头企业，正加速推动 BC 技术的普及应用，抢占下一代技术高地。2024 年，BC 电池市占率大幅提升至 5.0%，较 2023 年提高 4.1 个百分点。BC 技术作为一种平台型技术，理论上可以与 PERC、TOPCon、HJT 等多种技术叠加，进一步提高电池转换效率。

图 30：2024—2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势



数据来源：CPIA，东莞证券研究所

当前，隆基绿能在 BC 技术上的布局较为深厚。虽然当前光伏组件整体价格处于较低水平，但 BC 组件较 TOPCon 产品相比，具备更高的功率水平。BC 组件具备高功率、抗衰减、耐湿热等性能优势，国内外市场客户认可度较高，在集中式及分布式市场具备良好的溢价水平，部分海外高端市场具备较为明显的溢价。公司 BC 组件的量产主流功率区间为 650—655W，TOPCon 组件的主流功率约为 630W，目前 BC 组件较 TOPCon 仍有 20—30W 的功率优势。目前公司 BC 组件产能处于爬坡阶段，到 2025 年底预计将形成 50GW 产能。

另外，隆基绿能的 BC 组件产品在海上场景应用中具备良好的适应性及性能优势，尤其是在复杂的海洋环境下，BC 组件耐盐雾、抗衰减、抗台风、单位面积可实现更高的发电增益，在节约海用面积的同时，可大幅降低桩基、电缆等配套成本，实现海上光伏项目资源集约化开发。2025 年前三季度，隆基绿能组件出货量累计超过 60GW，其中 TOPCon 组件占比 70%左右，BC 组件占比近 25%，随着公司 BC 产能的持续释放，未来出货量占比将进一步提升。

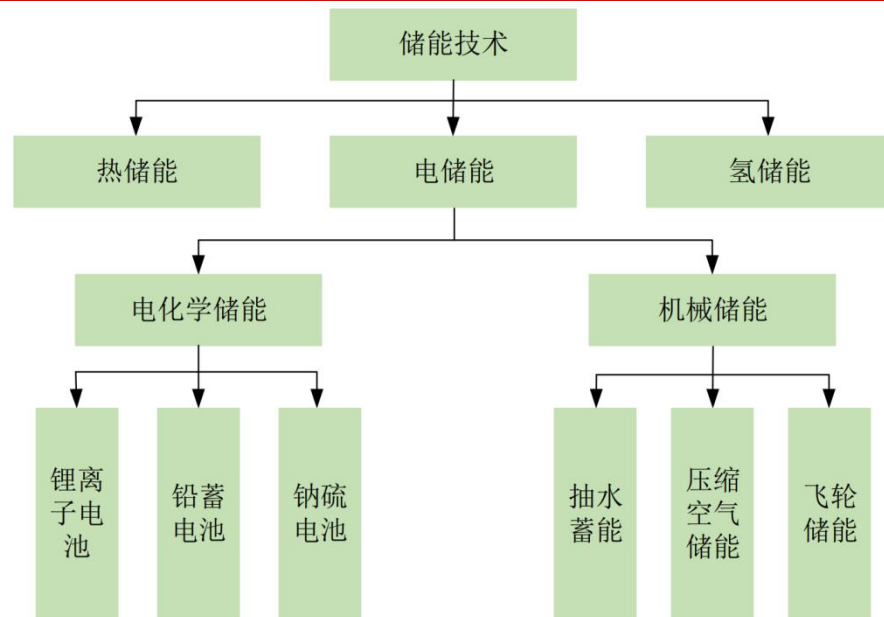
钙钛矿叠层技术作为下一代光伏技术，可通过钙钛矿与晶硅的叠层设计突破理论效率极限。2025 年 11 月 10 日，隆基绿能公告称，其自主研发的晶硅-钙钛矿两端叠层太阳能电池转换效率达到 35%，再次刷新晶硅-钙钛矿叠层电池效率世界纪录。2025 年 11 月 21 日，通威股份在投资者互动平台上表示，目前公司钙钛矿晶硅叠层电池产品转换效率已突破 34.78%，210 半片全尺寸电池（全面积）效率达到 28.39%。从商业化量产及经济性角度来看，晶硅电池技术路线仍为光伏行业当前市场的主流路线，随着单结晶硅电池技术的不断突破，晶硅电池的量产转换效率仍有提升的空间。目前，国内已有 GW 级的钙钛矿电池产线落地，产业化进程在持续推进。从中长期来看，未来随着生产成本进一步降低，产品稳定性进一步提升，钙钛矿电池将具备更高的量产经济性，并实现更广泛的商业化应用。

2. 储能行业：一芯难求势已彰，乘势远扬定乾坤

2.1 储能方式多样化，电化学储能为主要发展趋势

储能涉及领域非常广泛，大类别上可将储能技术分为物理储能和化学储能。物理储能是通过物理变化将能储存起来，可分为机械类储能、电器类储能、热储能等。化学储能是通过化学变化将能储存于物质中，包括电化学储能及其它类化学储能等。其中电化学储能则是电池类储能的总称，目前电化学储能技术是发展的重点方向，而锂离子电池则是电化学储能技术发展的重心。

图 31：储能技术分类



资料来源：派能科技向特定对象发行A股股票证券募集说明书，东莞证券研究所

目前储能行业处于各项技术共同发展的阶段，还没有能够形成绝对优势储能技术。目前，抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、超级电容等物理储能技术，以及锂离子电池、铅碳电池、液流电池、钠硫电池等电化学储能技术，都各具优缺点，不同储能技术特性差别显著，适用范围也不尽相同。其中，飞轮与超级电容器储能更多应用于工业生产中对电压波动较为敏感的精密制造与电力调频领域；抽水蓄能以及压缩空气储能技术等主要应用于大电网的输配电环节，而电化学储能则主要运用于光、风发电等波动较大的可再生能源发电侧、中小型智能变电站和用电侧。

表 2：不同储能技术参数和特点

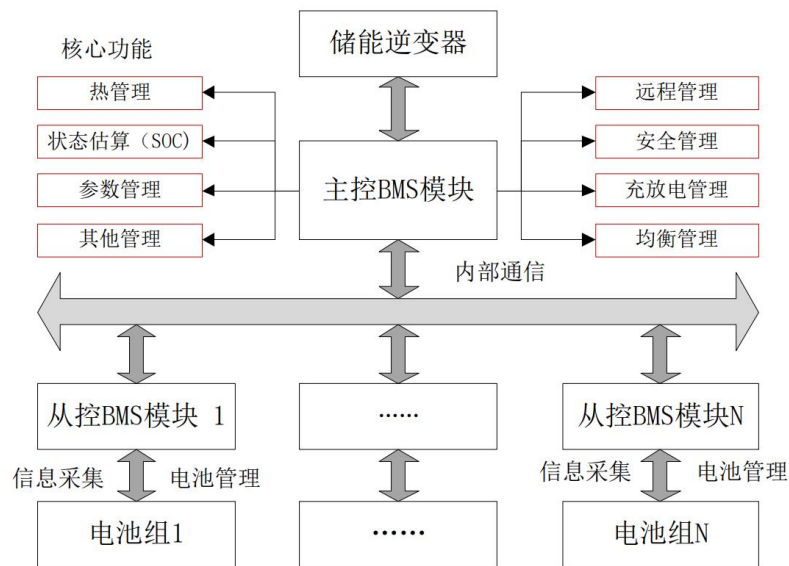
项目	电化学储能技术						物理储能				电磁储能
	铅碳电池	磷酸铁锂电池	钛酸锂电池	三元锂电池	钠硫电池	全钒液流电池	抽水蓄能	飞轮储能	压缩空气储能	超级电容储能	超导储能
容量应用规模	百 MWh	百 MWh			百 MWh	百 MWh	GWh	MWh	GWh	MWh	-
功率应用规模	几十 MW	百 MW			几十 MW	几十 MW	GW	几十 MW	百 MW	几十 MW	1Q-100MJ
能量密度 (Wh/kg)	40-80	80-170	60-100	120-300	150-300	12-40	0.5-2Wh/L	20-80	3-6Wh/L	2.5-15	1.1
功率密度 (Wh/kg)	150-500	1500-2500	>3000	3000	22	50-100	0.1—0.3W/L	>4000	0.5-2.0W/L	1000-10000	5000
响应时间	ms	ms			ms	ms	min.	ms	min.	ms	ms
循环次数	500-3000	2000-10000	>10000	1000-5000	4500	>10000	>10000	百万次	>10000	百万次	—
寿命	5—8 年	10 年			15 年	>10 年	40—60 年	20 年	30 年	15 年	30 年
充放电效率	70%—90%	>90%	>90%	>90%	75%—90%	75%—85%	71%—80%	85%—95%	40%—75%	>90%	>95%
单位投资成本 (元/KWh)	800-1300	800-2200	4500	1200-2400	~2200	2500-3900	500-2000	5000-15000	1000-1500	9500-13500	90000
应用领域	用户侧	用户侧、电网侧、电源侧等			电网侧、电源侧	电网侧、电源侧	电网侧	电源侧、用户侧	电网侧、电源侧	电源侧	—
优势	成本低，可回收含量高，安全性好，响应时间快	效率高、能量密度高、响应快			效率高、能量密度高、响应快	循环寿命高、安全性能好	容量规模大、寿命长	功率密度高、响应快、寿命长、免维护	容量规模大、寿命长	功率密度高、响应快、寿命长、安全性高	响应快效率高
劣势	能量密度低、寿命短、受放电深度影响大	安全性较差、成本与铅碳电池相比较高			需要高温条件，安全性较差	能量密度低、效率低	受地理环境限制、对生态环境有一定影响	成本高、自放电严重	效率低、受地理环境约束	成本高、能量密度低	成本高、能量密度低

资料来源：CNESA，东莞证券研究所

储能技术在电力系统应用场景包括发电侧、电网侧以及用电侧应用。发电侧主要用于可再生能源发电厂以及传统电站，既能改善可再生能源发电特性，平抑发电波动，减少弃风弃光，提高电站发电质量和发电安全水平，又能辅助传统电站动态运行；电网侧主要用于电力辅助服务，通过调频、调幅等措施保障电网稳定运行；用电侧主要应用于（家庭）户用储能和工商业储能。

储能逆变器除能够将直流电逆变后并入电网外，还能将光伏发电系统与储能电池系统相结合，储备电能以供使用，起到“负荷调节、存储电量、配合新能源接入、弥补线损、功率补偿、提高电能质量、孤网运行、削峰填谷”等作用。

图 32：储能逆变器和分布式电池管理系统拓扑结构示意图

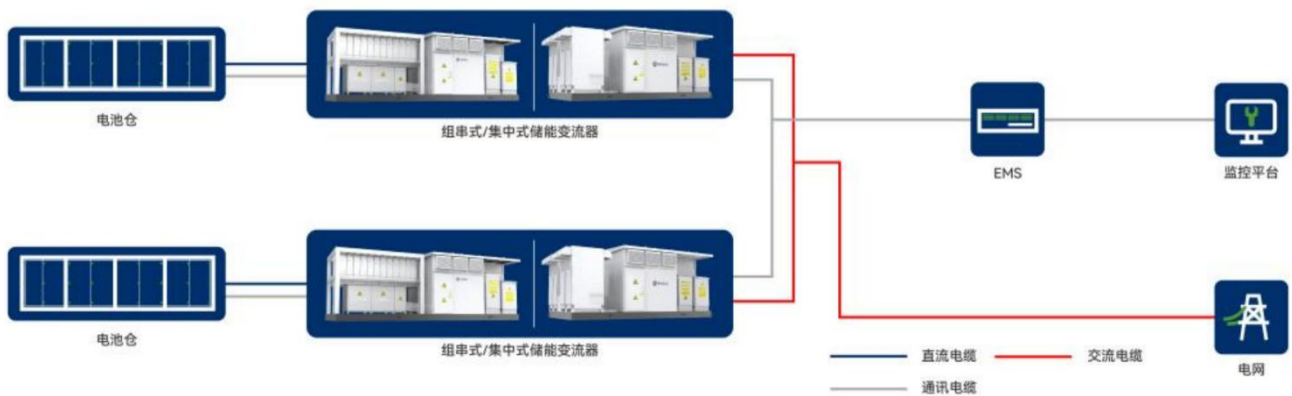


资料来源：艾罗能源招股说明书，东莞证券研究所

户用储能系统主要由储能逆变器、储能电池以及其他电气设备组成，其中，储能逆变器包含储能变流器（PCS）部分与能量管理系统（EMS）部分；储能电池包含电池模组（电芯）与电池管理系统（BMS）部分。储能变流器是连接于储能电池和交流电网之间的电力转换设备，具有对电池充电和放电功能，可用于光伏、风力发电功率平滑、削峰填谷、微型电网等多种场合。

储能变流器和光伏逆变器在技术原理上基本相同。新能源领域中储能变流器一般代指储能双向变流器（Power Conversion System），简称 PCS，是在各类蓄电池的充电和放电过程中，提供电流的整流和逆变两种变换功能的电力电子设备。对于原光伏逆变器厂商而言，储能业务是增量业务，因此许多光伏逆变器厂商也在发展储能变流器业务。同时，光伏逆变器和储能变流器的客户群体重叠度较高，此前积淀的渠道与品牌优势，可以帮助其迅速拓展储能变流器业务。目前主流的储能变流器厂商大部分主业均为光伏逆变器厂商。

图 33：上能电气储能变流器产品典型应用示意图



资料来源：上能电气向特定对象发行股票募集说明书，东莞证券研究所

户用储能系统能够降低家庭用电成本，同时提高居民用电稳定性；小型工商业储能系统能够通过削峰填谷、降低容量电价等模式减少高耗电量对用户的电费支出，进而提高用电经济性、稳定性。户用储能系统市场主要分布在海外，主要集中于海外欧洲、美国、澳大利亚等能源价格高、居民电价高的地区，欧洲是全球最大的户用储能市场。相较于海外市场，中国市场现阶段以发电侧储能项目为主，主要系因为国内居民电价大幅低于国外地区，特别是大幅低于欧洲、美国、澳大利亚等地区的居民电价。因此，海外发达国家居民应用户用储能系统对用户经济性提升较为突出。

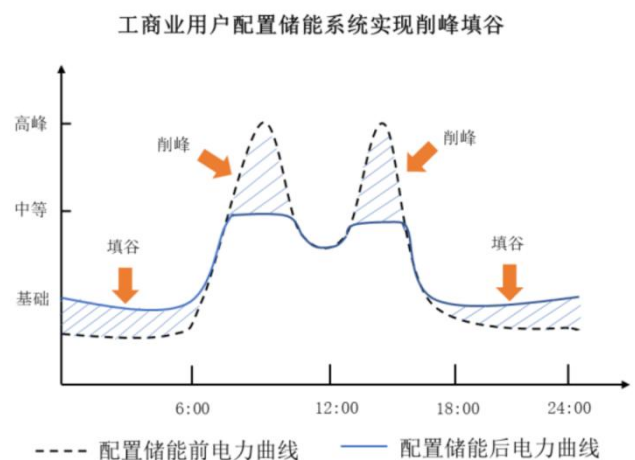
近几年，分时电价、专项储能补贴、需求侧相应、两部制电价、分布式储能等政策陆续出台和完善，为工商业储能项目的投建创造了有利条件。特别是分时电价机制的进一步完善，峰谷价差拉大，叠加锂电池成本下降，工商业储能 IRR 稳步提升，经济性明显，推动国内工商业储能快速发展。

图 34：户用光伏储能系统可实现电能自发自用



资料来源：艾罗能源招股说明书，东莞证券研究所

图 35：工商业用户配置储能系统可实现削峰填谷



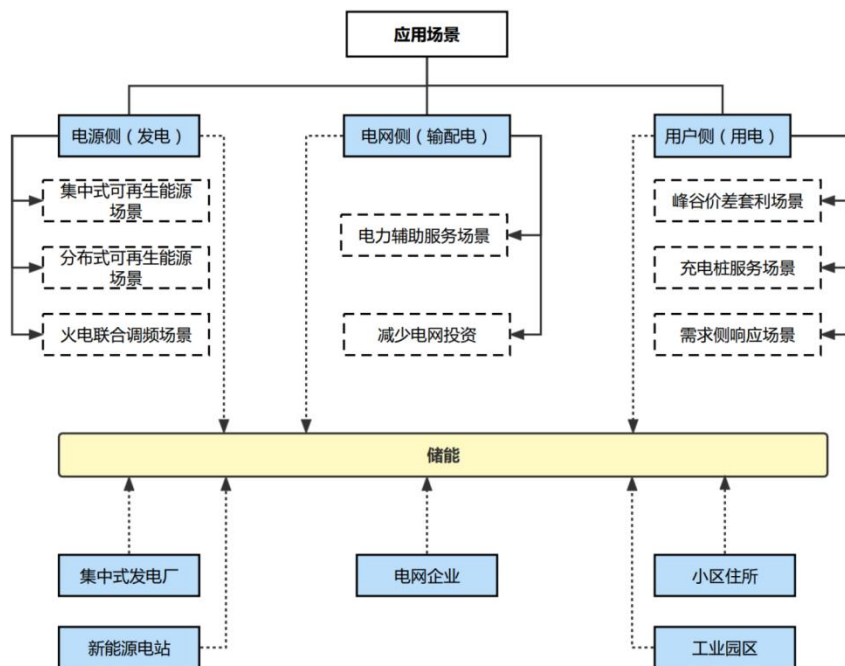
资料来源：艾罗能源招股说明书，东莞证券研究所

电化学储能是最主要的新型储能技术，在新型储能市场中占比达 95%以上。电化学储能通过化学反应将化学能和电能进行相互转换来储存能量，可以应用在“发、输、配、用”各个环节。在发电侧可提高发电的稳定性及发电质量；在输配电环节，可降低输电的成本，同时可缓解企业和用户用电压力，促进电网的升级扩容；在用电环节，可通过峰谷差套利，进而减少企业和用户用电成本。

目前以锂离子电池为代表的电化学储能在新储能中占比最高。根据 CNESA，截至 2024 年底，在全球和中国的新储能累计装机规模中，锂离子电池的市场占比均为最高，分别达 97.5%和 97.1%。除锂离子电池储能外，钠离子电池、液流电池等多种非锂储能技术路线也不断取得突破，在百兆瓦时的项目中得到应用，未来规模化项目有望持续落地。

随着可再生能源渗透率的不断提升，为了保证新型电力系统的长期稳定性，所需配置储能的时长将越来越长，长时储能的需求将在未来的电力系统中不断催生。伴随储能系统时长走向 4 小时、8 小时，单体储能电站的电量也将从百兆瓦时迈向吉瓦时代。

图 36：电化学储能各环节的应用场景示意图



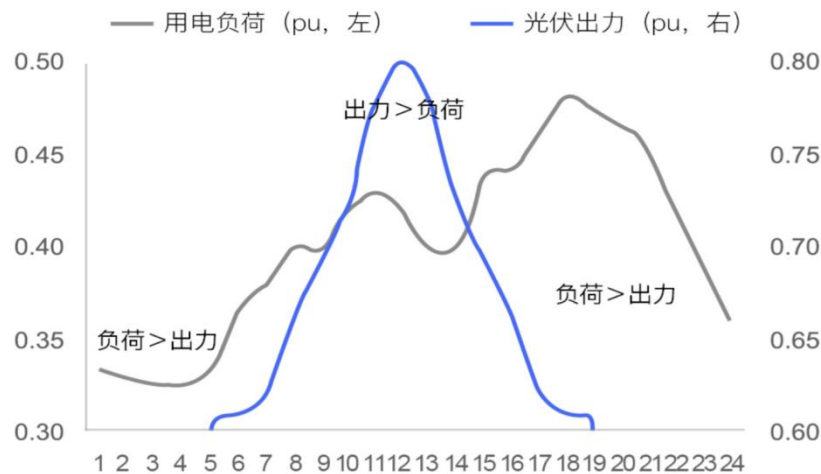
资料来源：许昌智能招股说明书，东莞证券研究所

2.2 “源网荷储”协同成为新能源行业未来发展方向

2024 年 7 月，国家发展和改革委员会等三部门印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，该方案明确提出“源网荷储”协同可有效提升电力系统稳定水平，实现电力供需动态平衡，储能成为我国构建新型电力系统的重要环节。

储能对新能源具有重大意义，是大规模发展可再生能源的关键支撑。光伏发电是一种间歇性能源，发电功率波动会给电网系统带来冲击，光储一体化可在一定程度上抑制冲击，有利于实现光伏发电灵活并网和充分消纳。在此背景下，“光伏+储能”成为光伏行业技术革新、产品迭代的必然发展方向，“源网荷储”协同可有效化解光伏等可再生能源天然具有的波动性、随机性以及供需匹配等问题，提高可再生能源利用率，保障电网安全、稳定运行。

图 37：光伏发电的发电量曲线与用电量曲线



资料来源：国能日新《首次公开发行股票并在创业板上市招股说明书》，东莞证券研究所

2025 年 2 月，发改委、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》（简称“136 号文”），推动新能源上网电价全面由市场形成，建立健全支持新能源高质量发展的制度机制。

136 号文标志着我国新能源产业正式迈入全面市场化阶段，明确推动新能源上网电价全面由市场形成，完善现货和中长期市场交易机制。具体来看，2025 年 6 月 1 日前投产的存量项目执行机制电价，且电价不高于煤电基准价；2025 年 6 月 1 日后投产的增量项目则通过竞价形成机制电价，且规模动态匹配消纳责任权重。

这一政策转变使新能源发电企业更加重视项目运营和管理效率，同时赋予储能作为提升电力系统灵活性和稳定性的关键技术更大市场空间。政策推动储能从被动式的“强制配储”向主动式的配置转型。市场化机制将优先支持具备高充放电效率、长循环寿命且能精准响应系统需求的储能项目，解决储能电站“建而不用”的问题，促进技术创新与市场机制协同发展，实现储能产业从政策驱动向市场驱动的方向发展。

表 3：136 号文明确新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限

项目类型	2025 年 6 月 1 日以前投产的存量项目	2025 年 6 月 1 日起投产的增量项目
机制电量	由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不	每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责

	得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争	任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量
机制电价	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价	由各地每年组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限
执行期限	按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定

资料来源：国家发改委，东莞证券研究所

9 月 28 日，央视财经频道《经济信息联播》围绕储能市场“一芯难求”的火爆现象进行专题报道，该报道提到，当前储能系统成本较三年前下降约 80%，部分地区度电成本已低于 2 毛钱，当前行业正经历更大容量电芯的升级，新一代电芯有望降低系统成本约 40%。目前国内储能电芯的需求十分强劲，头部电池企业均表示工厂已处于满产状态，一些订单已经排到 2026 年年初。

国家发展改革委和国家能源局于 2025 年 11 月 10 日联合发布的《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（“《指导意见》”）明确，到 2030 年，满足全国每年新增 200GW 以上新能源合理消纳需求，助力实现碳达峰目标。

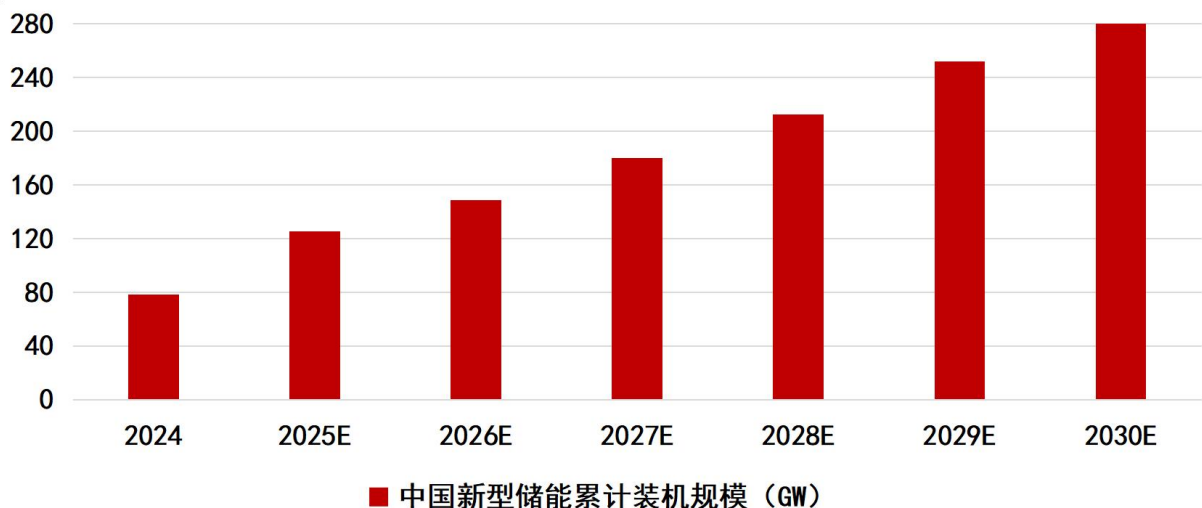
长期以来，新能源消纳工作主要聚焦于省内集中式新能源，随着新能源开发模式日益多元，《指导意见》提出将新能源开发消纳划分为 5 类，统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳，优化水风光基地一体化开发消纳，推动海上风电规范有序开发消纳，科学高效推动省内集中式新能源开发消纳，积极拓展分布式新能源开发与消纳空间，进一步明确分类施策要求。

《指导意见》从新能源消纳方面提出了明确要求，将有力推动解决当前新能源发电利用消纳困难的情况。一方面，大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，攻关系统灵活调节技术，突破大容量长时储能技术，挖掘新能源配建储能调节潜力，提升利用水平。另一方面，加快构建主配微协同的新型电网平台，优化全国电力流向，充分利用区域间、省间调节资源和新能源出力互补特性合理布局灵活互济电网工程，加强电网主网架建设，打造适应大规模分布式新能源接入的新型配电系统，因地制宜推动智能微电网与大电网协同发展，全面提升电网承载力。

2025 年 9 月 12 日，国家发展改革委、国家能源局印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》，文件明确，到 2027 年，新型储能基本实现规模化、市场化发展，技术创新水平和装备制造能力稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系基本成熟健全，适应新型电力系统稳定运行的多元储能体系初步建成，形成统筹全局、多元互补、高效运营的整体格局，为能源绿色转型发展提供有力支撑。全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦以上，带动项目直接投资约 2500 亿元，新型储能技术路线仍以锂离子电池储能为主，各类技术路线及应用场景进一步丰富，培育一批试点应用项目，打造一批典型应用场景。

在《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》等国内政策的推动下，新型储能装机规模将呈高速增长态势。随着储能技术的持续进步、投资成本的不断下降、商业模式的逐步成熟，未来中国新型储能装机规模仍将保持增长趋势。根据 CNESA，2024 年，中国新型储能累计装机规模为 78.3GW，2025 年有望达到 125.7GW，同比增长 60.5%。到 2030 年，中国新型储能累计装机规模有望达到 291.2GW，2024—2030 年年均复合增速约 24.5%。

图 38：中国新型储能累计装机规模



数据来源：CNESA，东莞证券研究所

2025 年 9 月 12 日，国家发展改革委和国家能源局联合印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》，文件提到，要加快推进构网型储能在高比例新能源电网、弱电网及孤岛电网的示范应用，推广配电网新型储能应用，提升新型储能对电力系统稳定运行支持能力。

构网型储能可有效提升新型储能支撑电网安全稳定运行能力，是储能技术重要的发展方向。构网型储能区别于依赖电网电压或频率运行的传统跟网型储能，一旦电网发生波动，跟网型储能电站失去电网的实时电压和频率数据指引，将导致无法工作的情况。构网型储能通过虚拟同步发电机技术，自主建立并维持电网的电压和频率，为电网提供惯量支撑、调频调压等主动支撑能力。这种能力使其在新能源占比高的弱电网或离网场景中，成为保障电力系统稳定的核心。构网型储能电站既能支撑一个小型电力系统，也

能够直连电网，具有较强的独立运行能力。

图 39：华电西藏才朋光储电站二期采用阳光电源构网型储能技术



资料来源：阳光电源官网，东莞证券研究所

根据阳光电源 2024 年年报，阳光电源储能变流器已通过中国质量认证中心颁发的全球首个构网技术认证，获得业内首个“构网型储能”全系准入证。阳光电源也是行业内首家组串式、集中式储能变流器均通过构网认证测试的企业。该技术应用在广西涠洲岛孤岛储能电站、全球最大风光储氢多能互补构网型沙特 NEOM 项目、西藏乃东才朋光储项目二期等。

光伏发电存在间歇性、波动性问题，光伏发电功率会受到天气影响，具有不可预见性等问题。储能逆变器作为光伏储能系统的核心设备，当光伏能量充足时，光伏能量通过储能逆变器优先给负载供电，多余能量通过储能逆变器给电池充电；当光伏能量不足时，电池电能通过储能逆变器放电给负载供电。储能逆变器既有助于光伏能量提高自发自用率，也能根据峰谷电价差进行能源管理，从而提高用户经济效益。同时，也可以给电网提供削峰填谷、平滑功率输出等支撑作用。在一个完全由光伏供电的情境下，需配置 1:3-1:5 的储能后才能实现不间断电源供给，光储一体化是未来的重要发展趋势。

近年全球光伏发电规模不断增加，保障电能质量、提升电网的灵活性、提高分布式光伏自发自用比例、降低用户的用电成本为储能的发展提供外部动能；随着储能技术的进步，储能系统成本快速下降，为储能的发展提供内部动能。在储能发电的内外部动能持续推动下，储能的经济效益优势日渐凸显，带动近年全球储能装机规模快速增长。

根据 CNESA，2024 年全球新型储能新增装机 74.1GW，同比增长 62.5%。截至 2024 年底，全球新型储能累计装机 165.4GW。从地域上来看，中国、美国、欧洲是最主要市场，三地新增装机占据了超 90% 的市场份额，中国连续三年保持全球新增装机第一，主

导格局进一步强化，以功率规模计，中国市场占比约 59.1%，较 2023 年提高 11.9 个百分点，为全球储能市场中新增装机占比最高的国家。

根据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会（简称“CESA 储能应用分会”）数据库统计，2025 年 1—9 月，中国储能新增出海订单/合作总规模达 214.7GWh，同比增长 131.75%，其中，9 月海外订单超 30GWh。目前，中国储能电芯与电池系统规模化带来的单位成本下降，使中国厂商在海外多个地区具有显著落地成本优势，能够以更低的 LCOE 中标大型项目。预计到 2030 年底，全球累计储能装机规模将达 730GW/1950GWh 左右，未来全球储能市场仍将保持强劲增长态势。

2.3 全球光储市场保持强劲发展势头

根据 CNESA，截至 2024 年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模 372.0GW，同比增长 28.6%。抽水蓄能累计装机占比呈继续下降态势，约 54.3%，与 2023 年同期相比下降 12.7 个百分点。新型储能累计装机规模达 165.4GW，同比增长 81.1%。其中，锂离子电池继续高速增长，累计装机规模突破百吉瓦，达到 161.3GW，装机占比达 44.5%。

锂离子电池是最主要的新型储能技术，在新型储能市场中占比最高。锂离子电池储能可以应用在“发、输、配、用”各个环节。在发电侧可提高发电的稳定性及发电质量；在输配电环节，可降低输电的成本，同时可缓解企业和用户用电压力，促进电网的升级扩容；在用电环节，可通过峰谷差套利，进而减少企业和用户用电成本。

截至 2024 年底，在全球新型储能累计装机规模中，锂离子电池是最主要的储能形式，占比约 97.5%，较 2023 年提高 0.6 个百分点。除锂离子电池储能外，钠离子电池、液流电池等多种非锂电池储能技术路线也不断取得突破，未来规模化项目有望持续落地。

图 40：2024 年全球电力储能市场累计装机规模分布

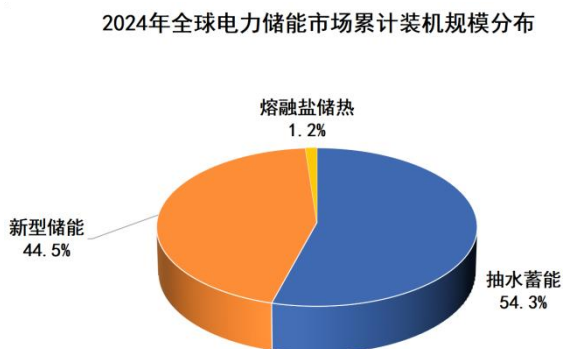
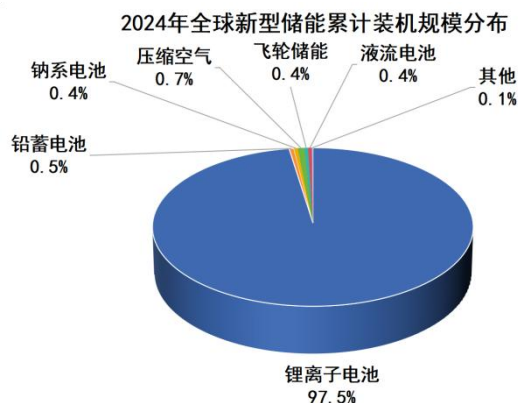


图 41：2024 年全球新型储能累计装机规模分布



资料来源：CNESA，东莞证券研究所

资料来源：CNESA，东莞证券研究所

澳大利亚方面，2025 年 5 月，澳大利亚政府宣布了 23 亿澳元的“廉价家用电池计

划”（Cheaper Home Batteries Program），计划从 2025 年 7 月起，家庭、企业和社区组织安装小型电池系统（5kWh 至 100kWh）可以享受前期成本约 30% 的折扣。在 30% 补贴下，澳洲户储系统投资回收期从此前的 7~8 年可下降至 5 年左右，户储系统经济性明显提升，刺激了需求的增长。

2025 年 7 月 4 日，《One Big Beautiful Bill Act》（“OBBA 法案”）由美国总统签署生效。该法案对《通胀削减法案》（IRA）中的多项清洁能源税收抵免政策进行了重大调整。此次法案将储能 ITC 补贴时间从 2032 年延至 2036 年，为储能行业提供了更长的政策支持窗口，减缓了退坡幅度。美国电力需求旺盛，其数据中心建设、制造业回流、电动车市场增长等因素共同推动了美国电力需求的增长。同时，美国电网老化问题突出，并网延期问题严重，导致美国对储能一定具备刚性需求。“OBBA 法案”此次修改整体边际利好美国储能经济性，而对外国实体援助和技术合作限制的放开也能够保证未来美国储能市场的进口需求，有利于国内储能相关企业出海。

中东地区方面，近年来多个中东地区国家的电力供应面临严重挑战，停电问题普遍且持续时间长，大量居民及企业在停电时依赖柴油发电机，但其成本高昂，光储系统具备较高替代潜力。沙特、阿联酋等国家通过巨额投资推动能源转型，为中国企业提供了广阔市场空间。

根据 CESA 储能应用分会数据库统计，2025 年 1—9 月，中国储能新增出海订单/合作总规模达 214.7GWh，同比增长 131.75%，其中，9 月海外订单超 30GWh。目前，中国储能电芯与电池系统规模化带来的单位成本下降，使中国厂商在海外多个地区具有显著落地成本优势，能够以更低的 LCOE 中标大型项目。预计到 2030 年底，全球累计储能装机规模将达 730GW/1950GWh 左右，未来全球储能市场仍将保持强劲增长态势。

表 4：海外主要区域储能需求现状及核心驱动力

地区/国家	需求现状	核心驱动力	未来需求趋势
中东地区	沙特、阿联酋等国家通过巨额投资推动能源转型，储能需求爆发式增长	能源转型战略，如沙特“2030 愿景”推动大规模可再生能源项目。严重电力短缺，伊拉克、叙利亚等国停电频繁，光储替代柴油发电机需求迫切。政策金融支持，如伊拉克提供低息贷款鼓励分布式光储。	大型光储项目将持续落地；针对停电危机的户用和工商储能市场潜力巨大
欧洲地区	市场成熟且增长稳定，工商业储领域正迎来快速发展阶段	电网消纳压力，老旧电网难以适应可再生能源的间歇性，配储成为关键解决方案政策机制驱动，动态电价普及拉大峰谷价差，为储能创造套利空间；各国加大补贴。能源安全诉求，减少对传统能源的依赖。	工商储市场将保持高速增长；长期储能需求凸显
澳大利亚	高增长市场，大储和户储需求旺盛	政策补贴刺激，“廉价家用电池计划”提供约 30% 的成本补贴，大幅提升经济性。高电价与极端天气，电价上涨，极端天气频发推动能源自给需求。高可再生能源渗透率，需要储能来维护电网稳定。	补贴政策将显著提升户用光伏配储率；电力市场改革深化，大储需求强劲
亚太地区	新兴市场快速崛起，需求主要来自电网短缺和政策推动	强制性配储政策，如印度要求光伏项目按比例配套储能。高昂电价与频繁停电，巴基斯坦、缅甸等地电价高企，供电可靠性极低，催生刚性需求。经济性改善，锂电池成本下降，使光储相比传统供电更具竞争力。	市场将随着政策推进和成本下降持续放量；工商储和微电网场景应用广泛
美国	短期受 ITC 补贴政策	电力需求增长，数据中心、制造业回流等带动用电	美国延长了部分 ITC 补

	影响波动大，但长期需求刚性	需求。电网老化，并网延迟和电网可靠性问题需储能支持。ITC 补贴政策修正利好美国储能经济性。	贴的退坡时间，短期存在“抢装潮”；长期看，可再生能源成本优势及电网需求将支撑储能持续增长
拉美和非洲地区	储能需求潜力巨大的新兴市场，当前基数小，增长快	优异的自然资源，风光资源丰富，可再生能源发电占比高。电力短缺与高电价，尤其是非洲，停电常态化为离网储能创造刚需。市场化改革，电力市场改革逐步推进，为储能创造盈利模式。	储能需求将随可再生能源渗透率提升逐步释放；非洲的离网和微电网解决方案市场空间广阔

资料来源：中国储能网，江苏省光伏产业协会，格上基金，集邦新能源，起点锂电，行家说储能，东莞证券研究所

3. 投资策略和重点公司

当前，光伏行业正处于转型升级的关键阶段，供需结构失衡与技术快速迭代相互交织，使部分企业陷入低价无序竞争的困境，多数光伏企业正处于极限经营和普遍亏损的阶段。光伏行业破解“内卷式”恶性竞争的关键，在于从“价格战”转向“价值战”，以技术创新驱动产业质变。截至 2025 年第三季度，光伏行业的资本支出正处于显著收缩的通道中。在当前严峻的经营压力下，资本开支的锐减意味着未来新增产能将大幅减少，光伏企业主动放缓扩张步伐并对资本支出进行结构性调整，标志着光伏行业的竞争核心正从规模扩张的比拼，转向技术、品牌和盈利能力的竞争，实现从“量”到“质”的战略转型和高质量发展。光伏企业将重心放在能够构建长期竞争优势的领域，加大对 BC 电池、钙钛矿等前沿技术的布局力度，以科技创新为导向的逆周期投资有望通过技术代差摆脱同质化竞争。在这轮深度调整中，现金流紧张、技术落后的中小企业将面临更大的经营压力，而现金流充裕、资本开支审慎、积极构建下一代技术壁垒的头部企业则有望凭借韧性穿越周期，甚至通过逆周期投资进一步扩大优势，从而提升行业集中度。

根据 9 月 28 日央视财经频道《经济信息联播》的报道，国内储能电芯的需求十分强劲，头部电池企业均表示工厂已处于满产状态，一些订单已经排到 2026 年年初。9 月 12 日，国家发展改革委、国家能源局印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》。文件提出，2027 年，全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦以上，带动项目直接投资约 2500 亿元。“源网荷储”协同可有效化解光伏等可再生能源天然具有的波动性、随机性以及供需匹配等问题，提高可再生能源利用率，保障电网安全、稳定运行，储能成为我国构建新型电力系统的重要环节。国内积极推进新型储能规模化建设，有利于提高电网对清洁能源接纳、配置和调控能力。同时，受全球能源体系加快向

低碳化转型的影响，以及能源战略安全性的需求，可再生能源规模化运用与常规能源的清洁低碳化将成为全球能源发展的大趋势。随着中国储能电芯与电池系统规模化带来的单位成本下降，中国厂商在海外多个地区具有显著落地成本优势，能够以更低的 LCOE 中标大型项目。CESA 储能应用分会预测，到 2030 年底，全球累计储能装机规模将达 1950GWh 左右，未来全球储能市场仍将保持强劲发展态势。

投资建议：建议关注全球化布局体系完善，具备规模优势、产业链供应链韧性、技术研发创新实力领先的国内头部企业。建议关注隆基绿能（601012）、通威股份（600438）、大全能源（688303）、福莱特（601865）、阳光电源（300274）、锦浪科技（300763）、固德威（688390）、德业股份（605117）、盛弘股份（300693）。

表 5：公司盈利预测及投资评级（截至 2025 年 11 月 21 日）

代码	名称	股价 (元)	EPS				PE				评级	评级 变动
			2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E		
601012	隆基绿能	18.84	-1.14	-0.47	0.43	0.70	-17	-40	44	27	买入	维持
600438	通威股份	22.97	-1.56	-1.20	0.60	1.16	-15	-19	38	20	买入	首次
688303	大全能源	27.35	-1.27	-0.49	0.61	1.02	-22	-56	45	27	买入	首次
601865	福莱特	16.27	0.43	0.27	0.54	0.87	38	60	30	19	买入	维持
300274	阳光电源	167.89	5.32	6.09	6.96	7.80	32	28	24	22	买入	维持
300763	锦浪科技	70.91	1.73	2.93	3.65	4.36	41	24	19	16	买入	维持
688390	固德威	53.00	-0.25	0.94	1.89	2.72	-208	56	28	19	买入	维持
605117	德业股份	76.40	4.59	3.87	4.79	5.71	17	20	16	13	买入	维持
300693	盛弘股份	39.14	1.38	1.56	2.02	2.44	28	25	19	16	买入	维持

资料来源：iFinD，东莞证券研究所

4. 风险提示

（1）全球光伏市场波动风险：受制于宏观经济走势及贸易摩擦等因素影响，各国的贸易政策会因国际政治形势的变动和各自国家经济发展阶段而不断变动，导致光伏行业的发展在全球各个国家及地区并不均衡，呈现市场区域热点波动的情形。若逆变器企业未来无法持续紧跟全球光伏市场的波动，不能及时调整公司的销售、生产模式，将可能对企业的持续发展带来不利影响；

（2）新型电力系统建设不及预期风险：国家新型电力系统的建设关系国计民生的重要基础能源产业和公用事业，受到国家宏观行业政策的较大影响。未来宏观经济的周期性波动，可能致使相关行业的经营环境发生变化，并使固定资产投资或技术改造项目投资出现调整，进而影响到新型电力系统建设及高比例新能源并网消纳；

（3）原材料价格大幅波动风险：制造业企业的原材料成本占主营业务成本的比例较高，原材料价格的大幅波动可能会给企业带来生产成本上升或者存货跌价等风险，将直接影响企业主要产品的销售价格、生产成本及毛利率等，从而对企业的盈利水平造成一定的不利影响，导致企业经营业绩出现波动；

（4）技术研发风险：新能源行业属于技术密集型行业，随着行业技术水平和产品性能要求的不断提高，市场对产品更新换代的需求亦不断提高，但新产品从研发到量产并产生经济效益存在一定周期，其间市场的变化将制约新产品的盈利能力，最后效果能否达到预期存在较大的不确定性。若新能源企业无法快速按照计划推出适应市场需求的新产品，将影响企业的市场竞争力，对业务发展造成不利影响。

东莞证券研究报告评级体系：

公司投资评级	
买入	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
增持	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
持有	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
减持	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，导致无法给出明确的投资评级；股票不在常规研究覆盖范围之内
行业投资评级	
超配	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
标配	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±10%之间
低配	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

说明：本评级体系的“市场指数”，A 股参照标的为沪深 300 指数；新三板参照标的为三板成指。

证券研究报告风险等级及适当性匹配关系

低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	主板股票及基金、可转债等方面的研究报告，市场策略研究报告
中高风险	创业板、科创板、北京证券交易所、新三板（含退市整理期）等板块的股票、基金、可转债等方面的研究报告，港股股票、基金研究报告以及非上市公司的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

投资者与证券研究报告的适当性匹配关系：“保守型”投资者仅适合使用“低风险”级别的研报，“谨慎型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中低风险”的研报，“稳健型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中风险”的研报，“积极型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中高风险”的研报，“激进型”投资者适合使用我司各类风险级别的研报。

证券分析师承诺：

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

声明：

东莞证券股份有限公司为全国综合性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

东莞证券股份有限公司研究所

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼

邮政编码：523000

电话：（0769）22115843

网址：www.dgzq.com.cn