

新能源筚路蓝缕 目前的形势与我们的任务

投资评级：看好（维持）

——新型电力系统系列报告之五：新能源行业发展回顾与展望

投资要点：

证券分析师

查浩

SAC: S1350524060004

zhahao@huayuanstock.com

刘晓宁

SAC: S1350523120003

liuxiaoning@huayuanstock.com

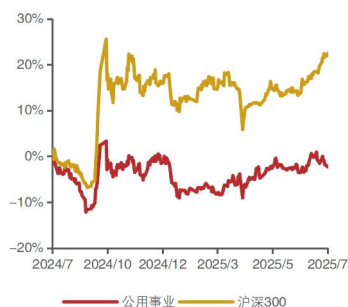
邓思平

SAC: S1350524070003

dengsiping@huayuanstock.com

联系人

板块表现：



- **十四五初期提出的新能源发展目标，从数量上看已全部完成。**在十三五末期，双碳战略的提出使得全国上下在政策上对于新能源的支持达到一个新的高度，彼时的新能源仍主要为保障消纳，新能源上网电价较为固定，即便 2020–2021 年新能源建设的补贴电价逐步退出，电价仍可预期。从十四五装机完成结果看，全国层面、省级层面、电力集团、电力上市公司四个维度完成度的迥异或说明以下两个事实：集中式尤其是大基地项目不及预期，分布式项目建设超预期；电力集团非上市平台以及部分非传统电力企业完成了大部分的分布式光伏项目的建设，上市公司层面主要以集中式项目建设为主。**不同主体、不同电源类型的装机结果差异由十四五期间新能源发展遇到的外部环境与内部机制共同导致。**
- **新能源发展仍然隐忧不断，新增项目收益率持续下行。**十四五期间我国新能源的发展经历了煤荒、电荒、阶段性高组件成本、特高压建设缓慢、新能源消纳压力提升等多重困境，本质上是由外部环境变化与技术转型所引发的电力系统结构性矛盾。这既包含电网建设滞后带来的负外部性，也与新能源技术迭代过程中的正外部性未能充分释放有关，最直接的结果则为新能源项目的回报率持续下行。电力系统是最为精密的物理系统之一，面临的难题无法单纯依靠市场机制自发解决，亟需通过政策工具与市场机制的协同发力，加速电力系统的适应性重构。
- **电价机制补丁不断，新能源全面入市前夜。**双碳转型一方面作为我国极具战略性质的产业，另一方面涉及能源供应安全，从发展以来便持续受到政策调控。新能源的上网电价作为新能源发展的关键因素之一，电力市场政策为其最重要的外部性因素。回首十四五，我国电力市场机制建设成果颇丰，2021 年 1439 号文允许电价真实上涨；2022 年 118 号文与 129 号文勾勒电力市场框架；2023 年 1501 号文将调节性电源的重要性提升到新高度，同年明确新能源入市；2024 年完善电力市场机制，并为新能源入市持续打补丁；目前，我国电力市场框架基本成型，并明确 2029 年前实现新能源全面参与市场。**但我们认为能源不可能三角仍然存在，新能源的绿色价值并未在市场中充分体现，仍需进一步完善。**
- **新能源消纳的“达摩克利斯之剑”。**十四五收官之年，新一轮电力供需周期正逐步形成，煤电保供压力、组件价格高涨等现象级问题已阶段性缓解，然而新能源的消纳问题却日益凸显，回顾十四五期间新能源发展遇到的问题，我们认为当前电力系统建设过程中仍然遗留 5 方面问题：电力系统调节能力，电化学储能经济性，非技术成本，需求侧响应以及新能源电价机制。上述五项难题可以归结为调节性成本（代价）、非技术性成本、电价机制三类。
- **新能源收益率与装机增长的平衡。**理论上，新能源运营商的商业模式非常简单，决定新能源收益率的核心影响参数有四个，分别是平均上网电价、利用小时数、单位装机造价以及贷款成本。十四五期间新能源建设的无序竞争导致行业投资模式从最初的“给定边界条件，计算收益率”变成了“按照能够承受的最低收益率，倒算电价”，投资收益率不断下探。而新能源收益率承压的最重要原因，或是装机增速远远超出最初的预期，木桶的短板效应在新能源领域表现得淋漓尽致。国家层面从 2023 年至今持续出台政策，整治新能源“乱象”，136 号文将增量新能源更多地暴露市场中，严格遵守最低投资回报率要求，或是新能源装机建设回归理性的最低要求。
- **136 号文推动新能源全面入市，新周期新起点。**136 号文之前，老项目面临被动入市比例提升、真实弃电率提升双重压力。136 号文后，我们预计存量项目承担的电力市场化压力减少，而增量项目压力陡增，市场化效益决定投资与否，或为新能源运营商市场走向良性循环的开端。从盈利模型看，预期存量项目收益率稳健、增量项目收益率有稳定预期，行业或进入更健康的发展周期。我们认为 136 号文再次规范行业多项不合理现象，并对增量新能源提出“市场化”与“效益”平衡要求，预计将迎来新能源建设拐点，期待市场变得更加理想。需要注意的是，我们认为 136 号文并非鼓励摊平，而是在改革的过程中，尽可能地协调好经济发展与市场化波动，让有能力、有效益的电站多发电。
- **投资分析意见：**新能源运营商当前的困境或只是阶段性现象，新能源作为我国双碳战略最重要一环，其发展可持续非常重要。我们在 2025 年度策略报告中提出，在新能源板块内部中，风电运营商具备更高的投资价值。从公司估值、存量资产质地、补贴弹性、风电成长以及并购重组预期等多个维度考虑，建议关注港股低估值绿电**龙源电力、大唐新能源、中广核新能源、新天绿色能源**等；A 股**新天绿能、甘肃能源、嘉泽新能、云南能投、节能风电**；A 股海风标的**中闽能源、福能股份、广西能源**。
- **风险提示：**用电需求不及预期，新能源入市政策低于预期，弃电率超预期。

内容目录

前言	6
1. 回顾十四五：成果颇丰 高增长背后隐忧浮现	7
1.1. 十四五砥砺前行 新能源成就颇多	7
1.2. 新能源发展仍然隐忧不断 新增项目收益率持续下行	14
1.3. 电价机制补丁不断，新能源全面入市前夜	18
1.4. 新能源消纳的"达摩克利斯之剑"	25
2. 面向十五五：收益率与装机增长 136 号文新起点	35
2.1. 新能源收益率与装机增长的平衡	35
2.2. 136 号文推动新能源全面入市 新周期新起点	41
3. 投资分析意见	46
4. 风险提示	46

图表目录

图表 1: 典型 A+H 股新能源运营商 2022 年至今收益率	6
图表 2: 十四五初期针对双碳、能源发展的主要纲领性政策文件	7
图表 3: 十四五可再生能源主要发展目标	7
图表 4: 2020 年中国 70 米高度层平均风速图	8
图表 5: 中国光照资源分布	8
图表 6: 十四五大型清洁能源基地布局示意图	9
图表 7: 2009-2024 年全国风电、光伏装机 (万千瓦)	9
图表 8: 2010-2024 年全国风电、光伏新增装机 (万千瓦)	9
图表 9: 2019 年至今新能源装机情况 (GW, %)	10
图表 10: 2019 年至今每年新能源新增装机 (GW)	10
图表 11: 2019 年至今新能源电量情况 (亿千瓦时, %)	11
图表 12: 2024 年各电源电量占比	11
图表 13: 各省市 2024 年底新能源装机及十四五规划完成度 (万千瓦, 按照新能源完成度排序)	12
图表 14: 截止 2024 年各省市新能源装机情况 (万千瓦, 按照 2024 年新能源装机排序)	13
图表 15: 五大集团新能源完成情况 (万千瓦)	13
图表 16: 2020 年至今秦皇岛 5500 大卡动力末煤平仓价 (元/吨)	15
图表 17: 2019 年至今我国光伏四个环节价格指数	15
图表 18: 2015 年至今我国弃风弃光率	16
图表 19: 2024 年重点地区省市弃风弃光率	16
图表 20: 2021-2024 年国网区域新能源市场化比例 (亿千瓦时, %)	17
图表 21: 2021 年重要电力市场建设纲领性文件	18
图表 22: 2022 年电力市场建设纲领性文件	19
图表 23: 2023 年重要电力市场建设纲领性文件	19
图表 24: 2024 年重要电力市场建设纲领性文件	20
图表 25: 我国电力市场主要交易类型	21
图表 26: 全国各省市现货进展 (按时间进展排序)	21
图表 27: 各省市“136 号”文之前最新的新能源入市规则	22

图表 28: 现货市场与中长期市场的衔接（中长期锁定部分电量价格，日前和实时两次偏差结算）	24
图表 29: 能源不可能三角	25
图表 30: 新能源、常规能源、用户电价构成	25
图表 31: 新能源消纳压力对多方的影响	26
图表 32: 截至 2023 年底在运抽水蓄能装机容量（万千瓦）	27
图表 33: 截至 2023 年底核准在建抽水蓄能装机容量（万千瓦）	27
图表 34: 各类型储能电站的应用成熟度与技术风险	28
图表 35: 主要储能技术关键指标比较	28
图表 36: 2020-2024 年主流新能源运营商 ROE（平均,%）	30
图表 37: 典型月份风电日出力曲线情况	31
图表 38: 典型月份光伏日出力曲线情况	31
图表 39: 2025 年 5 月多省分时均价曲线	31
图表 40: 2024 年度层面关键现货价格数据一览（元/兆瓦时）	32
图表 41: 主流新能源运营商风电电价（含税，元/千瓦时）	32
图表 42: 主流新能源运营商光伏电价（含税，元/千瓦时）	32
图表 43: “沙戈荒”大基地外送通道及建设状态(GW)	33
图表 44: 各省市 2024 年底新能源装机占比以及 2025 年 1-5 月新能源利用率(万千瓦,%)	34
图表 45: 三峡能源、龙源电力、华能国际风电利用小时数	35
图表 46: 三峡能源、华能国际光伏利用小时数	35
图表 47: 龙源电力港股 PB 情况	36
图表 48: 龙源电力 H 股股价与恒生中国企业指数 2022 年涨幅对比	37
图表 49: 典型光伏项目单位千瓦收益率模型以及 IRR 测算	38
图表 50: 国资委规范央企开发新能源项目	38
图表 51: 国家能源局 2023 年 9 月《开展新能源及抽水蓄能开发领域不当市场干预行为 专项整治工作方案》要点	39
图表 52: 中央、地方、电力央企三者之间目标与利益不一致	40
图表 53: 我国风电光伏补贴缺口测算（亿元，2022 年后我国不再公布每年可再生能源补 贴支出，2022 年后为估算值）	41
图表 54: 当前新能源入市交易情况	42
图表 55: 136 号文与机制电价的相关内容	43

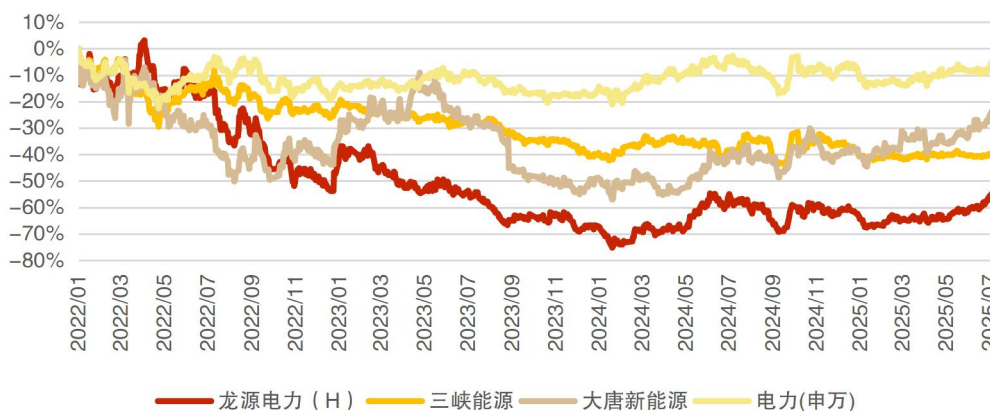
图表 56: 山东、广东两省 136 号文配套细则	44
图表 57: 引入机制电价后的市场化收益模型	45

前言

2020 年 9 月我国提出双碳战略以来，整个新能源产业链迎来一轮波澜壮阔的行情。时值十四五收官之年，回看我国在十四五初期提出的新能源装机建设目标，在数量总量上已全部完成，**但市场的焦点似乎并不在新能源装机的成就上，反而聚焦在新能源消纳压力上**。我们分析背后两大原因，1）国家层面对于电力系统的首要要求为保供，而新能源消纳难题直击电网运行安全，2）对于新能源运营商，消纳压力加剧直接影响项目收益率。

新能源消纳压力一方面源于电源装机容量结构、地理区域布局等多重不平衡；另一方面源于精密复杂的电力系统在物理架构与机制设计的结构性错配。考虑到电力系统对于经济运行的重要性，我国电力体制改革一直处于边改边调整的模式，并寻求多方利益平衡点，不可避免的存在阶段性电价机制扭曲。在机制建设上，我国已构建以电能量市场、电力辅助服务市场以及容量市场为核心的电力市场，其中现货市场为电能量市场的核心，并且在新能源消纳压力下，电力现货市场的建设明显提速。**最直观的冲击在于新能源运营商在如此强烈的产业趋势下，增收不增利**。从股价层面，受新能源电价持续下行且未来预期不稳定的影响，2022 年至今主要新能源运营商股价走势均大幅弱于申万电力行业指数。

图表 1：典型 A+H 股新能源运营商 2022 年至今收益率



资料来源：wind，华源证券研究所

本报告主要梳理我国在十四五期间新能源行业的建设（含电力市场机制）成就，对比期初目标与期末成果，分析期间遇到的困难险阻，这些困难部分我们认为是“成长的必经之路”，部分为外部冲击下的短暂影响，还有部分为中国模式下的特有现象。站在当下，探索当前新能源发展存在的矛盾、症结，以及十五五期间新能源发展的路径。

1. 回顾十四五：成果颇丰 高增长背后隐忧浮现

1.1. 十四五砥砺前行 新能源成就颇多

十四五初期下提出的新能源发展目标，从数量上看已全部完成。

自 2020 年 9 月我国双碳战略提出以来，能源系统首次被置于国家安全战略的核心位置，2021 年至 2022 年，初期纲领性文件持续补位，《2030 年前碳达峰行动方案》文件中明确到 2030 年风电、光伏总装机容量超 12 亿千瓦；《“十四五”可再生能源发展规划》文件中明确到 2025 年可再生能源年发电量达 3.3 万亿千瓦时，风电、光伏发电量实现翻倍，可再生能源发电量增量占全社会用电量增量比重超 50%。

图表 2：十四五初期针对双碳、能源发展的主要纲领性政策文件

时间	主体	文件	内容
2021 年 10 月	中共中央、国务院	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	首次构建“双碳”政策体系的顶层设计，明确非化石能源消费比重目标（2025 年达 20%、2030 年达 25%），并提出加快风光水电、抽水蓄能等清洁能源发展
2021 年 10 月	国务院	《2030 年前碳达峰行动方案》	细化新能源装机目标：到 2030 年风电、光伏总装机容量超 12 亿千瓦，抽水蓄能装机达 1.2 亿千瓦，新型储能装机超 3000 万千瓦，推动新能源成为主体能源
2022 年 3 月	国家发改委、能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	提出大力发展分布式光伏、海上风电，加快抽水蓄能电站建设，推动储能电池示范应用，明确构建以新能源为主体的新型电力系统路径
2022 年 6 月	国家发改委等九部门	《“十四五”可再生能源发展规划》	2025 年可再生能源年发电量达 3.3 万亿千瓦时，风电、光伏发电量实现翻倍，可再生能源发电量增量占全社会用电量增量比重超 50%。强调大型风光基地建设、分布式能源开发及储能配套

资料来源：国务院、国家发改委等，华源证券研究所

有别于“十三五”时期新能源的发展，“十四五”期间，在全球气候治理压力与能源安全保障压力下，能源转型显得更加重要。除了战略意义，在经济性上，得益于光伏组件成本大幅下滑，光伏与风电在发电环节的度电成本低于煤电，以及中国新能源产业链在全球的比较优势，我国在新能源发展上似乎势在必得。

图表 3：十四五可再生能源主要发展目标

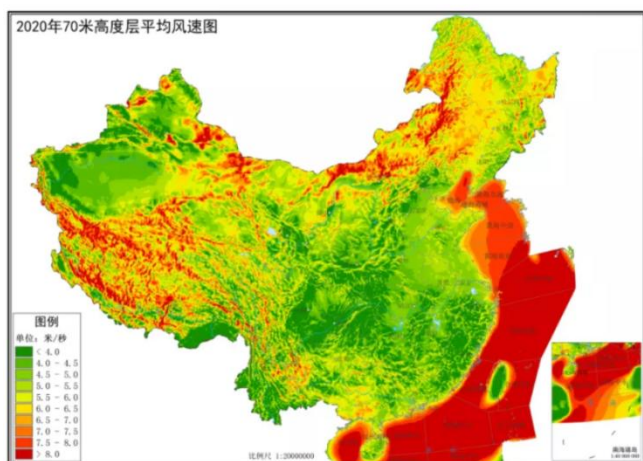
类别	单位	2020 年	2025 年 E	属性
1 可再生能源发电利用				
1.1 可再生能源电力总量消纳责任权重	%	28.8	33	预期性
1.2 非水电可再生能源电力消纳责任权重	%	11.4	18	预期性
1.3 可再生能源发电量	万亿千瓦时	2.21	3.3	预期性

2 可再生能源非电利用	万吨	—	6000	预期性
3 可再生能源利用总量	亿吨标准煤	6.8	10	预期性

资料来源：《“十四五”可再生能源发展规划》，华源证券研究所

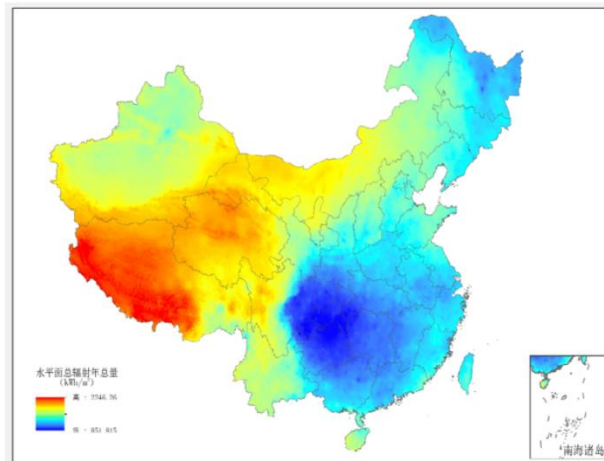
“十四五”作为我国能源结构转型的关键窗口期，发展可再生能源的实现路径上看，《“十四五”可再生能源发展规划》明确 1) **大力**推进风电和光伏发电基地化开发，2) **积极**推进风电和光伏发电分布式开发，3) **统筹**推进水风光综合基地一体化开发。三种形式大规模发展新能源，布局大基地、分布式与多能互补。与其他能源类似，风光电源建设仍然依靠本地资源禀赋，而我国风资源呈现北多南少格局、光资源呈现西多东少格局。

图表 4：2020 年中国 70 米高度层平均风速图



资料来源：《2020 年中国风能太阳能资源年景公报》，华源证券研究所。本图片仅为示意图

图表 5：中国光照资源分布



资料来源：中国气象局风能太阳能中心，华源证券研究所。本图片仅为示意图

值得注意的是，我国在十四五规划中着重提出建设金沙江上下游、雅砻江流域、黄河上游和几字湾、河西走廊等清洁能源基地。黄河上游、雅砻江、金沙江、澜沧江等流域均为风光资源富集区，与我国西部水电基地位置重合度极高。以水电为中心，发展多能互补系统，一方面可充分利用水电独有的调峰优势，另一方面我国大型水电基地通常配套专属特高压外送线路。由于水电发电量存在季节性波动，全年看外送通道功率往往存在较大富余，水电与新能源打捆外送可直接利用现有外送通道。但是从十四五表现来看，水风光基地建设不及预期。

图表 6：十四五大型清洁能源基地布局示意图



资料来源：《第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，华源证券研究所

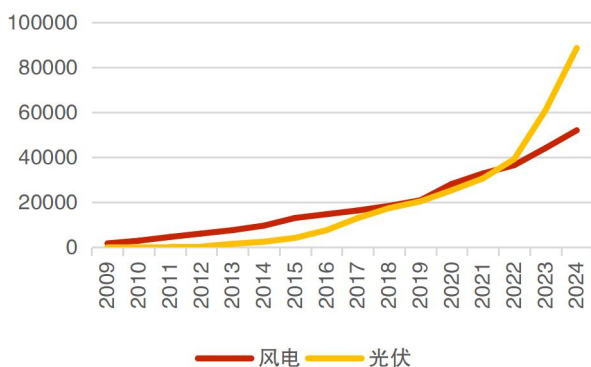
从发展脉络来看，我国新能源自 2003 年发展以来基本可划分为以下几个发展时期：

1) 2003–2008 年，受制于国内技术限制，风电设备主要依赖进口，叠加此时政策支持尚不明朗，我国新能源建设处于混沌期。

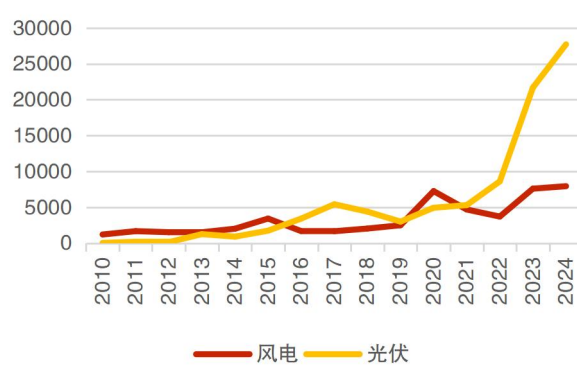
2) 2009–2014 年，2009 年发改委首次明确风电上网标杆电价，并逐步将项目审批权下放地方，带来风电装机的高速发展。

3) 2015–2019 年，为应对三北地区弃风限电消纳问题，国家能源局明确要求三北多地 2016 年不允许新增风电装机，而彼时东部各省作为用电负荷中心，在光伏降本、国家及地方政策指引下，东部沿海等地分布式光伏兴起。

图表 7：2009–2024 年全国风电、光伏装机（万千瓦）



图表 8：2010–2024 年全国风电、光伏新增装机（万千瓦）



资料来源：wind，华源证券研究所

资料来源：wind，华源证券研究所

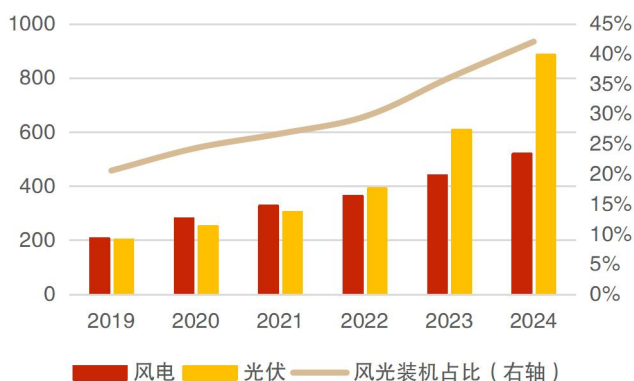
回顾过去十几年的发展，我们总结新能源建设的几个关键影响因素：**上网电价、设备成本、地方项目与土地审批意愿**。在十三五末期，双碳战略的提出使得全国上下在政策上对于新能源的支持达到一个新的高度，彼时的新能源仍然为保障消纳，新能源上网电价较为固定，即便 2020-2021 年新能源建设的补贴电价逐步退出，但对于开发运营商而言，补贴结束后上网电价仍然可预期。

上网电价固定与造价成本下降，十四五初期新能源项目回报率仍旧可观。在 2020-2021 年风电、光伏的造价以及上网电价的情况下，新能源项目全生命周期资本金 IRR 尚可。

从全国的完成情况看，截至 2024 年底，全国风电、太阳能等新能源累计装机达 14.1 亿千瓦，占总装机比例的 42%，其中风电装机 5.21 亿千瓦、太阳能装机 8.87 亿千瓦。即，在 2024 年全国新能源装机层面已经超过 2030 年目标。电量方面，2024 年风电、光伏发电量分别为 9361、4191 亿千瓦时，分别为 2020 年的 2.26、2.95 倍，实现电量翻倍目标，2024 年风电光伏发电量占总发电量的 14%。

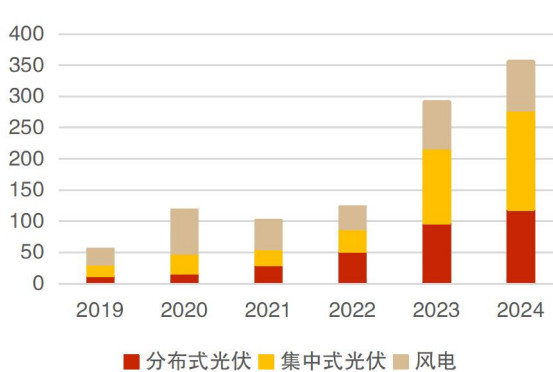
分年度看，2021-2022 年新增装机体量较 2023-2024 年有明显差距，主要系十四五初期全球公共卫生安全事件影响工程进展，以及 2021-2022 年光伏组件价格高企影响开发意愿，2023-2024 年新能源新增装机规模显著提速。电源结构方面，2020-2024 年，风电装机复合年均增速 17%，光伏装机复合年均增速 37%，其中分布式光伏装机复合年均增速 48%。

图表 9：2019 年至今新能源装机情况（GW，%）



资料来源：wind，华源证券研究所

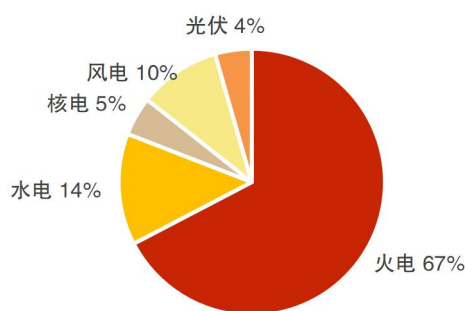
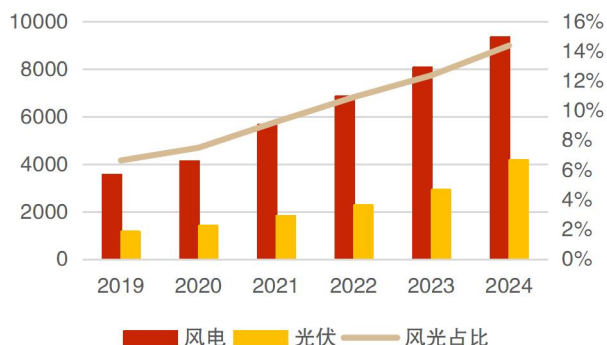
图表 10：2019 年至今每年新能源新增装机（GW）



资料来源：wind，华源证券研究所

图表 11：2019 年至今新能源电量情况（亿千瓦时，%）

图表 12：2024 年各电源电量占比



资料来源：wind，华源证券研究所。注：规模以上口径

资料来源：wind，华源证券研究所。注：规模以上口径

从各省完成情况看，截至 2024 年底，我国已有 17 个省市完成十四五规划目标，辽宁与广西几乎完成十四五目标（19 个省市占 31 个省市的 61%），并且 12 个省市新能源装机超过火电装机（12 个省市占 31 个省市的 39%）。假设各省 2025 年新增新能源装机等于 2024 年新增新能源装机，则预计 2025 年各省达到十四五目标的有 20 个，占 31 个省市的 65%。

全国范围看，截至 2024 年底，31 个省风电完成 521GW，完成其十四五规划的 107%；光伏完成 887GW，完成十四五规划的 147%。从 2025 年的装机预期值看，仍存在部分省市装机未达十四五规划，超过规划的主要原因在于光伏装机的高速增长，提前完成的省市主要为分布式光伏建设的主力地区，集中式光伏为主的三北地区整体进度略快于规划。

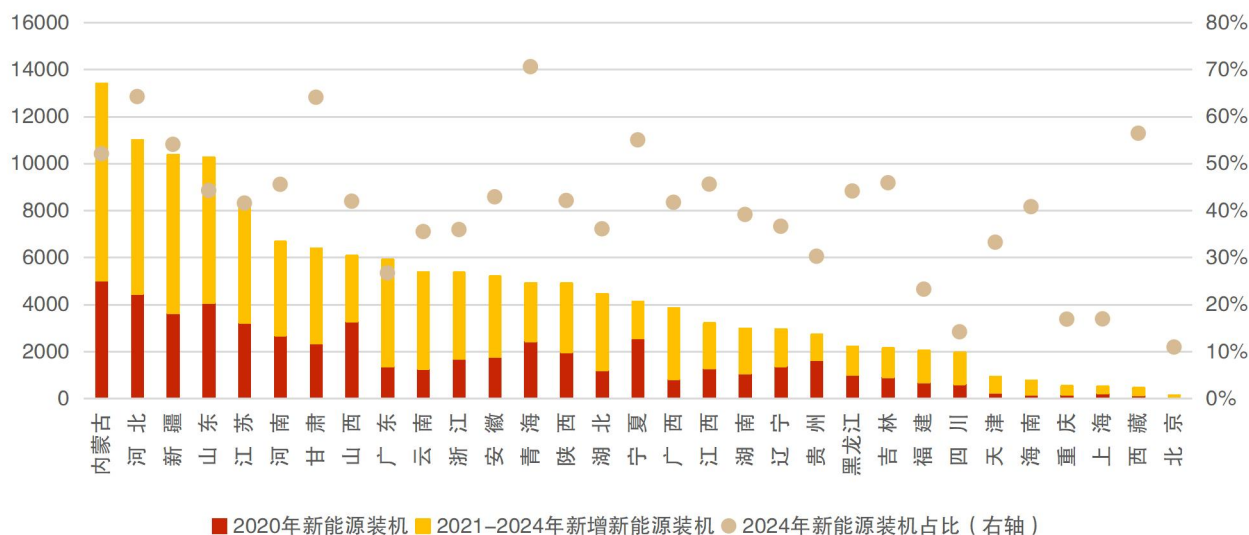
图表 13：各省市 2024 年底新能源装机及十四五规划完成度（万千瓦，按照新能源完成度排序）

省市	风电			光伏			新能源			2025E 完成度
	2024	十四五规划	完成度	2024	十四五规划	完成度	2024	十四五规划	完成度	
浙江	649	641	101%	4727	2762	171%	5377	3403	158%	200%
重庆	241	—	—	310	—	—	550	370	149%	198%
云南	1671	—	—	3723	—	—	5394	3864	140%	186%
安徽	899	800	112%	4311	2800	154%	5210	3600	145%	180%
福建	803	900	89%	1258	500	252%	2061	1400	147%	178%
新疆	4708	—	—	5680	—	—	10387	8240	126%	176%
湖北	952	1000	95%	3510	2200	160%	4462	3200	139%	175%
江苏	2321	2800	83%	6165	3500	176%	8486	6300	135%	171%
天津	219	200	110%	724	560	129%	944	760	124%	161%
河南	2334	2518	93%	4349	2175	200%	6683	4693	142%	159%
湖南	1121	1200	93%	1873	1300	144%	2995	2500	120%	151%
山东	2669	2500	107%	7613	5700	134%	10282	8200	125%	150%
海南	42	200	21%	741	540	137%	783	740	106%	144%
广东	1808	2564	71%	4116	2797	147%	5924	5361	111%	143%
河北	3809	4300	89%	7202	5400	133%	11012	9700	114%	139%
广西	1808	2450	74%	2052	1500	137%	3860	3950	98%	136%
内蒙古	8599	8900	97%	4821	4500	107%	13420	13400	100%	131%
江西	657	700	94%	2564	2400	107%	3221	3100	104%	125%
辽宁	1755	—	—	1214	—	—	2969	3000	99%	118%
四川	890	1026	87%	1082	1191	91%	1972	2217	89%	117%
青海	1267	1650	77%	3663	4580	80%	4930	6230	79%	98%
上海	107	262	41%	411	407	101%	518	669	77%	96%
甘肃	3215	3853	83%	3191	4169	77%	6406	8022	80%	95%
宁夏	1509	1750	86%	2624	3250	81%	4133	5000	83%	93%
黑龙江	1506	—	—	717	—	—	2223	3000	74%	92%
山西	2616	5000	52%	3477	3000	116%	6093	8000	76%	90%
吉林	1573	2200	71%	583	800	73%	2156	3000	72%	86%
陕西	1495	—	—	3433	—	—	4928	8000	62%	78%
贵州	748	1080	69%	1986	3100	64%	2733	4180	65%	77%
西藏	53	—	—	414	1000	41%	467	1000	47%	66%
北京	24	30	79%	130	252	52%	154	282	55%	62%
合计	52068	48524	107%	88666	60383	147%	140734	135381	104%	

资料来源：中电联、各省政府官网等，华源证券研究。注：1）完成度=2024 年装机/十四五规划装机，其中十四五规划装机为 2025 年底累计装机，2）2025E 完成度，为 2025 年预测装机/十四五规划装机，其中假设 2025 年新增新能源装机=2024 年新增新能源装机。

绝对装机规模上，内蒙古、河北、新疆、山东与江苏为新能源装机前五大省，累计装机占全国达到 38.1%。值得注意的是，宁夏、青海、甘肃三省作为传统风光资源富裕区域，预计较难完成其十四五规划，或许与其较高的目标以及较为苛刻的新能源上网电价政策有关。

图表 14：截止 2024 年各省市新能源装机情况（万千瓦，按照 2024 年新能源装机排序）



资料来源：中电联，华源证券研究所

我们选取五大发电集团为代表分析，从已有的新闻报道中，截至 2024 年，国家能源集团已经完成其十四五目标；假设 2025 年新增装机等于 2024 年新增装机，则预计到 2025 年，主要电力央企集团均能完成其十四五新能源装机规划。

图表 15：五大集团新能源完成情况（万千瓦）

集团	2020	2023	2024	2024 新增	2025 新增	2025E	2025 计划	十四五 计划新增	2024 年 完成度	预计 2025 年 完成度
国家能源集团	4781	9623	12245	2622	2622	14867	12281	7500	100%	121%
大唐集团	2805	4628	6131	1503	1503	7634	6605	3800	93%	116%
国电投集团	6049	11909	12451	542	542	12993	-	-	-	-
华能集团	3175	7287	9500	2213	2213	11713	11175	8000	85%	105%
华电集团	2436	5629	8786	3157	3157	11943	9936	7500	88%	120%

资料来源：各集团新闻网站、各公司公告、智汇光伏公众号，华源证券研究所

从各个电力上市企业数据看，部分上市公司在 2021-2022 年上调其十四五新能源新增装机规划，部分上市公司在 2024 年下调其十四五规划。预计上市公司在 2025 年追赶完成进度较为困难，即十四五期间绝大部分电力上市公司完成其初始新能源装机规划或存在困难。

我们从全国、各省市、电力集团、电力上市公司四个维度分析其十四五完成度情况，其中全国层面已经超额完成目标；省市层面预计整体完成十四五目标，在乐观预期下或仍有约

1/3 省市**无法完成**十四五规划；电力集团层面预计**大部分完成**十四五规划，而电力上市公司层面预计仅有**少数完成**十四五规划。这四个维度完成度的迥异或说明以下两个事实：

- 1) 从集中与分布式角度，集中式尤其是大基地项目不及预期，分布式项目建设超预期；
- 2) 从电力集团与上市公司角度，电力集团非上市平台以及部分非传统电力企业完成了大部分的分布式光伏项目的建设，上市公司层面主要以集中式项目建设为主。

1.2. 新能源发展仍然隐忧不断 新增项目收益率持续下行

尽管 2024 年我国新能源装机规模超额完成十四五装机目标，但这一成就背后历经多重挑战：2021–2022 年极端天气与能源转型期的供需错配导致区域性电荒，叠加公共卫生安全事件反复对供应链的冲击；光伏组件上涨导致产业链承受较大成本压力；新能源投产提速后，消纳难题贯穿始终，电网建设滞后导致部分区域弃风弃光率反弹，储能配套不足与跨省交易限制进一步加剧消纳矛盾。

这些挑战倒逼技术创新与政策突破，我们在本节简要梳理十四五期间新能源建设遇到的艰难险阻，其中有些困难不可预测不可避免，属于转型阵痛，正逐步缓解、退出中；有些困难属于正在经历，仍需努力克服的。

困难 1：2021–2022 年电荒与煤荒，暴露电力系统的脆弱

2021–2022 年我国遭遇了罕见的电力供应危机，2021 年夏季多地工业企业被迫限电停产，东北地区甚至出现居民生活用电中断；2022 年川渝地区因极端高温干旱导致水电出力骤降，叠加居民用电激增，四川电网启动“让电于民”政策，工业全停范围覆盖 19 个市州，直接波及产业链稳定。而此次电荒成因复杂，一方面全球能源冲击下煤价飙升至近 2000 元/吨导致火电企业大面积亏损、发电意愿低迷；另一方面我国新能源装机占比提升但稳定性不足，叠加极端天气削弱水电支撑能力。

本轮电荒与煤荒危机暴露了我国煤电价格机制僵化、电源结构灵活性不足等问题，倒逼政策调整——2021 年电价市场化改革允许交易电价浮动 $\pm 20\%$ ，2022 年启动“三个八千万”煤电计划，要求 2022 年、2023 年煤电各开工 8000 万千瓦、两年投产 8000 万千瓦。

图表 16：2020 年至今秦皇岛 5500 大卡动力末煤平仓价（元/吨）



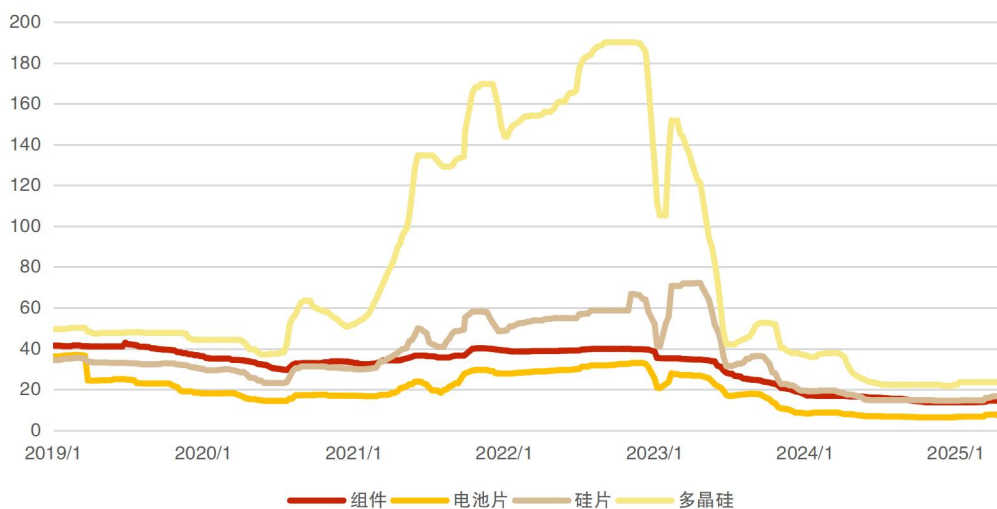
资料来源：wind，华源证券研究所

困难 2：2021-2022 年光伏组件成本高企导致装机计划被打乱

在“双碳”战略驱动下，光伏产业链下游电站对上游光伏组件、硅料的需求呈高速增长态势，其增速显著高于供给端增长水平。由于硅料等上游产品扩产存在较长周期，供需错配导致 2021 年初至 2022 年底期间，硅料价格的大幅上涨直接推高了光伏组件生产成本，使新能源运营商的光伏项目投资收益率显著下降，极大抑制了其投资积极性。与此同时，公共卫生安全事件对工程建设进度造成严重冲击，导致施工效率降低、工期延长等问题。

受上述因素叠加影响，2021-2022 年我国光伏新增装机规模增长不及市场预期。直至 2023 年，随着硅料产能的集中释放，光伏组件价格逐步回落，光伏项目投资的经济性得到显著改善，市场装机需求快速释放，新增装机规模实现大幅增长。

图表 17：2019 年至今我国光伏四个环节价格指数



资料来源：wind，华源证券研究所

困难 3：公共卫生安全事件、土地、技术与用电需求，特高压建设不及预期

考虑到我国能源资源与用电负荷分布的严重不匹配，煤炭、风能、太阳能集中于西部和北部，用电需求集中在东部和中部，特高压输电成为破解电力供需不平衡的主要手段。我国在十四五初期规划建设特高压“24 交、14 直”合计 38 条，**但受前期公共卫生安全事件影响、持续不断的土地审批纠纷、新能源外送的技术问题以及落地端用电需求增速放缓等影响。**

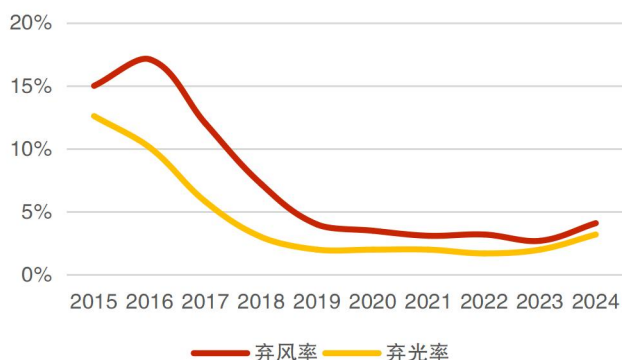
截至 2024 年底，已投产交流线路包括川渝、张北-胜利、武汉-南昌 3 条，直流线路甘肃-浙江、金上-湖北部分投运，另有蒙西-京津冀等项目因审批滞后推迟至 2025 年开工。特高压建设持续低于预期，部分线路被迫推迟至十五五初期。

注：详细分析见《新型电力系统报告之四：电网发展回顾及后续展望》

困难 4：新能源装机高增下消纳压力持续提升

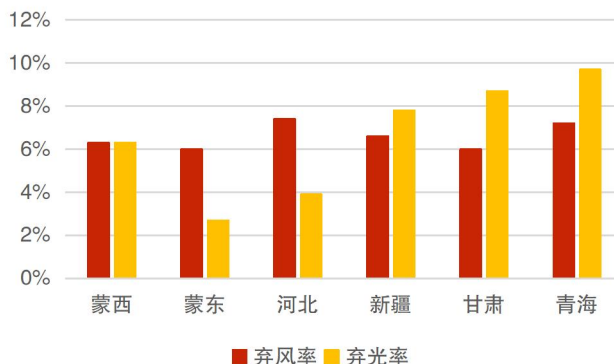
“十四五”期间我国新能源装机规模的高速增长与其他配套建设不及预期的冲突，导致愈演愈烈的消纳压力。一方面，新增新能源装机高度集中于三北地区（西北、华北、东北），供需错配矛盾突出。叠加特高压建设滞后，跨区输电能力不足导致“弃风弃光”风险加剧，2023 年起，我国弃风率与弃光率已有上升迹象。另一方面，调节性电源建设滞后进一步放大消纳压力，煤电灵活性改造进度低于预期，抽水蓄能核准虽超 130GW 但落地周期长，新型储能利用率不足，且三北地区火电调峰能力受限于供热需求。供需失衡与调节能力不足的双重压力下，局部电网在新能源大发时段面临调峰缺口。

图表 18：2015 年至今我国弃风弃光率



资料来源：国家能源局，华源证券研究所

图表 19：2024 年重点地区省市弃风弃光率



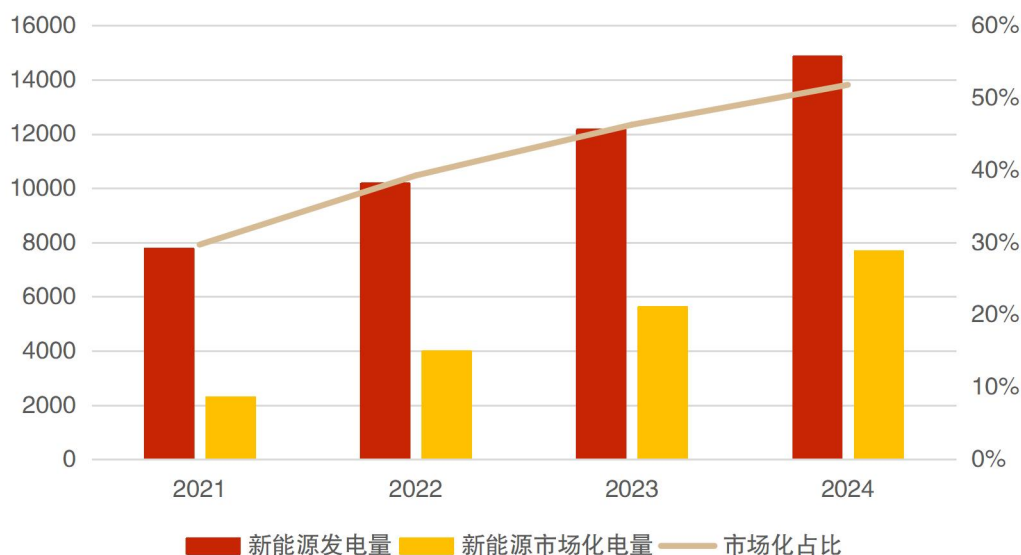
资料来源：国家能源局，华源证券研究所

困难 5：新能源入市提升，回报率下滑影响运营商投资意愿

在新能源消纳压力下，我国多省加速推动新能源全面入市，但当前市场化电价机制尚不完善，导致新能源项目收益波动加剧，甚至陷入亏损困境。根据北京电力交易中心以及广州

电力交易中心数据，2024 年国网区域新能源市场化比例达到 52%，而 2021 年之前，新能源主要为保障消纳，基本不存在入市压力。

图表 20：2021-2024 年国网区域新能源市场化比例（亿千瓦时，%）



资料来源：北京电力交易中心，华源证券研究所

根据光伏们公众号，2024 年一季度甘肃集中式光伏电站入市后电价跌幅超 40%，部分项目结算电价跌至 0.18 元/千瓦时，受此影响，部分运营商已暂停西北地区新项目申报，转向配储或分布式等抗风险模式，但配储前置条件的取消进一步削弱了短期经济性。

这一现象源于三方面矛盾：1）新能源发电的间歇性与电力市场定价机制不匹配，例如光伏午间出力高峰时段电价骤降，而晚高峰用电需求旺盛时又缺乏发电能力，造成收益结构性失衡；2）现行差价结算机制虽提供价格补偿，但增量项目的竞价机制与存量项目政策衔接不足，导致新项目回报预期模糊；3）市场未充分建立容量电价、绿证交易等配套机制，新能源企业难以通过调节服务或环境价值获取合理收益。

上述五大维度的新能源消纳困境，本质上是由外部环境变化与技术体系转型双重冲击所引发的电力系统结构性矛盾，其相互交织、层层嵌套，构成了能源转型进程中极具挑战性的复杂命题。从经济学视角分析，这既包含电网建设滞后带来的负外部性，也与新能源技术迭代过程中的正外部性未能充分释放有关。**这些系统性难题的破解，无法单纯依靠市场机制自发调节，亟需通过政策工具与市场机制的协同发力，加速电力系统的适应性重构。**

1.3. 电价机制补丁不断，新能源全面入市前夜

双碳转型一方面作为我国极具战略性质的产业，另一方面涉及能源供应安全，从发展以来便具备我国传统能源发展的特点，即持续受到政策调控。如我们之前分析，新能源的上网电价作为其发展关键因素之一，而政策作为最重要的外部性因素，我们在此单独梳理为一小节，旨在勾勒出十四五期间新能源经历的挫折与相关政策的出台背后的逻辑关系。与 1.4 节不同的是，本节旨在描绘十四五期间新能源相关政策的成就。

2021 年，1439 号文允许电价真实上涨。2015 年电改 9 号文实施后，我国电力市场规模持续拓展，市场化交易电量呈现稳步增长态势。然而，在 2021 年 1439 号文出台前，电价形成机制尚未充分实现市场化定价，难以有效反映电力供需关系与成本变化。2021 年电荒、煤荒形势严峻，在此背景下，1439 号文的颁布允许电价基于市场供需进行合理波动，有效推动电价回归市场化本质。这一政策极大激发了电力市场活力，直接促使 2022-2024 年电力中长期交易电量规模显著增长。

尽管该政策并非专门针对新能源电量交易制定，但在部分省市放开新能源参与中长期交易的政策环境下，新能源得以借助煤电市场化交易的政策红利，实现了市场交易规模的快速拓展，加速融入电力市场化进程。

图表 21：2021 年重要电力市场建设纲领性文件

主体	文件	发文号	内容
国家发展改革委	关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知	发改价格〔2021〕1439 号	按照电改“管住中间、放开两头”总体要求，有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，推动工商业用户都进入市场，取消工商业目录销售电价。
国家发展改革委办公厅	关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知	发改办价格〔2021〕809 号	建立电网企业代理购电机制，明确电网企业代理购电方式流程。
国家发展改革委 国家能源局	关于印发《售电公司管理办法》的通知	发改体改规〔2021〕1595 号	明确了售电公司注册条件、注册程序及相关权利与义务等内容，进一步规范售电公司的运营管理。

资料来源：中国政府网，华源证券研究所

2022 年，118 号文与 129 号文勾勒电力市场框架。在宏观经济环境相对稳定、未遭遇重大外部冲击的背景下，我国电力市场化改革持续深化。其中，118 号文明确将加快建设全国统一电力市场体系作为核心任务，其战略目标聚焦三个维度：

- 1) 打破区域壁垒，实现电力资源在全国范围内的高效共享互济与优化配置；
- 2) 强化电力系统韧性，提升源网荷储协同的稳定性与灵活调节能力；
- 3) 构建适配中国能源禀赋与发展需求、具备更强新能源消纳能力的新型电力系统。

根据规划，到 2025 年，全国统一电力市场体系将完成初步架构搭建，形成跨区域交易机制与协同运营模式；至 2030 年，市场体系将基本建成，实现规则统一、标准互认、运营协同的成熟化发展格局，推动电力要素市场向更高水平迈进。

图表 22：2022 年电力市场建设纲领性文件

主体	文件	发文号	内容
国家发展改革委 国家能源局	关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见	发改体改〔2022〕118 号	从国家层面提出了健全多层次统一电力市场体系，统一交易规则和技术标准的新要求，要求加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系。
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司	关于加快推进电力现货市场建设工作的通知	发改体改办〔2022〕129 号	明确加快推进电力现货市场建设的总体要求、加快推动用户侧全面参与现货交易、加快推动各类具备条件的电源参与现货市场、统筹中长期与现货、统筹辅助服务交易与现货交易、做好省间与省内现货市场的有效衔接、有序推动新能源参与交易、加强履约监管等工作。

资料来源：中国政府网、上海市人民政府网，华源证券研究所

2023 年，1501 号文将调节性电源的重要性提升到新高度，明确新能源入市。随着新能源装机规模占比持续攀升，构建新型电力系统已成为保障能源安全与实现“双碳”目标的核心任务。电力市场价值结构发生深刻变革，传统以电能量价值为核心的单一体系逐渐向电能量价值与容量价值并重的双轨模式转型，电源侧容量价值的战略重要性日益凸显。如何科学界定火电、水电、新能源等多元电源的功能定位，通过市场机制合理分配其价值收益，并适时引入容量市场以构建长效激励机制，已成为**电力市场深化改革的关键命题**。

与此同时，新能源行业长期依赖的补贴机制正面临双重挑战：一方面，部分新能源项目在电价市场化改革中获取较高收益，补贴之名“名存实亡”；另一方面，财政补贴压力持续加大，补贴资金缺口问题亟待解决。如何构建兼顾行业可持续发展与财政承受能力的新型利益平衡机制，实现新能源产业从“政策驱动”向“市场驱动”的平稳过渡，成为**能源转型进程中亟需破解的制度性难题**。

图表 23：2023 年重要电力市场建设纲领性文件

主体	文件	发文号	内容
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司	关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知	发改办体改〔2023〕813 号	旨在加快全国统一电力市场体系建设，提出“进一步明确现货市场建设要求”、“进一步扩大经营主体范围”、“统筹做好各类市场机制衔接”等要求。
国家发展改革委	关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知	发改价格〔2023〕526 号	持续性深化输配电价改革，核定第三监管周期省级电网输配电价，确定居民生活、农业生产及工商业用电的具体分类、价格组成与计算方式。
国家发展改革委 国家能源局	关于建立煤电容量电价机制的通知	发改价格〔2023〕1501 号	将煤电单一制电价调整为两部制电价，明确煤电容量电价的政策实施范围、容量电价水平、容量电费分摊机制和容量电费考核机制。
国家发展改革委 财政部 国家能源局	关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知	发改能源〔2023〕1044 号	明确绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。将绿证核发范围扩大至所有可再生能源发电项目。

资料来源：中国政府网，华源证券研究所

2024 年，完善电力市场机制，并为新能源入市持续打补丁。如果 2023 年容量电价机制 1501 号文为煤电运营的辅助，那么 2024 年则主要解决新能源入市在前期承担的高额辅助服务费用并规范绿电中长期交易规则，为新能源的得与失正名。一方面聚焦破解新能源参与市场初期面临的辅助服务成本高企痛点，通过建立差异化成本分摊机制与精准补贴政策，降低新能源企业市场准入门槛；另一方面，着力完善绿电中长期交易规则体系，明确绿电交易标的、结算方式及溯源机制，实现新能源环境权益价值与市场交易价值的精准量化。

上述政策组合拳的实施，很大程度上矫正了新能源参与市场的成本收益失衡问题，更为新能源产业高质量发展提供了制度保障，**推动新能源在电力市场中的角色从“政策扶持对象”向“市场化主体”加速转变，实现权益与责任的对等匹配。**

图表 24：2024 年重要电力市场建设纲领性文件

主体	文件	发文号	内容
国家发展改革委	《电力市场监管办法》	发改委 2024 年第 18 号令	对原监管办法进行了修订，对实施主体及职责、监管对象及范围、监管内容、监管措施等进行了规范。
国家发展改革委	《电力市场运行基本规则》	发改委 2024 年第 20 号令	是加快建设全国统一电力市场体系的顶层设计文件，是全国统一电力市场“1+N”基础规则体系中的“1”，为国家制修订的一系列电力市场基本规则等规范性文件提供依据。
国家能源局	关于印发《电力市场注册基本规则》的通知	国能发监管规〔2024〕76 号	旨在统一电力市场注册机制，加强和规范电力市场注册工作，对电力市场注册的原则、基本条件、信息变更要求等内容进行具体规定。
国家能源局	关于印发《电力市场信息披露基本规则》的通知	国能发监管〔2024〕9 号	在《电力现货市场信息披露办法（暂行）》等文件的基础上，对信息披露相关工作进行整合，建立全国统一规范的电力市场信息披露体系，对信息披露原则和方式、信息披露内容、披露信息调整、信息保密和封存、监督管理等作出规定。
国家能源局	关于印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》的通知	国能发新能规〔2024〕67 号	旨在进一步规范绿证核发和交易行为，明确职责分工、账户管理、绿证核发、绿证交易及划转、绿证核销、信息管理及监管等方面的具体要求。
国家发展改革委 国家能源局	关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知	发改价格〔2024〕196 号	为适应新型电力系统发展需要，持续推进电力辅助服务市场建设。对电力辅助服务市场与其他市场统筹衔接机制、需求确定机制、产品计价机制等提出相关指导意见。
国家发展改革委 国家能源局	关于印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》的通知	发改能源〔2024〕1123 号	明确了绿色电力交易的定义、组织方式、交易方式、价格机制及结算等规则。
国家能源局	关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知	国能发电力〔2024〕44 号	明确加快推进新能源配套电网项目建设、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展等重点任务。
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	旨在加快推进新型电力系统建设，为实现碳达峰目标提供有力支撑，提出了电力系统稳定保障行动等多项行动方案。
国家发展改革委 国家统计局 国家能源局	关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知	发改环资〔2024〕113 号	旨在加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接，大力促进非化石能源消费，激发绿证需求潜力，夯实绿证核发交易基础，拓展绿证应用场景，加强国内国际绿证互认。

资料来源：中国政府网，华源证券研究所

目前，我国电力市场框架基本成型。2024 年 4 月，国务院发布《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 20 号），为深化电力体制改革与建设全国统一大市场的进一步配套文件，自 2024 年 7 月 1 日施行，文件明确电力市场交易类型分为三类：电能量交易、电力辅助服务交易与容量交易；其中电能量交易按照交易周期分为两类：电力中长期交易、电力现货交易。

图表 25：我国电力市场主要交易类型



资料来源：《电力市场运行基本规则》、华源证券研究所绘制

2029 年前实现新能源全面参与市场。2024 年 11 月 29 日，在国家能源局统筹组织下，中国电力企业联合会联合多家单位共同发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，提出“三步走”战略，其中第二步明确到 2029 年全面建成全国统一电力市场，实现新能源在市場中的全面参与。相较于此前《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》要求的 2030 年新能源全面参与市场交易，时间有所提前，**全国新能源市场化或将加速。**

图表 26：全国各省市现货进展（按时间进展排序）

省市	电网	模拟/调电 试运行	连续 结算试运行	正式运行
山西	华北		2021.4	2023.12
广东	南方		2021.11	2023.12
山东	华北		2021.12	2024.06
甘肃	西北		2021.5	2024.09
蒙西	华北		2022.6	2025.02
湖北	华中		2024.4	2025.06
浙江	华东		2024.5	2025.12
陕西	西北		2024.12	2026.06
安徽	华东		2024.12	2026.06
辽宁	东北		2025.3	
河北南网	华北		2025.3	
广西、云南、贵州、海南	南方		2025.6	
湖南	华中		2025.12	
四川	华中		2025.12	
重庆	华中		2025.12	
江西	华中		2025.12	

河南	华中		2025.12
福建	华东		2025.12
江苏	华东		2025.12
上海	华东		2025.12
宁夏	西北		2025.12
新疆	西北		2025.12
青海	西北		2025.12
黑龙江	东北		2025.12
吉林	东北		2025.12
蒙东	华北		2025.12
京津冀	华北	2025.12	

资料来源：国家能源局，华源证券研究所。注：1) 粉红色填充为已发生，白色填充为国家要求启动时点；2) 394 号文要求电力现货市场连续运行一年以上，为电力现货转正的必要条件；3) 未展示电力现货的长周期试运行阶段

一直到 2025 年 2 月 136 号文出台前，各省对于新能源入市交易的政策多种多样。整体而言，各省推动新能源入市主要为了解决新能源的消纳问题，从上表各省现货市场进展可知，现货进展较快的省市主要为三北新能源消纳压力较大的省市。

从市场准入与价格机制维度来看，呈现明显的区域分化格局：东部沿海负荷中心省市依托旺盛的电力需求，通过制定优惠电价、灵活交易机制等政策，构建起对新能源运营商极具吸引力的市场环境；而“三北”地区虽然凭借高比例市场准入政策推动新能源大规模入市，但其较低的电价水平在一定程度上削弱了新能源项目的盈利能力。

图表 27：各省市“136 号”文之前最新的新能源入市规则

电网	省市	陆上风能	集中式光伏	分布式光伏/风电
华东电网	江苏	优先发电小时数外电量全部入市。2025 年风、光优先发电小时数为 800h、400h		优先参与绿电交易
	浙江	90%电量政府授权合约电价+10%现货交易		自愿参与，不强制定入市
	安徽	参与市场的新能源发电企业上网电量原则上全部参与市场交易，平价项目均应参与绿电交易		2025 年 1 月 1 日以后备案的“全额上网”和“自发自用，余量上网”的平价工商业、非自然人户用分布式光伏发电企业原则上均应参与绿电交易；鼓励其他平价工商业、非自然人户用分布式光伏发电企业参与交易；自然人户用分布式光伏暂不参与交易
	上海	可参与绿电交易		
	福建	部分集中式风电入市交易，年交易电量约 55 亿千瓦时	暂不参与市场化交易	
华中电网	湖北	110 千伏及以上：直接参与中长期及现货交易；110 千伏以下新能源场站：可直接参与市场交易或作为价格接受者参与电力交易，风、光各月中长期小时数分别不超过 35h、60h		暂不参与市场化交易
	河南	优先满足居民、农业用电需求，剩余新能源电量按照政府授权中长期合约纳入电力中长期交易管理，上网电价执行基准价		-
	湖南	统调新能源全部电量进入电力市场交易。新能源年度交易电量为 60 亿千瓦时		扶贫等保障性分布式光伏及户用分布式光伏暂不参与电力市场 10kV 及以上电压等级的工商业分布式光伏，原则上作为独立主体办理入市注册手续，纳入湖南电力市场交易规则体系统一运营管理

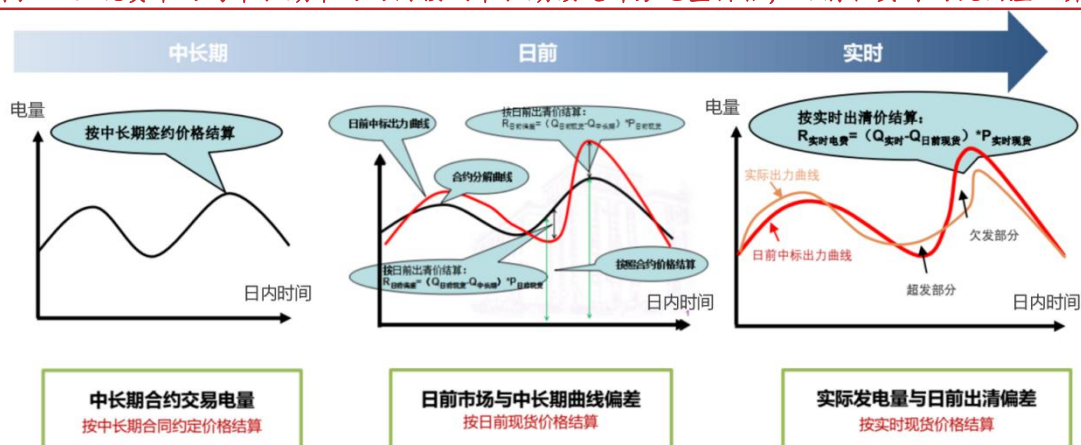
			10kV 以下电压等级的工商业分布式光伏经营主体，可以虚拟电厂聚合方式参与湖南电力市场交易
	江西	-	-
	四川	优先电量外可自愿参与绿电交易，绿电交易外剩余电量可参与其他符合条件的交易 枯水期 300h，丰水期 170h，汛期 130h，配置倾斜支持（枯水期 50h、丰水期 0h、汛期 0h）；枯水期 400h，丰水期 220h，汛期 180h，配置倾斜支持（枯水期 150h、丰水期 50h、汛期 100h）	-
	重庆	平价项目自愿参与绿电	-
华北电网	蒙西	常规风电：390 小时；特许权风电项目：2000 小时；低价风电项目：2000 小时	常规光伏：320 小时；领跑者光伏项目：1500 小时；低价光伏项目：1500 小时 暂不参与市场化交易
	京津冀		
	冀北电网	优先参与绿电交易，带补贴项目承诺放弃补贴	20%电量入市
	河北南网	30%电量入市	60%电量入市
	山西	-	-
	山东	老项目（2024 年底前并网；或者进入 2024 年之前的省级实施方案名单项目）：90%保量报价、10%参与现货交易 新项目：风电、光伏分别为 30%、15%参与交易，其余保量保价	2024 年底前并网项目，100%保量报价 新项目：风电、光伏分别为 30%、15%参与交易，其余保量保价
东北电网	辽宁	除特殊类型的风、光项目外，其他全部入市。带补贴风电项目保障小时数为 1850h，其余电量参与“煤改电”交易	暂不参与市场化交易
	黑龙江	平价风电、光伏项目：保障小时数暂分别为 700 小时、450 小时，其余入市；其他风电、光伏发电：全部进入市场交易	分布式电源纳入保障性电量
	吉林		
	蒙东电网	带补贴风电：790 小时。风电供热试点项目、特许权项目：1900 小时	带补贴光伏：635 小时
西北电网	陕西	光伏扶贫、光伏领跑者暂不入市。其他风、光优先发电小时数外电量全部入市，2024 年风、光优先发电小时数约为 520h、350h	自愿参与交易
	甘肃	-	
	青海	除扶贫、特许权项目、领跑者基地项目外，其他集中并网光伏、风电项目入市交易；青豫直流配套风光项目原则上不参与省内交易 年度交易合同签订电量比例不低于省内市场化总电量的 50%	暂不参与市场化交易
	宁夏	优先发电小时数外电量全部入市。2025 年风、光优先发电小时数约为 234h、156h	暂不参与市场化交易
	新疆	优先发电小时数外电量全部入市。2025 年普通风、光优先发电小时数为 895h、500h	全额保障收购
	西藏		
南方电网	广东	2024 年底前并网老项目：220kV 及以上：30%开展中长期、现货、绿电交易；110kV 及以上，10%直接现货交易 2025 年新增并网项目：110kV 及以上，50%入市交易	暂不强制入市
	广西	集中式光伏、集中式风电（不含海上风电），全电量参与市场化交易；常规交易执行政府授权合约价 360 元/MWh；绿电交易合约价为 375 元/MWh	暂不参与市场化交易
	云南	-	
	贵州		-
	海南		

资料来源：各省能源局、智汇光伏公众号、北极星太阳能光伏网，华源证券研究所。注：部分省市未找到明确的政策，暂且空缺

从现货交易机制看，我国现货市场多以日前、实时两次偏差结算，合约量价与功率预测为关键。新能源现货交易结算机制以中长期合约为基础，通过日前与日内交易灵活调整，结合两次偏差结算实现精准计量。中长期合约中，新能源企业提前锁定基数电量与电价，为收益提供稳定保障。进入日前交易阶段，需基于功率预测，结合风光资源与负荷变化，制定次日发电计划；日内交易则根据实时功率预测，进一步动态调整发电安排。

首次偏差结算针对日前计划与实际发电的差异，按日前市场价格清算；二次偏差结算聚焦日内计划与实际出力的偏差，依实时现货价格核算。功率预测的准确性直接影响发电计划制定与偏差结算结果，是衔接各交易阶段、保障收益稳定的关键环节，既帮助企业降低市场风险，也促进新能源高效消纳与电力资源优化配置。故此在现货交易下，动态化交易策略与精细化运营管理成为保障收益的核心抓手。

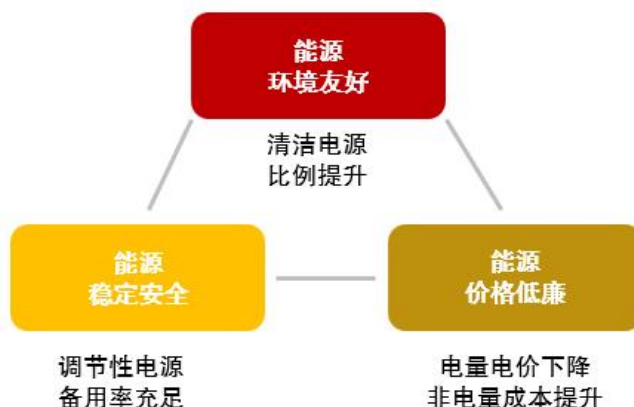
图表 28：现货市场与中长期市场的衔接（中长期锁定部分电量价格，日前和实时两次偏差结算）



资料来源：金风科技，华源证券研究所

理论分析，能源不可能三角仍然存在。能源不可能三角指的是无法找到一个能源系统同时满足“能源的环境友好（即清洁能源）”、“能源供给稳定安全”、“能源价格低廉”这三个条件。对于中国而言，能源供给的稳定与安全是绝对的红线；而现在碳中和又为能源加上了另一个红线。这也就意味着，在**无其他条件变化下，“不可能三角”的平衡将不可避免的向价格方向倾斜。**

图表 29：能源不可能三角

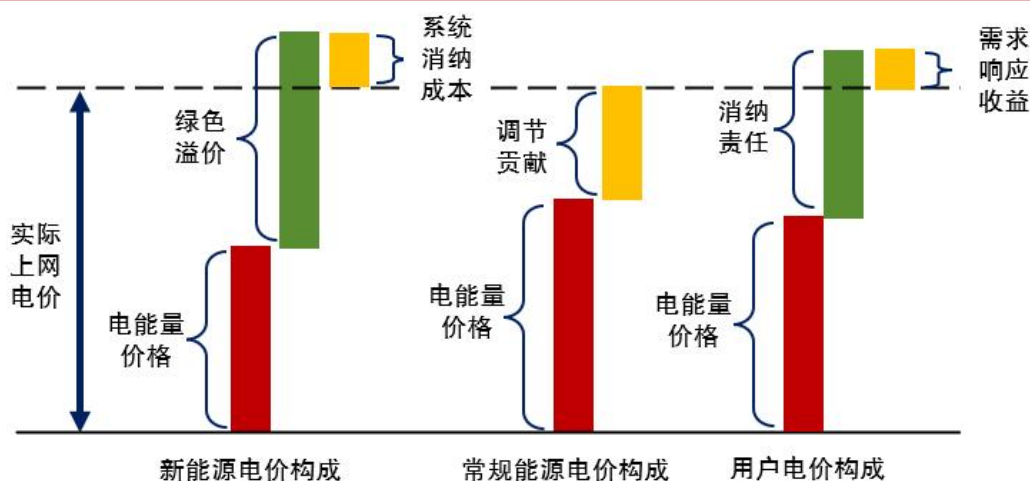


资料来源：华源证券研究所绘制

当前新能源电价机制仍然需要进一步完善。从公式“电力生产全成本=电能量成本+安全外部成本+环境外部成本”出发，当前环境外部成本（即新能源的环境价值）尚未充分体现。

目前新能源市场化交易主要参与中长期电力市场、现货市场、辅助服务市场与绿证绿电市场，其中中长期与现货市场反映电能量成本，辅助服务市场反映安全成本，绿证绿电市场反映环境成本。由于新能源出力特性（安全成本）以及我国新能源装机客观而言供大于求（电能量成本），目前新能源参与市场化交易在中长期、现货以及辅助服务市场均受损；而用能用户主动消费绿电意愿并不强烈。

图表 30：新能源、常规能源、用户电价构成



资料来源：华源证券研究所绘制

1.4. 新能源消纳的“达摩克利斯之剑”

电力系统作为人类社会最精密的工业体系之一，其物理架构与制度设计均呈现高度复杂性特征。尽管我国在十四五期间超额完成新能源的装机规划，但在其配套建设上，包括物理

上的基础设施建设以及机制上的制度建设，仍存在显著的结构性错配问题。导致整个新能源行业面临短期的供需出清过程。这一问题由电力体系多方参与主体造成，多方承担。

1) 发电侧：考虑到双碳战略的实现仍然需要新能源的新增新建，对于新能源运营商需要建立可持续发展的商业模式（电价机制），而短期电力供大于求、以及消纳压力的提升，对于新能源的电价、电量不确定性产生较大影响，新能源运营商新增项目的回报率承压。

2) 用户侧：考虑到电力系统作为基础建设，用能价格需结合用能方承受力，当前用户侧电价并未完全承接其应该承接的责任，如系统分摊费用，尤其是新能源的辅助服务分摊。

3) 电网侧：尽管新能源的消纳压力很大一部分受制于电网建设的不及预期，考虑到新能源装机近两年已投产的数量，短期电网的消纳压力或许更大，亟需强化电网承接能力，包括但不限于特高压直流交流建设以及老旧电网升级改造。

4) 社会资源：消纳压力提升叠加新能源入市，预期新能源弃风限电在短期有所提升，造成资源浪费。

图表 31：新能源消纳压力对多方的影响



资料来源：华源证券研究所绘制

我们在 1.2 节中系统回顾，2021–2024 年四年时间，我国能源转型呈现显著的阶段性特征，系统梳理期间暴露的结构性矛盾：煤电供应缺口、电力系统调峰能力不足、光伏组件成本波动、特高压与新能源建设的时空错配、新能源市场化交易机制不完善等问题持续发酵。**除公共卫生安全事件等外部冲击外，多数矛盾本质源于市场化改革深化过程中供需关系的动态调整。**新能源入市机制的加速推进，客观上倒逼传统能源体系加速重构，形成“政策驱动–市场响应–系统重构”的转型闭环。

当前，新一轮电力供需周期正逐步形成，煤电保供压力、组件价格高涨等现象级问题已阶段性缓解，但其引发的系统性影响仍在持续：1) 新能源消纳能力不足导致的弃风弃光率回升，2) 跨省输电通道建设滞后引发的区域性供需错配，3) 电价市场化改革与辅助服务市场

建设的协同滞后。这些矛盾折射出能源转型从“要素驱动”向“制度驱动”的关键跃迁期特征，亟需通过完善市场机制设计、优化基础设施布局、强化跨区域协同等系统性改革予以应对。

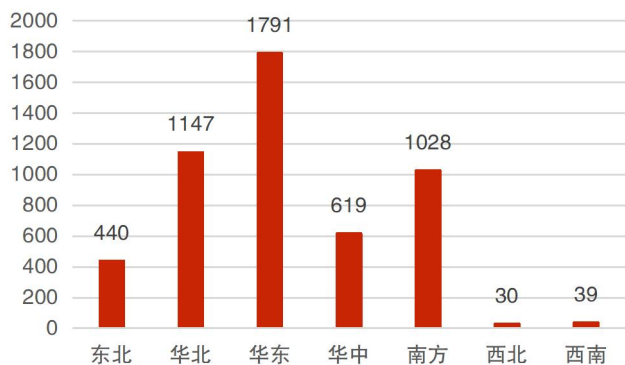
我们将系统建设过程中遗留的问题分为**五个细分种类**介绍，值得注意的是，**维护电力系统安全运行为首要任务，短期的些许波折或为人类社会工作的周期性错配导致**，我们承认社会中存在多种商品的周期，也不得不承认电力系统的周期性。

问题 1：电力系统调节能力仍有不足

我们认为，电力系统调节能力不足体现在两方面，1) **总量上**，受制于建设周期影响，调节性电源的新增跟不上新能源电源的新增；2) **空间上**，新增调节性电源集中在华东、华南，而新增新能源集中在三北，地理空间错配。

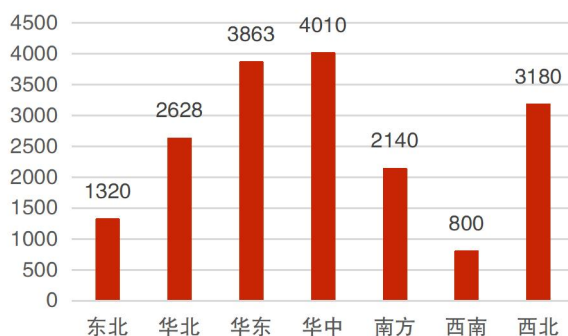
灵活调节资源短缺以及分布不均：截至 2024 年抽水蓄能装机 5869 万千瓦，新型储能 7376 万千瓦，但年均利用小时仅 1000 小时。根据水电总院，发展 1 亿千瓦抽水蓄能可带动 3~5 亿千瓦新能源开发，相当于存量抽水蓄能电站仅能带动约 180~300GW 新能源消纳。同时，我国十四五期间新能源装机增量集中在三北，抽水蓄能装机增量集中在华东、南方区域。

图表 32：截至 2023 年底在运抽水蓄能装机容量（万千瓦）



资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2023 年度》水电水利规划设计总院，华源证券研究所

图表 33：截至 2023 年底核准在建抽水蓄能装机容量（万千瓦）



资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2023 年度》水电水利规划设计总院，华源证券研究所

辅助服务市场激励机制仍需完善：根据国家发展改革委、国家能源局《全国煤电机组改造升级的通知》，预计“十四五”期间，煤电灵活性改造完成 2 亿千瓦。根据中电联，截至 2024 年三季度末，全国已完成煤电机组灵活性改造 3.6 亿千瓦，远超“十四五”原定 2 亿千瓦的目标。提前完成改造计划或主要系十四五期间对于火电灵活性改造支付的辅助服务费用较为积极。但仍存在两类问题，1) 部分地区的调峰补偿价格仍低于机组实际调节成本，2) 目前辅助服务费用主要由发电侧承担，尚未较好传导至用户侧，导致激励链条断裂。

问题 2：电化学储能经济性仍有待提升

根据水电总院《抽水蓄能产业发展报告 2023 年度》，综合各类储能调节电源的技术经济特性，抽水蓄能是目前技术成熟且经济性优的大规模储能调节电源。在新能源快速发展、火电等传统化石能源受限、新型电力系统建设背景下，抽水蓄能是最优的电源选择之一。

图表 34：各类型储能电站的应用成熟度与技术风险



资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2023 年度》水电水利规划设计总院，华源证券研究所

综合比较来看，抽水蓄能电站在调峰性能、经济性、使用寿命等方面都具备综合比较优势。根据水电总院，1）抽水蓄能电站：按静态单位千瓦投资 6000 元/千瓦考虑，计算期暂考虑 50 年，25 年更新机电设备，LCOE 为 0.207 元/千瓦时；2）电化学储能：以单位千瓦投资 800 元/千瓦时、充放电深度 90%、充放电次数 6000 次、具备调相功能（增加调相机）为基本方案，LCOE 为 0.563 元/千瓦时，是抽水蓄能的 2.7 倍以上。

图表 35：主要储能技术关键指标比较

项目	单位	电化学储能	压缩空气储能	光热储能	抽水蓄能
转换效率	%	80~90	60~70	30~40	75~80
使用寿命	年	10~20	>50	25~30	>50
建设工期	年	1	2~3	1~2	4~7
建设成本	元/kWh	1500~2500	1100~2000	2000~2500	1000~1500
适用场景	—	功率型	能量型	能量型	能量型
优势	—	建设工期短、布局灵活、转换效率高	建设工期短、使用寿命长、可提供转动惯量	建设工期短、使用寿命长	使用寿命长、转换效率高、建设成本低、可提供转动惯量
劣势	—	使用寿命短、建设成本高、涉及安全环保问题	转换效率一般、建设成本一般、对地质条件要求较高	转换效率低、建设成本较高	建设工期长、建设条件要求高

资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2023 年度》水电水利规划设计总院，华源证券研究所

问题 3：土地、限电、电网接入等非技术成本仍有压降空间

新能源建设中的土地、限电、电网接入等非技术成本已成为制约行业平价上网和规模化发展的关键瓶颈。土地方面，国家虽明确光伏、风电项目使用戈壁、荒漠等未利用地可免转建设用地（国土资规〔2015〕5 号），但实际执行中多数地区仍要求办理转用手续，同时土地性质界定复杂，涉及多部门（国土、林业、生态等），项目开发周期延长，不确定性增加。

限电与电网接入方面，由于新能源发电理论上无边际成本，少发一度电则意味着少赚一度电的钱，而在当下尤其是三北区域新能源消纳压力较大的情况下，限电率提升与延期电网接入都意味着单个新能源项目营收与利润的流失。

问题 4：需求侧响应较发达国家仍有差距

根据国家能源局，我国已制定各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%、部分省市达到 5% 或以上的目标，但是需求侧资源仍然具有更大的潜力可以挖掘。**以工业负荷为例，目前在英国、荷兰等欧洲国家工业负荷的响应能力已超过最大负荷的 10%。**作为工业大国，我国工业电力消费占比在 60% 以上，但是其需求响应的灵活性能力开发程度较浅，亟待进一步释放。

问题 5：新能源电价机制仍不完备

尽管新能源入市大势所趋，但是当下的交易机制以及上网电价政策，并没有充分体现新能源的全部价值。从交易机制上，电力生产全成本=电能量成本+安全外部成本+环境外部成本，而前两者对于新能源而言为负贡献，第三项唯一的正面价值尚未体现，而第三项环境价值与宏观经济有关，或许第三项价值的体现，**需要协调好绿色转型与社会经济稳定性。**从物理交割上，由于电的交割需要特高压支持，当前全国统一电力交易平台初步建设中，跨省交易仍存在规模少、成本高两大困难。

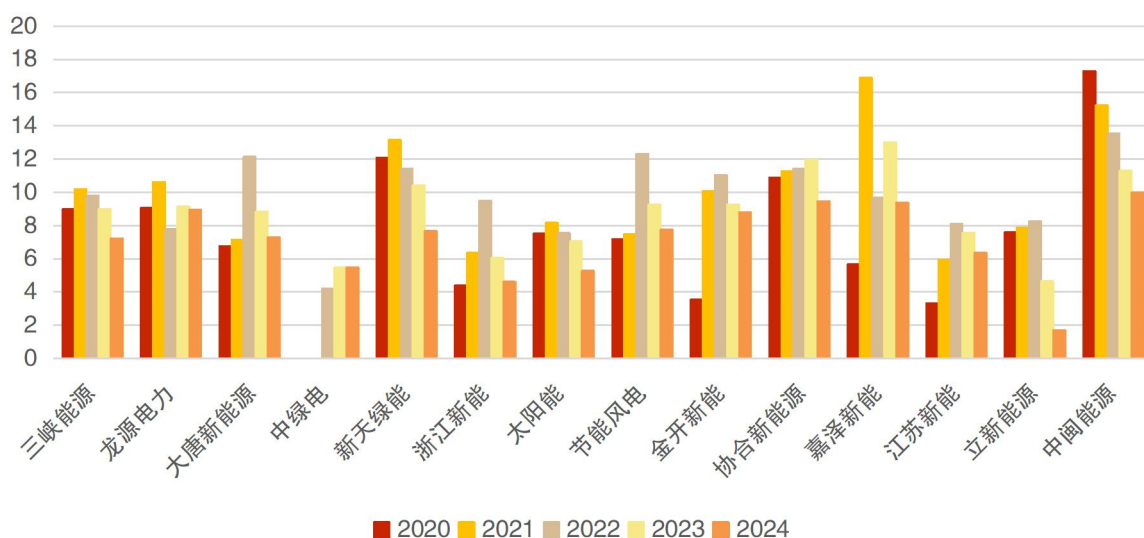
上述五项难题可以归结为调节性成本（代价）、非技术性成本、电价机制三类，其中调节性成本影响收入端弃电率与度电考核费用（如两个细则考核）；非技术性成本主要影响成本端折旧；电价机制影响场外差价，我们用简易收入、成本公式表达：

$$\begin{aligned}
 \text{营收} &= \text{上网电量} \times \text{上网电价} \\
 &= (1 - \text{弃电率}) \times \text{理论利用小时} \times (\text{交易电价} + \text{场外差价} - \text{度电考核费用}) \\
 \text{成本} &= \text{折旧（非技术成本）} + \text{运维费用（检修）} + \text{财务费用} \\
 &= \text{折旧（非技术成本）} + \text{运维费用（检修）} + \text{借债余额} \times \text{资金成本}
 \end{aligned}$$

注：营收成本公式简化考虑，如上网电量未考虑厂用电率、利用小时未考虑年度间自然资源波动

从结果上看，我们统计 2020–2024 年主流新能源运营商 ROE 的情况，呈现 2020–2022 年上升、2023–2024 年下降的趋势，我们分析，主流新能源运营商 2020–2022 年 ROE 提升主要系抢装潮结束后有效资产比例增加（在建资产占总资产比例减少），以及 2021 年–2022 年新能源中长期电价随火电中长期交易电价上涨；2023–2024 年 ROE 下降或系新能源中长期电价随火电下降、市场化交易比例提升带来度电考核费用增加以及弃电率提升。

图表 36：2020–2024 年主流新能源运营商 ROE（平均，%）

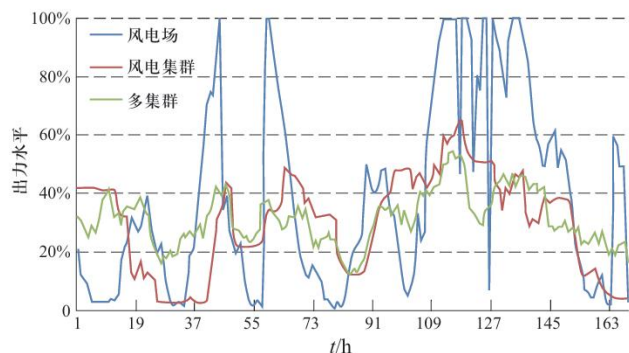


资料来源：wind，华源证券研究所。注：中绿电在 2022 年完成重组

我们从新能源出力特征（自然属性）、特高压建设（外力辅助）以及当前弃电率情况（实际压力）分别展示新能源运营商在此时此刻的电力市场发展遇到的难题。

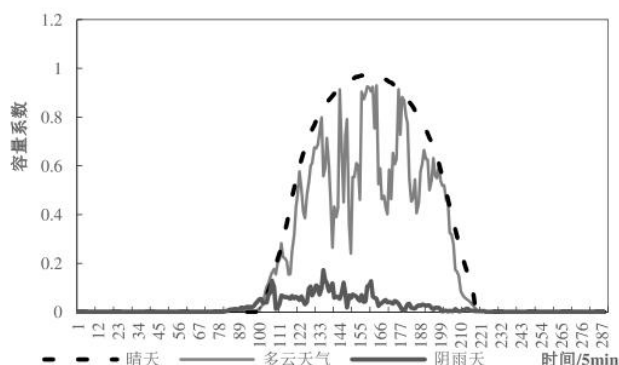
从自然属性看新能源出力特性与用能曲线。在电化学储能不具备经济性以及抽水蓄能未大规模配置的当下，新能源的出力曲线仍然由自然资源决定，而新能源尤其是光伏，出力曲线的最大问题是与用电需求在时间上错配，如每天用电量的最高峰出现在傍晚 6 点–8 点，而此时光伏出力接近零；用电量相对较少的中午反而是光伏出力最大的时点，在市场化推进中，供需的错配直接反映到交易电价上。

图表 37：典型月份风电日出力曲线情况



资料来源：《中国可再生能源发展对建设全球能源互联网的启示》黄其励，华源证券研究所

图表 38：典型月份光伏日出力曲线情况

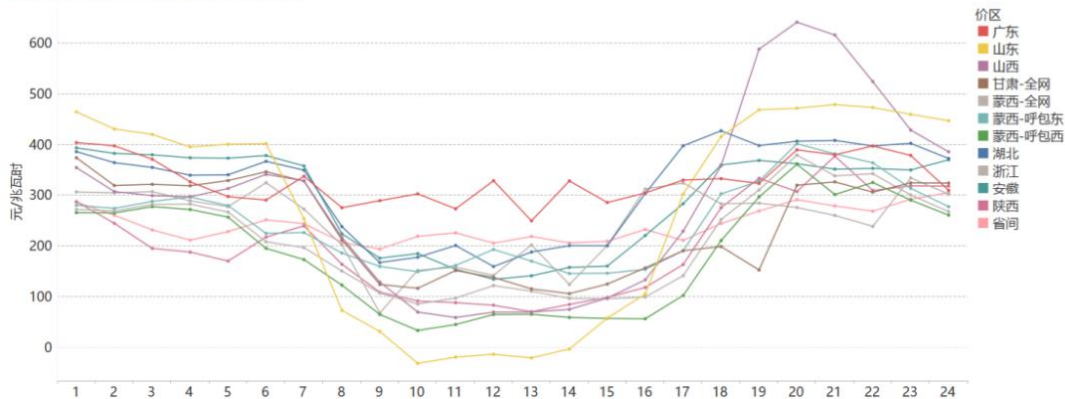


资料来源：《计及发电量和出力波动的水光互补短期调度》朱燕梅等，华源证券研究所

根据兰木达电力现货公众号数据，在现货市场运行的区域，现货市场分时价格曲线与理论上的“鸭形曲线”基本一致，中午价格较低，而傍晚和夜间价格较高，与光伏出力刚好相反。按照现货市场机制，所有电源类型在任何一个时点均“同物同价”，但是不同电源类型的出力时点不同，带来了不同电源类型日均价格的大幅分化。

图表 39：2025 年 5 月多省分时均价曲线

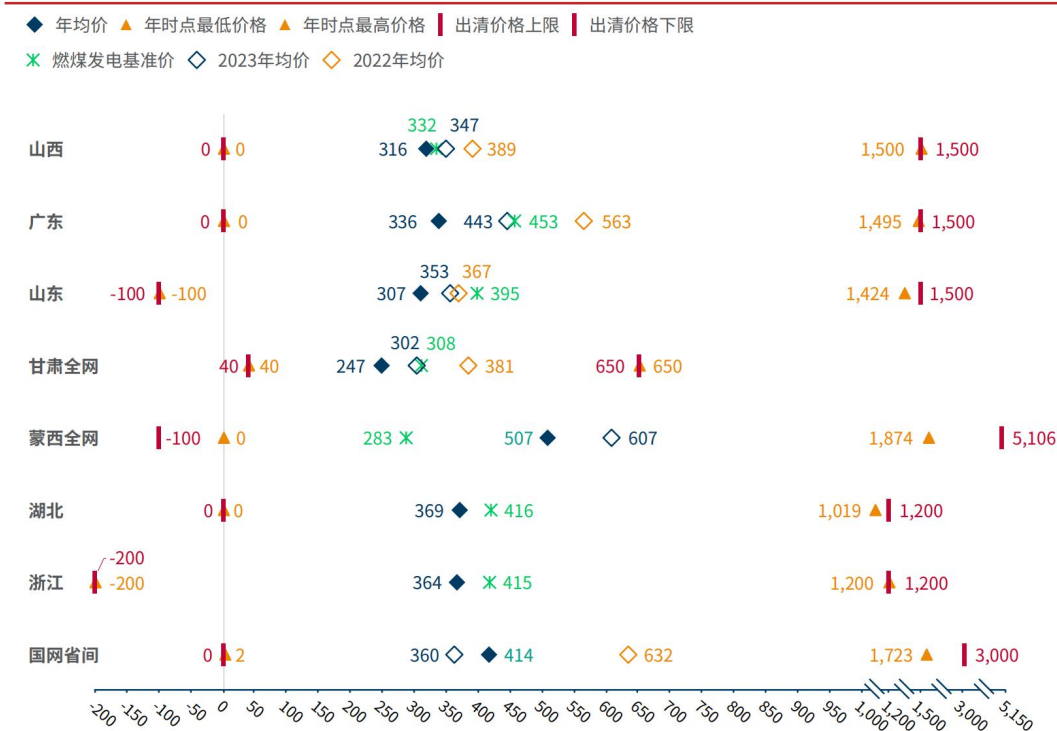
本月分时均价曲线-价区(点击可筛选省)



资料来源：兰木达电力现货公众号，华源证券研究所

现货市场无疑是展示电力供需形势的最佳市场，从 2022-2024 年现货省市年度交易电价看，多省电力现货市场均价持续下行，量化展示电力供需形势逐步宽松的周期，而现货市场的最高价与最低价几乎与该省现货市场出清价格上下限一致。

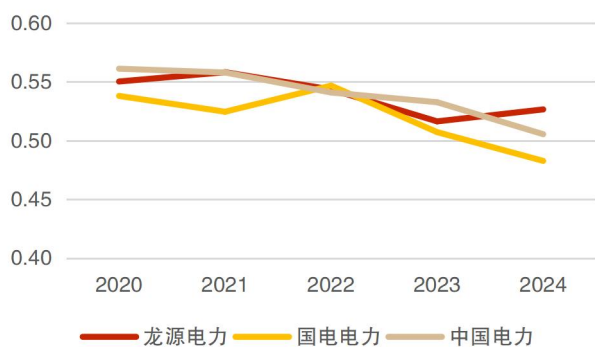
图表 40：2024 年度层面关键现货价格数据一览（元/兆瓦时）



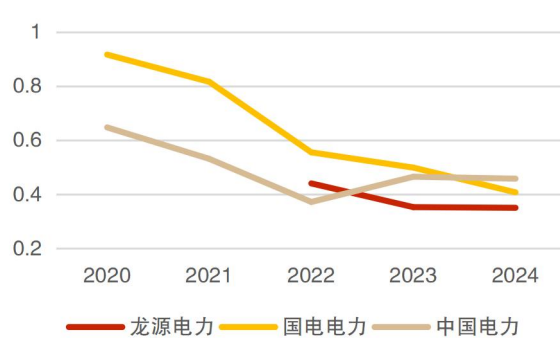
资料来源：落基山研究所，华源证券研究所

从新能源运营商上市公司层面披露的上网电价数据看，2020-2024 年风电、光伏上网电价趋势下行，需要注意的是，上市公司上网电价=结算电价+补贴电价，与市场化交易电价略有区别，简单理解为“结算电价=交易电价+场外差价-考核费用”，其中交易电价则为市场化交易结果，场外差价主要为各省对于入市新能源的保护政策，考核费用包括两个细则考核等（主要为偏差考核）。由于上市公司只披露单类电源的综合上网电价，考虑到新增平价项目影响，上市公司上网电价变动并不能完全反映市场化交易情况。

图表 41：主流新能源运营商风电电价（含税，元/千瓦时） 图表 42：主流新能源运营商光伏电价（含税，元/千瓦时）



资料来源：各公司公告，华源证券研究所



资料来源：各公司公告，华源证券研究所

从外力辅助看特高压建设：十四五期间电网、调峰储能乃至机制建设等配套设施尚未跟上，导致电力系统消纳压力激增。受前期工作时间较长等客观因素影响，特高压建设低于预期，十四五 150GW 外送主要对应 18 条外送通道，截至 2025 年底，预计将利用 7 条存量通道、建成 2 条通道，其余 9 条通道尚未建成，完成率不到 20%。而十五五期间总计 165GW 外送，预计需要 13—15 条外送通道方可满足需求。

图表 43：“沙戈荒”大基地外送通道及建设状态 (GW)

	总装机	外送装机	规划外送通道	通道状态
十四五：				
库布奇沙漠	39	24	蒙西—天津南	存量
			蒙西—京津冀	在建
			蒙西—中东部	待建
乌兰布和沙漠	21	10	蒙西外送	待建
			宁夏—湖南	建成
腾格里沙漠	45	33	宁夏—中东部	待建
			河西—浙江	待建
巴丹吉林沙漠	23	11	巴丹吉林—四川	在建
			陕北—湖北	存量
			宁夏—浙江	存量
			上海庙—山东	存量
采煤沉陷区	37	37	府谷、锦界外送通道	存量
			陕北—安徽	在建
			陕北—河南	在建
			大同一天津南	在建
其他	32.5	35	准东—皖南	存量
			青海—河南	存量
			哈密—重庆	建成
十四五总计	200	150	总计 9 条未建成	
十五五总计	255	165	估计需要约 13—15 条外送通道	

资料来源：国家能源局，华源证券研究所

从现实压力看弃电率：国家放宽新能源利用率目标，但真实弃电情况不容乐观。2024 年国家能源局印发的《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（简称“44 号文”）中提出，科学优化新能源利用率目标，部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%，并根据消纳形势开展年度动态评估。

需注意的是，（1-利用率）与电厂真实弃电率并不等价。44 号文明确新能源利用率按“仅考虑系统原因受限电量的情况计算”，同时 136 号文明确“新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核”。即新能源入市后，“1-利用率”与“真实弃电率”愈发遥远。而从投资回报率的角度，投资商测算的限电率分母基数是电站实际利用小时数；而在电网统计的利用率中，分母则是补贴政策中的保障利用小时数。

根据全国消纳预警监测中心，今年 1-5 月风电、光伏利用率下降明显，北京、河北两地风电利用率跌破 90%，青海、甘肃、新疆、蒙西、陕西五地光伏利用率跌破 90%。**光伏消纳压力大的区域集中在新能源装机占比较高的三北省市。**

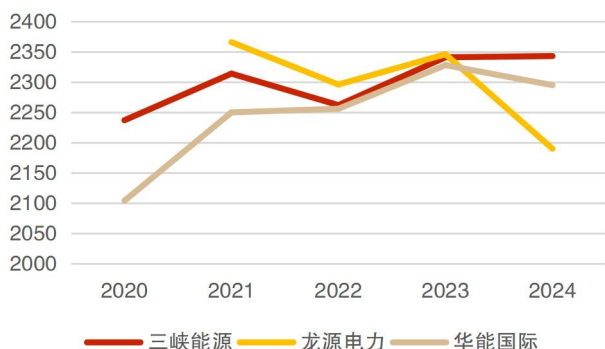
图表 44：各省市 2024 年底新能源装机占比以及 2025 年 1-5 月新能源利用率（万千瓦，%）

地区	2024 年 总装机	2024 年 风电装机	2024 年 光伏装机	2024 年新能源 装机占比	2025 年 1-5 月风 电利用率	2025 年 1-5 月光 伏发电利用率
青海	6982	1267	3663	71%	92.40%	85.20%
河北	17141	3809	7202	64%	88.80%	90.20%
甘肃	9993	3215	3191	64%	91.60%	88.90%
宁夏	7511	1509	2624	55%	94.30%	92.40%
新疆	19207	4708	5680	54%	90.00%	88.50%
蒙西	25772	8599	4821	52%	91.40%	87.20%
蒙东	25772	8599	4821	52%	90.80%	90.60%
吉林	4696	1573	583	46%	91.20%	95.70%
江西	7062	657	2564	46%	99.20%	97.00%
河南	14666	2334	4349	46%	95.90%	97.70%
山东	23229	2669	7613	44%	92.30%	94.80%
黑龙江	5036	1506	717	44%	91.60%	93.00%
安徽	12143	899	4311	43%	98.30%	97.40%
陕西	11697	1495	3433	42%	93.40%	89.10%
山西	14517	2616	3477	42%	94.20%	98.00%
广西	9246	1808	2052	42%	96.50%	94.90%
江苏	20409	2321	6165	42%	96.80%	98.50%
海南	1919	42	741	41%	99.00%	96.30%
湖南	7648	1121	1873	39%	98.20%	99.30%
辽宁	8103	1755	1214	37%	93.90%	96.20%
湖北	12361	952	3510	36%	99.00%	95.80%
浙江	14956	649	4727	36%	100.00%	100.00%
云南	15188	1671	3723	36%	97.50%	95.10%
天津	2838	219	724	33%	96.80%	94.00%
贵州	9032	748	1986	30%	99.00%	96.30%
广东	22183	1808	4116	27%	98.30%	99.70%
福建	8864	803	1258	23%	100.00%	100.00%
上海	3060	107	411	17%	100.00%	100.00%
重庆	3262	241	310	17%	100.00%	100.00%
四川	13906	890	1082	14%	98.90%	98.90%
北京	1408	24	130	11%	88.50%	98.60%

资料来源：中电联、全国新能源消纳监测预警中心，华源证券研究所

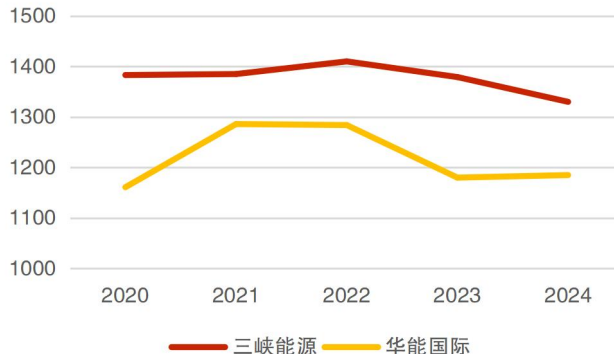
由于不同区域风资源不同、每年风况不同，并且海风与陆风利用小时数存在明显差异，直接看三峡能源、龙源电力、华能国际的风电利用小时数无法判断风电机组限电情况，但从**全国弃风率看，2024 年弃风率明显提升**。光伏利用小时看，三峡能源与华能国际 2022-2024 年光伏利用小时数呈下降趋势，与全国趋势一致。

图表 45：三峡能源、龙源电力、华能国际风电利用小时数



资料来源：各公司年报，华源证券研究所

图表 46：三峡能源、华能国际光伏利用小时数



资料来源：各公司年报，华源证券研究所

2. 面向十五五：收益率与装机增长 136 号文新起点

2.1. 新能源收益率与装机增长的平衡

能源转型需要大量资金，离不开资本市场的支持，因此，在极大程度上，新能源开发企业与资本市场的利益是一致的。新能源开发企业通过项目稳定的回报率，吸引社会资金进入。

而从投资的角度看，理论上，新能源运营商的商业模式非常简单，决定新能源收益率的核心影响参数有四个，分别是平均上网电价、利用小时数、单位装机造价以及贷款成本。如果收益率确定，新能源单个项目的本质就是一次性资本支出，陆续收回成本和收益的过程。

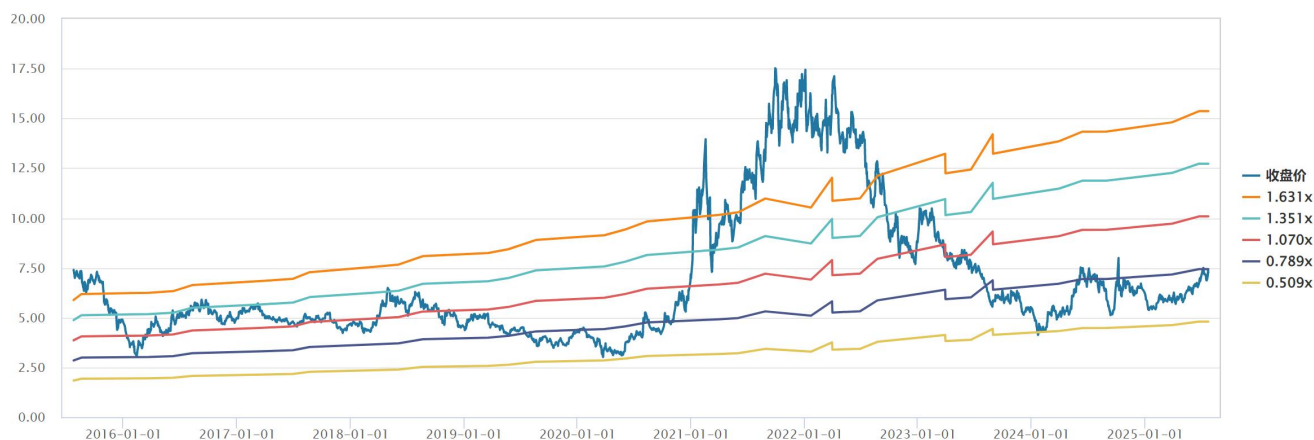
站在公司层面，公司再将存量项目赚取的现金流，一部分用于分红，另一部分用于投资新的项目，实现企业价值的滚动增厚。如果项目的收益率能够长期保持稳定，即 IRR 的预期与现实匹配，项目和公司的理论估值可通过资本金 IRR、折现率、项目期限和分红率确定。

因此，只要给定稳定的预期收益率，由于新能源本身空间很大，“滚雪球”的复利增长非常可观，这也是 2020-2021 年绿电公司以及火电转型公司出现前所未有的大行情的基础。

行情加速的原因，除了双碳承诺打开空间外，还有一个重要原因是新能源平价时代的到来。2021 年起所有新增陆上风电和集中式光伏平价上网，由于当时补贴拖欠严重，市场普遍视新增项目平价上网为利好。平价上网顾名思义，没有补贴就自然不存在补贴拖欠问题，在合理的利润率下，现金流直接与净利润匹配。

龙源电力港股 PB 在 2021 年底最高，或可以理解为“确定性”和“复利”的力量。

图表 47：龙源电力港股 PB 情况



资料来源：wind，华源证券研究

然而，从后续发展来看，新能源的电价下行压力远远超出资本市场的预期。

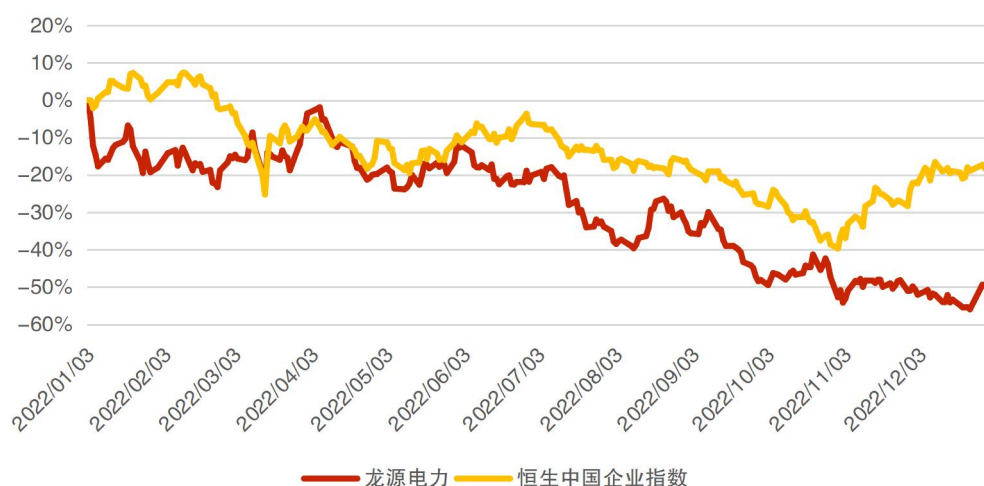
2022 年 7 月龙源电力（H）股价下跌的导火索是福建海风超低价中标¹以及山西光伏现货市场乱象²，引发市场对新能源中长期回报率的担忧。两个事件看似彼此孤立，但是风起于青萍之末，根本原因或是抢装潮下，新能源装机出现区域性过剩，然后在调峰资源不足、新能源环境价值尚未体现时，新能源的市场竞争能力远远低于传统电源，电价陡然下降，导致之前按照乐观电价进行的收益率测算无法实现，复利增长的“滚雪球”模型被打破，之前预期的稳定收益率+更好的现金流都无法实现，估值从稳定性溢价变成了不确定性折价，社会资本参与新能源建设热情退潮。

当然，龙源电力（H）股价下跌的另一个导火索是由于补贴长期拖欠，市场担心国家补贴核查政策严格，或导致大量存量补贴作废，对新能源运营行业造成潜在冲击。

¹ 2022 年 7 月 14 日福建发改委发布 2022 年首批海上风电竞争配置结果，其中中华能集团联合体中标项目申报电价不到 0.2 元/度，成为海上风电 2022 平价以来的最低价中标。

² 2022 年 7 月 25 日自媒体发布《新能源电价不足 0.2 元/度，投资考核被判“死刑”：山西电力现货交易一周年考》。网站链接：<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20220727/1244327.shtml>

图表 48：龙源电力 H 股股价与恒生中国企业指数 2022 年涨幅对比



资料来源：wind，华源证券研究

虽然随后福建海风最低价中标被取消、山西现货市场规则多次修改，但是市场对新能源中长期回报率的信心仍未修复。以受损最严重的光伏为例，由于行业门槛较低，各大电力集团跑马圈地，**无序竞争导致行业投资模式从最初的“给定边界条件，计算收益率”变成了“按照能够承受的最低收益率，倒算电价”，投资收益率不断下探。**

我们取三北地区光照条件较好的情况，光伏年利用小时数取 1500 小时，单位装机成本取 3000 元/千瓦，贷款利率取 3%，使用年限取 20 年，其余假设见下表。按照 3%和 5%的资本金收益率倒算出的光伏平均上网电价分别为 0.170 元/千瓦时和 0.183 元/千瓦时。如果认为光伏保障生存的资本金底线收益率至少为不低于贷款利率（理论上仍需给予适当的风险补偿和再投资本金），上述倒算价格或应该是光伏价格底线。然而在西北多地电力市场中，光伏平均价格多次击穿上述底线，导致光伏项目大面积亏损。

图表 49：典型光伏项目单位千瓦收益率模型以及 IRR 测算

年利用小时数 (小时)	1,500	增值税税率					13%	所得税率			15%											
电网结算电价 (元/千瓦时) 含税)	0.183	增值税即征即退比例					0%	所得税减免年限			3											
单位装机容量成本 (元/千瓦)	3000	税金及附加					5%	所得税减免年限			3											
资本金比例	30%	运维费用: 元/ (千瓦·年)					30															
贷款利率	3.00%	还款年限					15															
单位千瓦装机盈利能力测算																						
经营数据		y0	y1	y2	y3	y4	y5	y6	y7	y8	y9	y10	y11	y12	y13	y14	y15	y16	y17	y18	y19	y20
上网电量 (千瓦时)		1,500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
收到电费合计 (元, 含税)		274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5
销项税额 (元)		32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
应缴增值税 (元)		32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
增值税即征即还金额 (元)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
增值税进项税余额 (元)	390	358	327	295	264	232	201	169	137	106	74	43	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
实际缴纳增值税 (元)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32	32	32	32	32
偿还本息 (元, 等额本息)		176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
债务余额 (元)	2100	1987	1871	1751	1628	1501	1370	1235	1096	953	806	654	498	337	171	0	0	0	0	0	0	0
利润表测算																						
营业收入 (元)		243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
税金及附加 (元)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
其他收益—增值税即征即退 (元)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
运维支出 (元)		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
折旧 (元)		133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
利息支出 (元)		63	60	56	53	49	45	41	37	33	29	24	20	15	10	5	0	0	0	0	0	0
税前利润 (元)		5	8	12	16	19	23	27	31	35	39	44	48	53	58	63	68	68	68	68	68	68
所得税 (元)		0	0	0	1	1	2	4	5	5	6	7	7	8	9	9	10	10	10	10	10	10
税后净利润 (元)		5	8	12	14	18	21	23	26	30	34	37	41	45	49	53	58	58	58	58	58	58
毛利率		39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
净利率		2.1%	3.5%	4.9%	5.9%	7.3%	8.6%	9.4%	10.6%	12.3%	13.8%	15.3%	16.9%	18.6%	20.3%	22.0%	23.8%	23.8%	23.8%	23.8%	23.8%	23.8%
项目ROE		0.6%	0.9%	1.3%	1.6%	2.0%	2.4%	2.5%	2.9%	3.3%	3.7%	4.1%	4.6%	5.0%	5.5%	5.9%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%
度电净利润 (元/千瓦时)		0.003	0.006	0.008	0.010	0.012	0.014	0.015	0.018	0.020	0.022	0.025	0.027	0.030	0.033	0.036	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039
自由现金流 (元)	-3000	232	232	232	232	231	231	228	228	227	226	226	225	193	192	191	191	191	191	191	191	191
资本金现金流 (元)	-900	56	56	56	55	55	55	52	52	51	51	50	49	17	16	15	191	191	191	191	191	191
无杠杆现金流 (元)	-3000	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	201	201	201	201	201	201	201	201	201
光伏项目自收益率																						
全投资IRR		3.8%																				
资本金IRR		5.0%																				

资料来源：华源证券研究所测算

如之前论证，新能源收益率承压的最重要原因，就是装机增速远远超出最初的预期，木桶的短板效应应在新能源领域表现得淋漓尽致。因此，新能源新增装机与资本回报率需要平衡，顾此失彼或导致后续再投资能力下降，最终影响到新型电力系统建设。

为此，国资委呼吁新能源发展从规模扩张向专业化、集约化发展转变，预计未来运营端将转向“降增速、保收益”，有望带来消纳问题以及现货市场电价压力缓解，进而带动运营端回报率提升。2023 年初国资委副主任讲话强调新能源发展要从规模扩张向专业化、集约化转变，央企要形成“一盘棋”，未来新能源业务将逐步向新能源主业企业和优势企业集中。

2023年2月国务院国资委要求中央企业进一步聚焦主责主业，有望避免非电力央企过度跨界投资，带来新能源行业无序竞争，“只求规模、不求利润”。

图表 50：国资委规范央企开发新能源项目

主体与来源	要点
2023 年 1 月中央企业新能源智慧运维服务合作项目集中签约仪式上， 国资委党委委员、副主任翁杰明讲话	央企新能源专业化整合从单个协调向整体推动转变，新能源管理从分散式向精益化转变，新能源运营从单兵突进向共享共赢转变，新能源发展从规模扩张向专业化、集约化转变 央企新能源产业发展要形成“一盘棋”。有关中央企业要综合考虑项目所在区域、投资收益和资产质量，有序开展新能源投资运营，在新能源数智转型、专业运作、协同发展等方面加强合作，有效避免“一哄而上”、过度竞争 未来新能源业务将逐步向新能源主业企业和优势企业集中，对于专业运作水平高、集约化管理能力强、经营效益好的项目可以独立运行。对于偏离主业、运营成本较高、缺乏管理能力的项目应通过共享服务、委托代管、重组整合等方式开展更大范围、更宽领域、更深层次的专业化运营与合作

2023 年 2 月国务院国资委《关于做好 2023 年中央企业投资管理进一步扩大有效投资有关事项的通知》

2023 年 7 月华夏能源网、光伏们等多

家媒体报道

国资委酝酿规范央企企业参与新能源产业的发展,要求央企聚焦主责主业

资料来源：政府官网，华夏能源网、光伏们等，华源证券研究

与此同时，国家能源局出手整治新能源开发过程中的乱象。过去几年电力企业跑马圈地，地方政府普遍采用“资源换产业”模式，在新能源投资之外，要求开发企业配套投资或引入产业、获取或限制项目的附加收益，导致企业非技术成本大幅上升、收益率不堪重负。

2023 年 9 月国家能源局发文重点整治新能源及抽水蓄能开发领域不当市场干预行为，要求按照“谁提出、谁负责”的原则进行整改，“资源换产业”模式有望缓解。

图表 51：国家能源局 2023 年 9 月《开展新能源及抽水蓄能开发领域不当市场干预行为专项整治工作方案》要点

	重点整治行为	整治要求
地方通过文件等形式对新能源发电和抽水蓄能项目强制要求配套产业	1) 在相关文件中明确或者变相要求项目必须配套产业或者引入产业 2) 虽未明文规定，但是口头强制要求配套产业，或对于没有允诺配套产业的项目和投资主体给予障碍或明显歧视政策	聚焦 2023 年 1 月 1 日以来组织实施的风电、光伏和抽水蓄能开发项目，按照“谁提出、谁负责”的原则进行整改，并在 2023 年 11 月 30 日前完成本次专项整治行为。具体如下： 1) 已出台、发现问题的政策文件，各地应根据权限修订、废止。 2) 对于已签订开发意向协议但未实际实施的项目，各地方应及时停止不当市场干预行为，并对相关协议进行修改。 3) 对于已签订开发意向协议且正在实施的项目，各地方应与开发企业协商，按照“保护企业利益、杜绝投资浪费”的原则，依法依规妥善处理。 4) 对于发现党员干部存在违反党纪国法问题线索的，要及时移送纪检监察机关、公安机关，积极配合相关部门开展工作。
通过文件等形式对新能源发电和抽水蓄能项目强制要求投资落地	1) 要求企业缴纳高额保证金、投资合作保证金、项目开发建设履约保证金、引入外资等 2) 获取或限制项目的附加收益，如项目产生碳排放权及碳排放所获收益等	

资料来源：国家能源局，华源证券研究所

新能源产业发展中的产业配套问题，本质上是中央与地方治理逻辑的深层冲突。尽管中央三令五申要求规范发展，但部分地方政府仍以 GDP 增速和财政收入为优先目标，通过“争抢指标-吸引投资-扩大装机”的短视循环，与国家规划的产业协同目标背道而驰。

这种矛盾体现在三方面：

其一，政策执行异化。地方政府为换取电网投资，常以土地优惠、税费减免等非市场化手段干预企业决策，导致《电力法》等法规在基层变形走样。如内蒙古等资源富集区为消化过剩装机，甚至要求企业承担额外基建费用，形成“唐僧肉”式掠夺。

其二，利益链条固化。新能源企业与地方政府、电网形成畸形依存：企业以制造业投资换取项目资源，电网以消纳能力作为谈判筹码，中央要求的市场化交易机制被行政关系稀释。

其三，监管体系失灵。现行考核侧重装机规模而非质量，部分地方或存在虚报技术参数骗取补贴，而跨部门监管协同不足，使中央政策在“文件落实”中空转。

图表 52：中央、地方、电力央企三者之间目标与利益不一致



资料来源：华源证券研究所绘制

总书记 2024 年 9 月在座谈会上表态，新能源大基地建设改“加快推进”为“有序推进”，为近年来首次。据新华社报道，2024 年 9 月总书记习近平在兰州主持召开全面推动黄河流域生态保护和高质量发展座谈会。

座谈会上指出，要推动发展方式全面绿色转型，建设特色优势现代产业体系。其中，大力发展绿色低碳经济，有序推进大型风电光伏基地和电力外送通道规划建设，加快重点行业清洁能源替代。新能源大基地建设措辞变成“有序推进”，不是之前的“加快推进”。

这是高层在建设风光大基地和电力外送通道建设方面，首次使用“有序推进”一词。2021 年 10 月，总书记在《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会上宣布，中国将大力发展可再生能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目。此后，政策文件中多以“加大力度规划”、“加快推进”等词来强调风光大基地的重要性。《2024 年政府工作报告》继续提出，加强大型风电光伏基地和外送通道建设。

至此从决策层到企业执行层，对新能源过度发展的态度已经悄然转变，有望改变行业之前“只求规模、不求利润”的倾向，压低行业整体收益率。

展望未来，我们认为新能源装机建设回归理性对整个新型电力系统建设至关重要，严格遵守最低投资回报率要求，不仅需要能源局、发改委在电价政策层面进行完善，更重要的是深层次的国有企业考核机制改革。否则，所有电价机制层面的利好，或都会被竞争格局的恶化所吞噬。

此外，补贴拖欠等存量问题也需要逐步解决，补贴拖欠已经成为影响绿电发展的核心因素之一。在新一轮财政政策预期下，绿电补贴发放有望成为经济刺激抓手。2022 年 3 月，国家发改委、财政部、国家能源局下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，开启全面核查，核查主要围绕六方面展开：合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环保。2022 年 10 月，信用中国发布《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》，第一批合规项目共计 7344 个，2023 年绿电公司补贴回收进展明显加速。

2022 年 8 月，国家发改委、财政部、国务院国资委《关于授权设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司统筹解决可再生能源发电补贴问题的复函》。**国家电网和南方电网将成立二级公司进行专项融资，解决可再生能源补贴年度增量缺口；在财政拨款基础上，补贴资金缺口按照市场化原则专项融资，专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。**

如果补贴发放，或将较大缓解绿电公司现金流压力，提升潜在分红能力。但是对于港股公司，我们分析补贴发放最大的意义不在于通过节约财务费用提升 EPS，而在于打消海外投资者对补贴作废的担忧，当前绿电板块 AH 价差显著高于两地市场整体价差，我们分析其中一个重要原因即海外投资者担心补贴作废。

根据我们的测算，目前风电光伏累计拖欠补贴在 6000 亿元量级，如果依靠用电需求增长自然缓解，则存量补贴在 2030 年前后达峰。目前第二批补贴核查持续推进，补贴核查有助于确定存量项目补贴资金规模，依靠财政或发债陆续兑现合规项目历史拖欠补贴。

图表 53：我国风电光伏补贴缺口测算（亿元，2022 年后我国不再公布每年可再生能源补贴支出，2022 年后为估算值）

	征收标准（元/千瓦时）		用电量（亿千瓦时）		理论征收金额（亿元）		合计	实际征收金额（亿元）	征收率	补贴安排支出（亿元）	当年支出/当年收入	当年所需补贴	到期项目减少补贴	累计补贴缺口
	二、三产业	居民用电	二、三产业	居民用电	二、三产业	居民用电								
2006		0.001										2.27		
2007		0.001										11.8		
2008		0.002										21.6		
2009		0.004										52.9		
2010		0.004										96.1		
2011		0.004										120		
2012	0.008	0.001	42426	6228	339	6	346	196.11	56.7%	146.12	74.5%	146.1		
2013	0.00975	0.001	45452	6776	443	7	450	297.98	66.2%	282.31	94.7%	282.3		
2014	0.015	0.001	47288	6929	709	7	716	491.38	68.6%	448.43	91.3%	448.4		
2015	0.015	0.001	47203	7276	708	7	715	514.87	72.0%	579.6	112.6%	650		400
2016	0.019	0.001	50069	8054	951	8	959	647.84	67.5%	595.06	91.9%	810.06		675
2017	0.019	0.001	53227	8695	1011	9	1020	705.5	69.2%	712.09	100.9%	1124.69		1158
2018	0.019	0.001	58036	9685	1103	10	1112	786.1	70.7%	838.79	106.7%	1383.95		1787
2019	0.019	0.001	61226	10250	1163	10	1174	868.11	74.0%	858.95	98.9%	1541.56		2556
2020	0.019	0.001	63302	10950	1203	11	1214	892.39	73.5%	923.56	103.5%	1659.70		3384
2021	0.019	0.001	70362	11743	1337	12	1349	963.58	71.4%	890.38	92.4%	1724.93		4308
2022	0.019	0.001	71932	13399	1367	13	1380	1063.72	78.5%	1083.7		1724.93		5058
2023	0.019	0.001	77439	13524	1471	14	1485	1166.0	78.5%	1166.0		1724.93		5733
2024E	0.019	0.001	81311	14200	1545	14	1559	1224.3	78.5%	1224.3		1724.93		6356
2025E	0.019	0.001	85377	14910	1622	15	1637	1285.5	78.5%	1285.5		1724.93		6924
2026E	0.019	0.001	89646	15656	1703	16	1719	1349.8	78.5%	1349.8		1723.79	2.27	7433
2027E	0.019	0.001	94128	16438	1788	16	1805	1417.3	78.5%	1417.3		1722.66	11.8	7880
2028E	0.019	0.001	98835	17260	1878	17	1895	1488.1	78.5%	1488.1		1713.13	21.6	8254
2029E	0.019	0.001	103776	18123	1972	18	1990	1562.5	78.5%	1562.5		1703.33	52.9	8551
2030E	0.019	0.001	108965	19029	2070	19	2089	1640.7	78.5%	1640.7		1672.0	98.1	8747
2031E	0.019	0.001	113324	19981	2153	20	2173	1706.4	78.5%	1706.4		1626.83	120	8838
2032E	0.019	0.001	117857	20980	2239	21	2260	1774.9	78.5%	1774.9		1604.93	146.12	8845
2033E	0.019	0.001	122571	22029	2329	22	2351	1846.0	78.5%	1846.0		1578.81	282.3	8763
2034E	0.019	0.001	127474	23130	2422	23	2445	1920.0	78.5%	1920.0		1442.62	448.4	8477
2035E	0.019	0.001	132573	24287	2519	24	2543	1997.0	78.5%	1997.0		1276.50	650.0	7956
2036E	0.019	0.001	137876	25501	2620	26	2645	2077.1	78.5%	2077.1		1074.93	810.1	7162
2037E	0.019	0.001	143391	26776	2724	27	2751	2160.4	78.5%	2160.4		914.87	1124.7	6132
2038E	0.019	0.001	149126	28115	2833	28	2862	2247.0	78.5%	2247.0		600.24	1384.0	4710
2039E	0.019	0.001	155091	29521	2947	30	2976	2337.1	78.5%	2337.1		340.98	1541.6	2948
2040E	0.019	0.001	161295	30997	3065	31	3096	2430.8	78.5%	2430.8		183.37	1659.7	944

资料来源：政府官网，华源证券研究所绘制

2.2. 136 号文推动新能源全面入市 新周期新起点

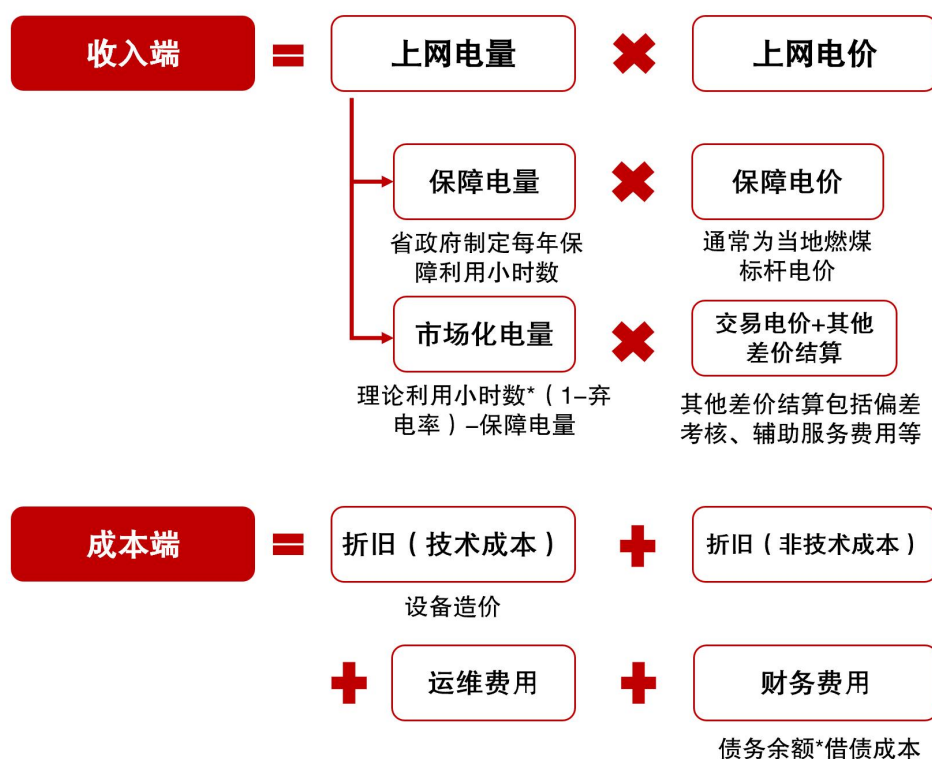
我们在 1.3 节详细介绍当前电力市场的运行模式以及新能源上网电价的构成及待完善的点，我们在十四五期间已经给新能源电价政策打了不少补丁，但仍需完善。本节将重点介绍国家发改委 136 号文对于新能源全面入市的指导作用及影响，**整体而言，我们认为 136 号文再次规范行业多项不合理现象，并对增量新能源提出“市场化”与“效益”平衡要求，预计将迎来新能源建设拐点，期待市场变得更加理想。**

2025 年 2 月 9 日，国家发改委、国家能源局发布《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》（简称 136 号文）。**为理解 136 号文对于新能源回报率的影响，我们有必要弄清楚现存新能源的盈利模式。**值得注意的是，新能源入市，需要区分其“交易电价”与“结算电价”。简单来说，进入市场化交易（中长期市场、现货市场以及绿电市

场)，则会出现交易电价，但最终到新能源运营商手上的结算电价并不等于交易电价。通常需要考虑两个细则考核费用（含辅助服务费用）以及场外差价结算。

136 号文之前，老项目面临被动入市比例提升、真实弃电率提升双重压力。我们仍从收入、成本端分析，收入端=上网电量*上网电价，其中上网电量分为保障电量与市场化电量，保障电量即为未入市部分，由各省评估其消纳能力、优购电量给出保障利用小时数，历史上各省保障利用小时数呈现下降趋势（即存量新能源入市比例被动提升）。市场化交易电量与当年风光资源以及弃电率有关。值得注意的是，参与市场化部分而未中标的电量，不再计入新能源利用率的统计口径，即未来利用率与电厂真实弃电率脱钩。

图表 54：当前新能源入市交易情况



资料来源：华源证券研究所绘制。注：部分环节简化考虑，如未考虑厂用电率等

我们在此逐个要点分析 136 号文原文及释义，原文并不长，可谓是句句重要，136 号文仍旧是一份纲领性文件，具体落地还需要结合各地方的细则方案。

总体思路：区分存量增量、推动新能源上网电量全面进入电力市场，建立新能源可持续发展价格结算机制，**保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。**

点评：136 号文整体思路则为在推动新能源全部入市的过程中，保护存量项目收益稳定、增量项目收益可预期，稳定新能源开发商的投决预期。

参与主体：新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量**原则上全部进入电力市场**，上网电价通过市场交易形成。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。

点评：除部分扶贫等具有历史因素的项目，预计新能源（集中式、分布式）将全部参与市场化交易，参与中长期市场、现货市场以及绿电市场。

结算机制：建立新能源**可持续发展价格结算机制，在市场外建立差价结算的机制**，结算机制的电量规模、机制电价和执行期限由各省能源部门等确定，并区分存量增量。电网企业每月按机制电价开展差价结算，**将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用**。

点评：建立场外结算机制，场外对新能源运营商有保护，场内市场化交易反映真实电力供需形势。明确差价机制的分摊费用由下游用户承担。

其他要点：1）新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。2）坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。3）享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。4）纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

点评：入市后的新能源不再纳入新能源利用率考核，与现有机制一致；明确新能源项目的前置条件不允许有配置储能、不得有不合理分摊费用，预计未来新能源尤其是光伏配储会更加市场化，**预计开启非技术成本降本之路**；补贴不受 136 号文的影响；纳入机制电量的新能源电量，其对应的绿证预计直接转移给电网，并分摊给下游用户，由下游用户享受。

136 号文后，预计存量项目承担的电力市场化压力减少，而增量项目压力陡增，市场化效益决定投资与否，或为新能源运营商市场走向良性循环的开端。136 号文明确 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源项目为存量项目，往后为增量项目。为了衔接新能源全面入市与当前新能源入市困境，引入“差价机制”结算机制。我们分析，136 号文合理规范了新能源入市交易规则，对于存量新能源运营商的估值或有所提升。对于增量项目而言，更加凸显其市场化效益，对于没有经济性的电厂（取决于电源种类、资源禀赋）不再给予保护，或提升新能源供给的质量。

图表 55：136 号文与机制电价的相关内容

科目		内容
存量项目	电量规模	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、 但不得高于上一年
	机制电价	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价
	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

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。……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 。单个项目申报纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量
增量项目	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
机制电价	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
执行期限	

资料来源：国家发改委，华源证券研究所

从盈利模型看，预期存量项目收益率稳健、增量项目收益率有稳定预期，行业或进入更健康的发展周期。1) 存量项目：上网电量=保障电量+市场化电量，电量电价机制延续现有政策，其保障利用小时数部分（未真实参与市场化部分，包括政府授权合约电量），预期在现有政策下，延续保量保价形式，价格或与当地燃煤标杆电价、新能源最新结算电价水平挂钩；执行期限延续其项目生命周期或现有政策。未纳入保障利用小时数的部分进入市场化交易。

2) 新增项目：上网电量=差价机制电量+市场化电量。其中机制电价采用竞价形成，预计在当前供给大于需求的情况下，部分新能源项目（尤其是新能源供给宽松区域的光伏）为了谋求稳定电价争抢差价电量，报低价以求中标。机制电量与当地消纳能力以及非水可再生能源消纳权重挂钩。未纳入机制电量即参与市场化交易，电量电价均无保障。

仅从 136 号文纲领性的文件中，无法展望更多细节，但 2025 年 5 月，山东与广东省相继发布其 136 号文配套细则，为 6 月新投产机组的首次竞价做铺垫。我们在此分析山东与广东省两个省份方案细则，以求窥探全国其他省市的态度。值得注意的是，我国电力系统省与省之间差异较大，并不能完全照搬，但部分细节仍有可借鉴之处。

山东：存量项目的电价政策较为友好，保障电量比例仍有商榷空间。山东省发改委于 5 月发布的《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》明确，山东省存量新能源项目的保障电量部分按照山东省燃煤标杆电价结算，并且不参与日前市场（即无其他偏差考核费用），基本是存量项目能够得到的最优电价水平，但山东省并未明确保障电量比例，仍需持续跟踪，或参考山东本省已有政策的保障比例以及周边省市情况。

图表 56：山东、广东两省 136 号文配套细则

分类	科目	山东	广东
存量项目	保障电量	上限参考外省新能源非市场化比例，适当优化	—
	机制电价	燃煤标杆电价 0.3949 元/千瓦时	—
	机制期限	全生命周期利用小时数	—
增量项目	机制电量	2025 年申报充足率不低于 125%	单个项目申报不超过 90%，扣除中长期、绿电电量

机制电价	不低于先进电站造价水平，不高于上年电量竞价结果	海风、其他风电、光伏分类竞价
机制期限	—	海上风电项目 14 年、其他新能源项目 12 年
最后一个项目入围	若边际机组入选电量小于 40%，取消最后入选项目结果	成交的最后一个项目申报比例全额成交

资料来源：山东省发改委、广东电力交易中心，华源证券研究所。注：广东未披露存量方案的细则

广东：仅披露增量项目细则，细化电源分类鼓励良性竞争。5月12日，广东电力交易中心发布《广东新能源增量项目可持续发展价格结算机制竞价规则(征求意见稿)》，明确增量项目单个项目机制电量上限为 90%，海风、其他风电、光伏分三类竞价，机制期限为 12-14 年。值得注意的是，广东省明确在增量项目竞价过程中，只要中标电量，不论中标电量占申报项目比例情况，均视同该项目全额中标，该政策对于增量项目较为友好。

136 号文下新能源迎来全新收益模型。机制电量不参与中长期交易、日前交易与绿电交易，机制电量入市仅为被动接受价格。而非机制电量可自愿参与中长期市场、日前市场以及绿电市场。单个项目的收益=机制电量部分+市场化部分，其中市场化交易部分或将会是电厂资源禀赋以及运营商电力交易的 Alpha 体现。**我们认为，136 号文并非鼓励摊平，而是在改革的过程中，尽可能地协调好经济发展与市场化波动，让有能力、有效益的电站多发电。**

图表 57：引入机制电价后的市场化收益模型

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{上网电量}} &= Q_{\text{机制}} + Q_{\text{市场化}} \\
 Q_{\text{市场化}} &= Q_{\text{上网电量}} - Q_{\text{机制}} = Q_{\text{中长期}} + Q_{\text{日前}} + Q_{\text{市场化实时}} \\
 Q_{\text{机制}} &= Q_{\text{上网电量}} * \lambda_{\text{机制电量比例}} = Q_{\text{机制实时}} \\
 R_{\text{收入}} &= R_{\text{电能电费}} - R_{\text{辅助服务分摊}} \\
 R_{\text{电能电费}} &= R_{\text{市场化}} + R_{\text{机制}} \\
 R_{\text{市场化}} &= Q_{\text{中长期}} * P_{\text{中长期}} + (Q_{\text{日前}} - Q_{\text{中长期}}) * P_{\text{日前}} + (Q_{\text{市场化实时}} + Q_{\text{机制实时}} - Q_{\text{日前}}) * P_{\text{实时}} \\
 R_{\text{机制}} &= Q_{\text{机制}} * (P_{\text{机制}} - P_{\text{发电侧实时市场同类型电源加权均价}})
 \end{aligned}$$

资料来源：大地量子公众号，华源证券研究所

我们不能否认 136 号文出台对行业的正面意义，但也不能否认新能源转型之路尚有诸多难题需要一一解决，在当下消纳压力愈发严重的 2025 年，也是新能源全面入市首年，或带来局部极端电价与局部真实弃电率提升，当期新能源项目盈利承压。然而，我们认为当下制约新能源良性发展的更多因素或为非技术成本，若 136 号文的推广能有效遏制非技术性成本的野蛮生长，或许有利于整个产业链，迎接新的起点。

3. 投资分析意见

从新型电力系统可持续发展的视角看，当前新能源困境的根源是机制缺位，或者说电力体制改革不同步带来的。新能源运营商当前的困境或只是阶段性现象，新能源作为我国双碳战略最重要一环，其发展可持续非常重要。我们在 2025 年度策略报告中提出，在新能源板块内部中，风电运营商具备更高的投资价值，主要系在市场化交易中，风电比光伏拥有更高的壁垒和更低的全社会综合成本，光伏为风电收益率提供支撑，风电的长期收益率更高。

从公司估值、存量资产质地、补贴弹性（拖欠金额/市值）、风电成长（陆上风电以大代小提供高收益成长机遇；海风消纳问题较小，收益率具备一定保障）以及并购重组预期（央企企迎来提高资产证券化率的窗口期）多个维度考虑，建议关注港股低估值绿电龙源电力、大唐新能源、中广核新能源、新天绿色能源等；A 股新天绿能、甘肃能源、嘉泽新能、云南能投、节能风电；A 股海风标的中闽能源、福能股份、广西能源。

4. 风险提示

用电需求低于预期：在市场化推进下，电价愈发反映电量供需形势，若短期用电需求低于预期，将会给电价带来压力。

新能源入市政策低于预期：在 136 号文下，各省正在陆续出台相关细则；并且各省的电力现货市场细则仍然持续推进中，若是政策细则低于市场预期，可能对新能源回报带来压力。

弃电率超预期：短期新能源的消纳存在较大压力，在新能源入市推进中，若新能源电站的真实弃电率提升，将直接影响新能源项目回报率。

证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。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。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的 6 个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在 20% 以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在 5% ~ 20% 之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在 -5% ~ +5% 之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于 -5% 及以下。

无：由于我们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，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的 6 个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普 500 指数或者纳斯达克指数。