

公用事业行业深度报告

新能源运营商行业深度：新能源全面入市，三大压制因素释放绿电迎反转

增持（维持）

2025 年 07 月 17 日

证券分析师 袁理

执业证书：S0600511080001

021-60199782

yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师 任逸轩

执业证书：S0600522030002

renyx@dwzq.com.cn

投资要点

- **消纳+电价+补贴三大压制因素释放，绿电运营商迎反转。**我们拆解新能源 FCFF，归纳压制估值三大因素：**1）电价：**新能源运营商结算电价持续下行，存量项目盈利下行，增量项目盈利不确定；**2）消纳：**新能源高速装机体现为运营商维持高位的资本开支，同时高位资本开支带来新能源消纳压力，进一步影响电价与利用小时数；**3）补贴：**存量补贴项目高上网电价中包含中央财政补贴，因补贴回款节奏形成的应收账款拖累表现。中央 136 号文出台推动新能源全面入市，三大压制因素迎反转。
- **电价有底：全面入市，可持续发展结算机制稳定电价。**受保障性收购比例下降+市场化电价下行影响，绿电电价下跌明显，收益率承压。中央 136 号文推动新能源全面入市，建立可持续发展价格结算机制，各地区新能源电价结算模式得到统一。**存量项目：**衔接原有保障性政策，可获得较为稳定的电价和收益率，确保其平稳运营；**增量项目：**竞价决定，价格信号引导新能源项目投资趋于真实需求。当前来看已形成中长期（电量占比高）与现货（反应短时供需）结合的市场结算模式，中长期作为电力交易压舱石，电价有底。长期来看，风电光伏终将成为发电主体电源，以**中长期+现货综合进行报价交易**，**项目收益率存在合理区间，长期电价有底。**我们以资本金 IRR=6%为标准，集中式光伏资本金 IRR 下跌至 6%，同期集中式陆风项目资本金 IRR 可达 9%-10%，集中式陆风资本金 IRR 下跌至 6%，光伏资本金 IRR 仅为 1%-2%。电价不会无休止下跌，市场化交易中，风电优势明显。此外，绿色价值同样值得期待。
- **消纳缓解：市场引导新能源理性扩张，配套投资加速支撑消纳。**新能源装机高增，消纳问题暴露。136 号文规定市场化增量项目竞价，价格信号有望引导新能源投资回归至真实需求。为满足 2025/2030 年可再生能源消费下限目标，我们预计十五五风电/光伏年均新增装机 62GW/123GW，新增装机放缓，资本开支下降，消纳压力逐步缓解，新能源运营商自由现金流表现提升。新型电力系统建设加速推进，配套产业链环节投资（系统调节能力、特高压外送等等）落地和相关绿电消纳政策推进（绿电直连、要求高耗能行业使用绿电比例）均有望支撑促进新能源消纳。
- **国补欠款：历史补贴欠款风险小，补贴基金缺口已平衡。**可再生能源补贴收入应收账款影响财务表现，引发市场担忧。2021 年起中国新能源项目上网电价已经实现全面平价，已无增量国补电价压力；可再生能源发展基金收入逐年提升，支出已达上限，我们预计 **2025 年左右迎来基金收支平衡，2036 年左右历史欠款得到自然解决。**此外，对补贴缺口部分进行专项融资和还本付息等应对补贴退坡的措施有望出台，可再生能源补贴问题有望得到加速解决，新能源资产质量有望触底回升。
- **投资建议：重点关注 1）优质绿电运营商：**纯粹绿电资产，资产重估弹性大，核心公司掌握最优质资源区，具备长期竞争力。建议关注：**H 龙源电力、H 新天绿色能源、H 大唐新能源、节能风电、H 中广核新能源；2）优质海风具备 α：**海风电价制定相对独立。综合考虑消纳、电价、利用小时数，海风依然是最优质的核心绿电资产，新能源全面入市背景下，海风 α 有望彰显，建议关注：**中闽能源、福能股份。3）优质火转绿：**火绿双轮驱动成长，价值重估，建议关注：**H 华能国际电力股份、H 华润电力、H 中国电力。**
- **风险提示：**各地新能源入市细则执行存在不确定性，电力供需形势变动与一次能源价格波动，消纳问题缓解节奏存在不确定性等

行业走势



相关研究

《2025 年可再生能源电力消纳责任权重发布，跨经营区常态化交易机制方案批复》

2025-07-17

《重视 RWA 与虚拟电厂、电交易、碳交易融合的产业链机会》

2025-07-16

内容目录

1. 三大压制因素逐步释放，新能源迎反转	5
2. 电价有底：全面入市，可持续发展结算机制稳定新能源电价	6
2.1. 新能源全面入市，可持续发展结算机制稳定新能源电价	7
2.2. 市场化电价有底，具备合理收益率区间	9
3. 消纳缓解：市场引导新能源理性扩张，配套投资加速支撑消纳	15
3.1. 新能源全面入市引导新能源投资回归真实需求	17
3.2. 新型电力系统建设推进，配套投资支撑新能源消纳	20
4. 电价补贴：历史欠款风险小，补贴基金缺口已平衡	24
5. 投资建议	30
6. 风险提示	31

图表目录

图 1: DCF 现金流量折现模型	5
图 2: 消纳、电价、补贴三大因素压制绿电运营商估值	6
图 3: 电力公司风电结算电价 (元/千瓦时)	6
图 4: 电力公司光伏结算电价 (元/千瓦时)	6
图 5: 从市场角度和电量角度理解新能源可持续发展结算机制	9
图 6: 中国电力市场结构 (电能量)	10
图 7: 电力市场出清示意图	11
图 8: 广东、江苏年度中长期电价、月度中长期电价随煤价下行而下行	11
图 9: 现货分时价格曲线 (元/兆瓦时)	12
图 10: 风电典型出力曲线 (元/兆瓦时)	12
图 11: 光伏典型出力曲线 (元/兆瓦时)	12
图 12: 风电、光伏电价-IRR 曲线	14
图 13: 光伏资本金 IRR 与电价、利用小时数敏感性测算	14
图 14: 陆风资本金 IRR 与电价、利用小时数敏感性测算	14
图 15: 2017 至 2024 年全国绿证累计核发量情况	15
图 16: 2017 至 2024 年全国绿证累计交易量情况	15
图 17: 绿证交易平均价 (元)	15
图 18: 近一年绿证交易平均价 (元)	15
图 19: 2020 至 2025 年中国发电装机结构	16
图 20: 2020 至 2025 年中国发电量结构	16
图 21: 2021-2025 年中国风电利用率 (%)	17
图 22: 2021-2025 年中国光伏利用率 (%)	17
图 23: 2024 年可再生能源电力消纳责任权重以及 2025 年预期值	18
图 24: 19 至 26 年可再生能源电力总量消纳责任权重	18
图 25: 19 至 26 年非水可再生能源电力消纳责任权重	18
图 26: 2025-2030 年中国风电/光伏新增装机容量测算	20
图 27: 应收账款影响新能源运营商财务表现	24
图 28: 可再生能源基金收入端、支出端梳理	26
图 29: 中国财政四本账梳理	26
图 30: 可再生能源发展基金收入支出平衡测算 (亿元)	27
图 31: 可再生能源补贴退坡应对措施梳理	28
图 32: 国补欠款回收影响评估 (龙源电力, 2024A)	29
图 33: 国补欠款回收影响评估 (三峡能源, 2024A)	29
图 34: 新能源公司装机容量与应收账款情况梳理 (估值日: 2025/7/17)	30
图 35: 新能源上市公司估值梳理 (估值日: 2025/7/17)	31
表 1: 《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》(中央 136 号文) 主要内容梳理	8
表 2: 2023、2024、2025 年电力中长期合同签订履约工作的通知	10
表 3: 2024 年各地区现货综合均价、风电现货均价、光伏现货均价梳理 (元/兆瓦时)	13
表 4: 大唐集团境内新能源项目收益率差异化控制标准	13

表 5: 2025 年与 2030 年中国可再生能源消费测算..... 19

表 6: 调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）及相关政策体系主要内容..... 21

表 7: 特高压项目情况..... 22

表 8: 《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》主要内容..... 23

表 9: 中国历年风电电价（含税，元/千瓦时）具体情况 25

表 10: 中国历年光伏电价（含税，元/千瓦时）具体情况 25

表 11: 2018-2024 年财政赤字与调入资金情况梳理（单位：亿元） 27

1. 三大压制因素逐步释放，新能源迎反转

公用事业类型公司较为适用现金流折现模型进行估值。公用事业类型公司经营周期长，收益率与现金流相对比较稳定，通常较为适用折现现金流模型对公司进行估值，其核心逻辑在于企业的价值等于其未来产生的全部现金流在当前时点的折现值之和。我们通常可以选自由现金流，即企业产生的、在满足了再投资需求之后剩余的、不影响公司持续发展前提下的、可供企业资本供应者/各种利益要求人（股东、债权人）分配的现金，参考对应的折现率以及经营期限，较好的评估公用事业类型资产的估值情况。

图1：DCF 现金流量折现模型

$$V = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

企业价值

企业未来第t期的现金流

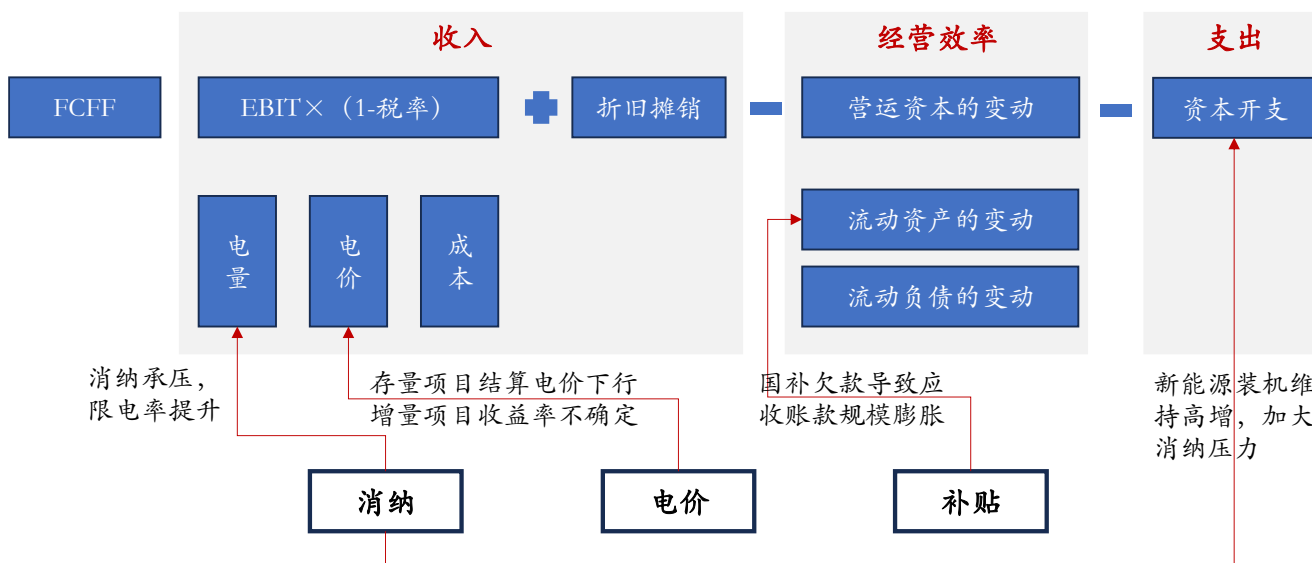
现金流风险对应的折现率

数据来源：东吴证券研究所绘制

拆解绿电运营商 FCFF，消纳、电价、补贴为压制估值的主要因素。我们将新能源运营商经营真实情况代入自由现金流折现模式分子端，企业自由现金流 FCFF 可简单拆分为收入项、支出项以及经营资金占用项，分别反应盈利、资本开支与经营效率。对新能源运营商，电价、消纳、补贴三大因素影响自由现金流表现，具体来看，1) 电价：新能源运营商结算电价持续下行，存量项目盈利下行，增量项目盈利不确定；2) 消纳：新能源高速装机反应为新能源运营商维持高位的资本开支，同时高位资本开支带来新能源消纳压力，进一步影响项目电价与利用小时数；3) 补贴：存量补贴项目高上网电价中包含中央财政补贴，因补贴回款节奏形成的应收账款体现为对于现金的占用。

三大压制因素逐步释放，新能源迎反转。2025 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局出台《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》（中央 136 号文），推动新能源全面入市，新能源电价结算模式迎改革，新能源全面进入市场的模式与影响逐步清晰。1) 从电价来看：新能源实现全面入市，可持续发展结算机制稳定新能源电价，新能源电价有底；2) 从消纳来看：市场引导新能源理性扩张，配套投资加速支撑消纳；3) 从补贴来看：136 号文虽不涉及补贴项目补贴问题，但可再生能源补贴基金已实现平衡，历史欠款规模已收口，减值风险较小。三大压制因素逐步释放，新能源迎反转。

图2：消纳、电价、补贴三大因素压制绿电运营商估值

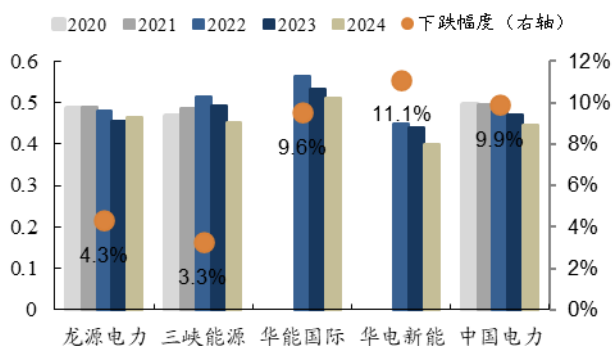


数据来源：东吴证券研究所绘制

2. 电价有底：全面入市，可持续发展结算机制稳定新能源电价

绿电电价下行，光伏尤为显著：近年来各大绿电公司电价整体呈下行趋势，2022年以来下降趋势尤为明显，光伏电价下降尤其显著。2020-2024年间，龙源电力、三峡能源、中国电力风电结算电价下跌范围在3.3%-9.9%，2022-2024年间华能国际、华电新能源风电电价分别下跌9.6%、11.1%。在相同时间段内，这五家公司光伏结算电价下跌8.9%-40.0%不等。

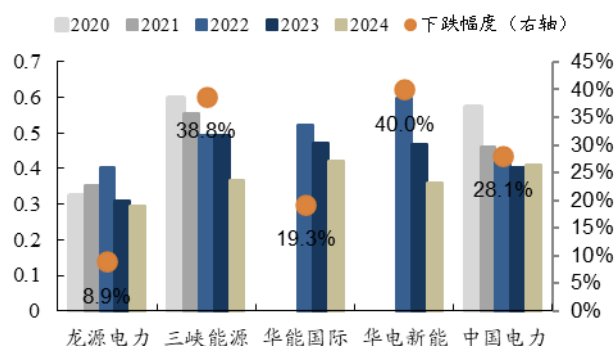
图3：电力公司风电结算电价（元/千瓦时）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

注：下跌幅度华能国际、华电新能为2022-2024年数据，其余为2020-2024年数据

图4：电力公司光伏结算电价（元/千瓦时）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

注：下跌幅度华能国际、华电新能为2022-2024年数据，其余为2020-2024年数据

从新能源结算电价结构来看，三个因素影响综合电价。我们将新能源公司结算电价拆分为保障性收购电量*保障性收购电价+市场化电量*市场化电价+可再生能源电价补贴。保障性收购电量比例、市场化电价以及电价补贴，在 2021 年以来持续影响综合结算电价，具体来看：

保障性收购比例逐年下降：2020 年我国提出双碳战略以来，新能源装机量不断攀升。从制度执行实际情况看，高比例可再生能源电力系统下，过去的由电网企业承担全额保障性收购可再生能源电量的模式，使电力系统成本高昂，落实难度持续增加，最终导致全额保障性收购制度逐渐弱化，保障性收购比例逐年下降，市场化成为发展趋势。

市场化电价逐年下降：一方面，新能源装机量不断攀升；另一方面，配套的抽蓄、新型储能等调节工程及超高压输电工程等促进消纳的工程建设进度相对缓慢，使新能源消纳问题日益凸显，在新能源出力多的时段，边际成本极低且面临消纳问题的新能源被迫以低价参与市场，使市场化电价下降。

2022 年后均为平价项目，摊薄整体电价：《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》规定，2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；新核准海上风电项目、新备案光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成。此后，各地方陆续出台海上风电政策，将其纳入平价范畴。

2.1. 新能源全面入市，可持续发展结算机制稳定新能源电价

2025 年 2 月，中央 136 号文出台，按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革，推动新能源全面进入市场。建立可持续发展价格结算机制，由各省级主管部门明确机制电量、机制电价，对机制电量由电网企业开展差价结算，非机制电量部分全面进入市场。以 2025 年 6 月 1 日为界限对项目进行新老划段，分别适用不同政策。

表1: 《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》(中央 136 号文)主要内容梳理

总体思路: 按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求, 深化新能源上网电价市场化改革。

推动新能源上网电价全面市场化

推动新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场, 通过市场形成电价。完善现货市场交易和价格机制, 推动新能源公平参与实时市场, 加快实现自愿参与日前市场, 适当放宽现货市场限价。健全中长期市场交易和价格机制, 缩短交易周期, 提高交易频次, 实现周、多日、逐日开市; 允许供需双方结合新能源出力特点, 合理确定中长期合同的量价、曲线等内容, 鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议, 提前管理市场风险, 形成稳定供求关系。

建立健全支持新能源可持续发展的

价格结算机制: 新能源参与电力市场交易后, 在市场外建立差价结算的机制, 纳入机制的新能源电价水平、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量, 市场交易均价低于或高于机制电价的部分, 由电网企业按规定开展差价结算, 结算费用纳入当地系统运行费用向用户侧传导。

存量: 对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目, 机制电量规模方面, 由各地妥善衔接现行具有保障性机制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。机制电价方面, 按现行价格政策执行, 不高于当地煤电基准价。执行期限方面, 按照现行相关政策保障期限确定。

增量: 对于 2025 年 6 月 1 日起投产的新能源增量项目, 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, 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; 机制电价, 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; 执行期限方面, 按照现行相关政策保障期限确定。

数据来源: 国家发改委, 东吴证券研究所

绿电电价新机制出台, 结算模式得到整体统一。中央 136 号文重点提及可持续发展价格结算机制, 并围绕提出**机制电量、机制电价和执行期限**, 对纳入机制的电量, 按照市场交易均价与机制电价的差价, 由电网企业开展差价结算, 结算费用纳入当地系统运行费用, 向用户侧传导。中国各地区存量以及增量新能源项目的电价结算模式, 在中央 136 号文背景下得到统一。

图5：从市场角度和电量角度理解新能源可持续发展结算机制



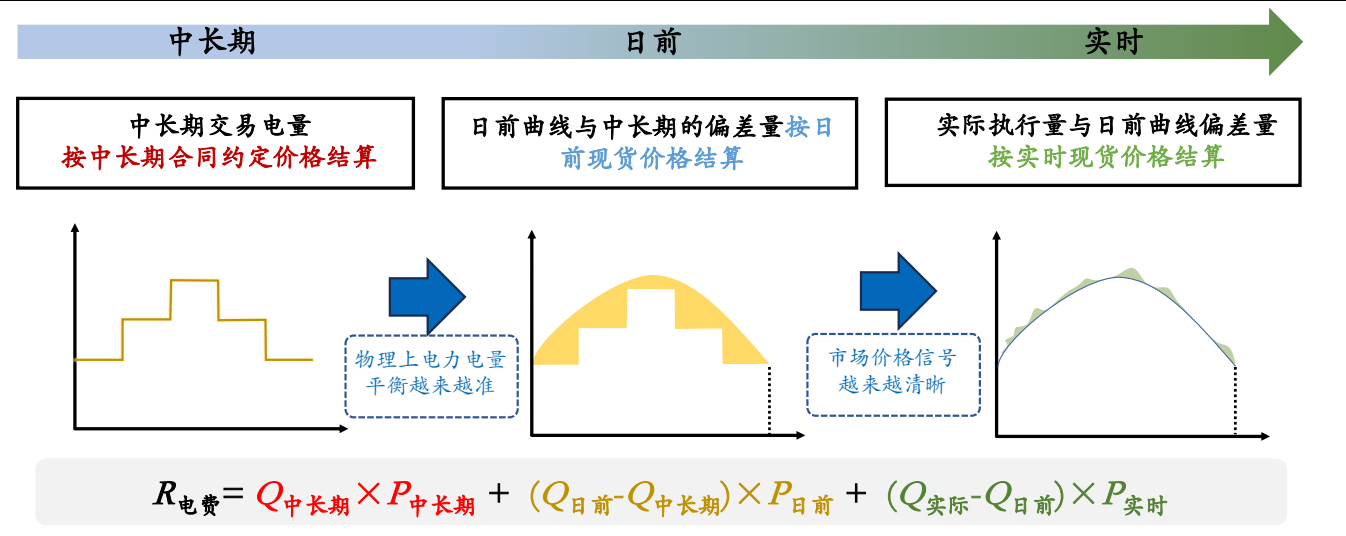
数据来源：国家发改委，东吴证券研究所绘制

重点关注机制电量、机制电价，市场化电价市场决定。1) 对新能源存量项目，由各地妥善衔接现行具有保障性机制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。**存量项目衔接原有保障性政策，使存量项目获得较为稳定的电价和收益率，确保其平稳运营。**2) 新能源增量项目，由非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素确定，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衔接；机制电价由增量项目市场化竞价形成；执行期限按照现行相关政策保障期限确定。**增量项目收益率需要重点关注机制电量的比例与机制电价竞价结果，价格信号将更好的引导新能源项目投资趋于地区真实需求与年份间真实需求。**非机制电量部分，由市场最终决定。

2.2. 市场化电价有底，具备合理收益率区间

中国电力交易体系框架走向成熟。电能量市场按时间层级主要分为电力中长期市场和电力现货市场，中长期包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。市场主体可通过双边协商、集中交易等市场化方式，提前锁定发电企业预期收益，稳定市场预期，平衡长期供需。现货市场主要开展日前、日内、实时的电能量交易，通过竞争形成分时市场出清价格。现货承接中长期，已经形成中长期与现货结合的市场结算。

图6：中国电力市场结构（电能量）



数据来源：《电力现货市场基本规则（试行）》，东吴证券研究所绘制

中长期交易依然是电力交易的压舱石。《关于做好 2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知》中规定，保障电力中长期合同签约电量比例不低于实际上网电量的 90%，占比极大。即使对于水电和新能源发电量占比较高的地区，适当放宽要求，原则上也不能低于 60%。通过签订中长期电力交易合同，发电企业能提前锁定电量销售规模，依据合同电量安排生产计划，减少发电能力闲置或者过度发电却无法消纳的情况；中长期交易价格相对稳定，在合同期内，交易双方需按照约定价格执行，在很大程度上限制了电价的过度波动，起到了稳定电价的压舱石作用。从电力市场出清角度来看，火电机组依然是系统边际出清机组，中长期电价交易结果受火电的边际成本（动力煤、天然气一次能源价格）影响较大。

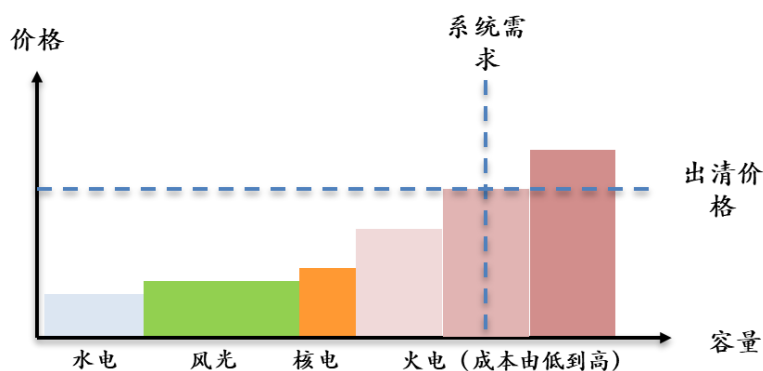
表2：2023、2024、2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知

文件	中长期交易表述
关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知	燃煤发电企业 2023 年年度中长期合同签约电量不低于上一年实际发电量的 80% ，月度（含月内）及以上合同签约电量不低于上一年实际发电量的 90% 。水电和新能源占比较高省份签约比例可 适当放宽 。对于足额签订电力中长期合同的煤电企业，各地应优先协调给予煤炭和运力保障，支撑电力中长期合同足额履约。
关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知	2024 年各地燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的 80% ；保障全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的 90% 。
关于做好 2025 年电力中长期合同签订履约工作的通知	燃煤发电和用电侧的电力中长期合同签约电量比例应不低于本地区考虑年度发用电平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的 80% ，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于实际上网电量的 90% 。

对于水电和新能源发电量占比超过 40%的地区，政府主管部门可统筹考虑发电侧各类型电源市场化电量签约规模，研究适当放宽用户年度签约比例要求，原则上不得低于 60%。

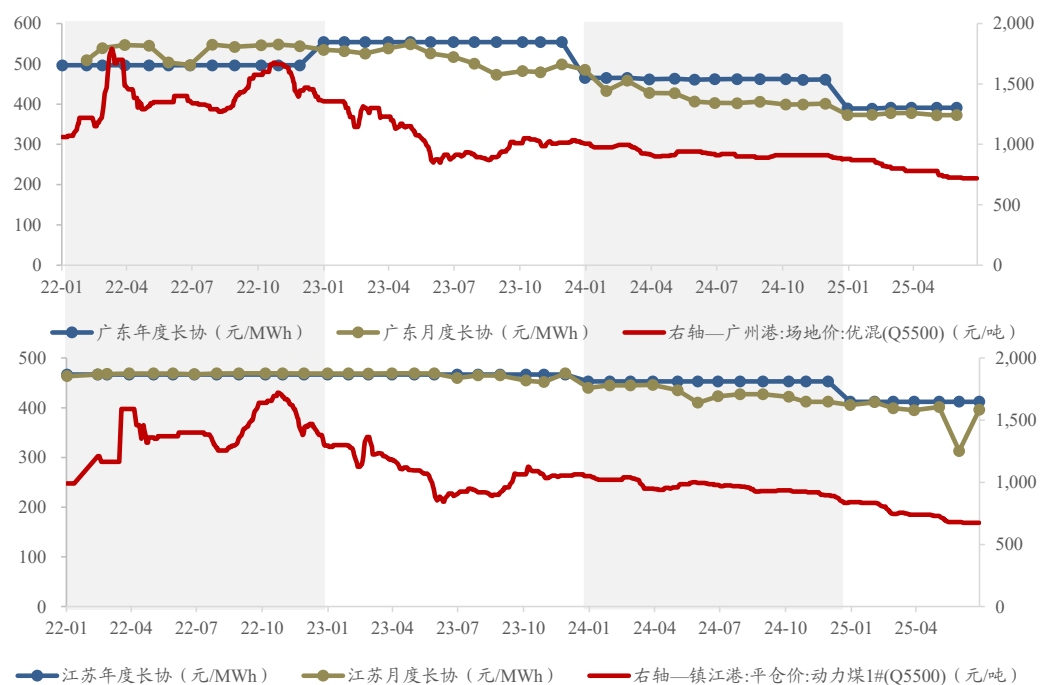
数据来源：政府网站，东吴证券研究所

图7：电力市场出清示意图



数据来源：东吴证券研究所绘制

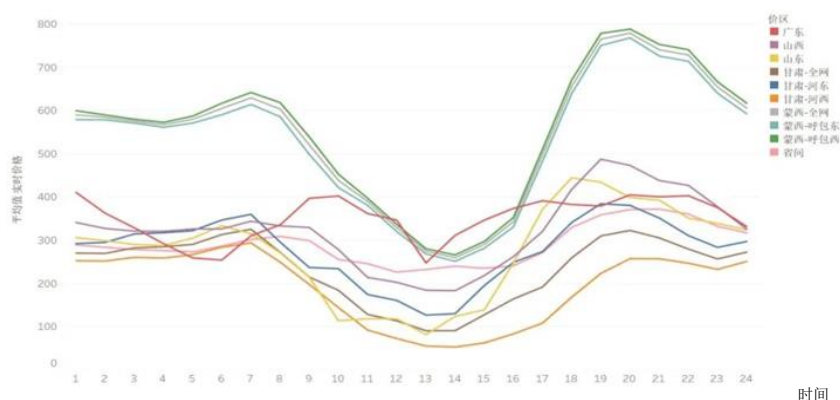
图8：广东、江苏年度中长期电价、月度中长期电价随煤价下行而下行



数据来源：广东电力交易中心，江苏电力交易中心，Wind，东吴证券研究所

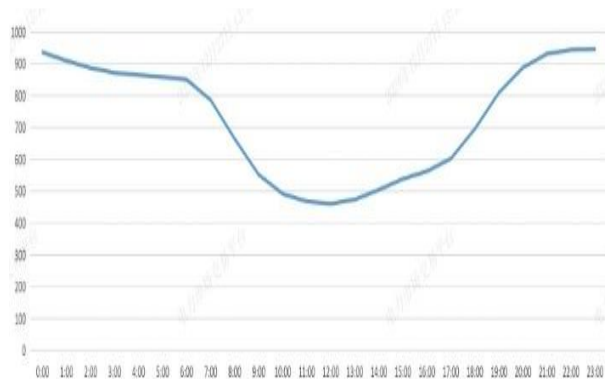
现货市场占比不高，反应短时平衡，风电更占优势。电力市场整体处于不断发展完善的过程中，现货市场相对起步较晚，市场规则、交易机制等还在进一步成熟优化，目前在整个电力交易中占比相对不高。现货市场聚焦于短时间内的电力供需匹配。其价格会随着短时供需变化快速变动，当出现电力供应紧张时，电价会快速上升，引导用电企业采取错峰用电等措施来减少用电负荷，同时激励发电企业尽快增加发电能力；而在电力供应宽松、电价走低时，发电企业会适当降低发电功率，避免资源浪费。目前的电力现货市场上，风电相较于光伏有着明显优势。原因主要在于，光伏在一天当中日出后功率快速上升，中午达到峰值后又随着日落快速下降，功率变化曲线较为陡峭，日内波动幅度极大。风电功率虽然也会随风力变化而波动，但其功率变化相对更平缓。由于供需两方面的共同影响，各省市普遍存在 10-17 点间现货价格出现明显低谷的情况，现货价格曲线一般与风电典型出力曲线趋势比较类似，而与光伏出力曲线截然相反，因此，对风电在现货市场上获得良好价格较为有利，而对光伏较为不利。对各地区风电、光伏均价的统计也能验证这一点，绝大多数地区的风电均价均高于光伏。

图9：现货分时价格曲线（元/兆瓦时）



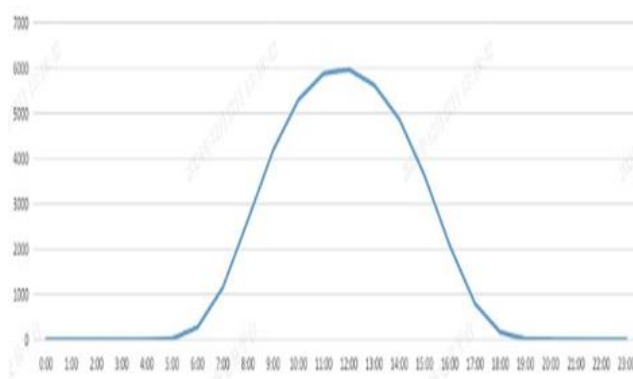
数据来源：兰木达电力现货，东吴证券研究所

图10：风电典型出力曲线（元/兆瓦时）



数据来源：安徽电力交易中心，东吴证券研究所

图11：光伏典型出力曲线（元/兆瓦时）



数据来源：安徽电力交易中心，东吴证券研究所

表3：2024 年各地区现货综合均价、风电现货均价、光伏现货均价梳理（元/兆瓦时）

地区	燃煤基准	综合均价	上下浮	风电均价	上下浮	光伏均价	上下浮
山西	332	316	-4.8%	268	-19.1%	211	-36.4%
山东	395	307	-22.2%	267	-32.4%	169	-57.2%
甘肃	308	247	-19.8%	185	-39.8%	123	-60.1%
蒙西	283	507	79.1%	367	29.9%	348	23.1%
湖北	416	369	-11.4%	345	-17.0%	310	-25.5%
浙江	415	364	-12.4%	368	-11.3%	369	-11.0%

数据来源：兰木达电力交易，东吴证券研究所

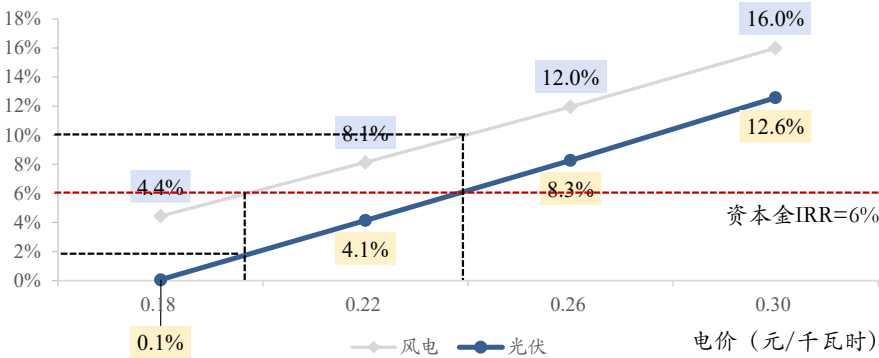
市场化电价有底，具备合理收益率区间。无论是近年来中长期电价下行，还是现货市场上风光出现零价甚至负电价，风电光伏项目长期收益率引发担忧。长期来看，风电光伏终将成为中国电源侧发电主体电源，综合考虑中长期市场结算价格与现货市场结算价格，综合结算电价或者项目收益率终将回归理性。根据大唐集团发布《大唐集团新能源项目收益率动态管理方案》，明确了不同类型风电、光伏项目的税前全投资内部收益率（主）、税后资本金内部收益率（辅）要求。参考投决标准为项目资本金 IRR 为 6%，我们搭建集中式光伏与集中式陆上风电收益率测算模型，以资本金 IRR=6%作为底线，光伏项目上网电量均价为 0.238 元/千瓦时，而同电价下风电项目资本金 IRR 为 9.8%。当风电项目上网电量均价为 0.197 元/千瓦时，风电资本金 IRR 达到 6.0%，同期，光伏项目资本金 IRR 仅为 1.8%。长期电价回归理性，新能源项目将具备合理收益率，同时考虑到风电均价普遍高于光伏，在光伏项目能获得合理的 IRR 的情况下，风电项目会有良好的收益率。

表4：大唐集团境内新能源项目收益率差异化控制标准

类型	区域	税前全投资内部收益率（主要）	税后资本金内部收益率（辅助）
光伏、陆上风电	I 区（21 个）	6%	7%
	II 区（10 个）	6.5%	7.5%
	III 区（1 个）	7%	8%
海上风电		6%	7%
国家级、省级大基地项目		6%	7%

数据来源：大唐集团新能源项目收益率动态管理方案，东吴证券研究所

图12：风电、光伏电价-IRR 曲线



数据来源：东吴证券研究所测算

图13：光伏资本金 IRR 与电价、利用小时数敏感性测算

电价（元/千瓦时）\ 利用小时（小时）	0.18	0.22	0.26	0.30	0.34	0.38
1100	-3%	1%	4%	8%	11%	15%
1150	-2%	2%	5%	9%	13%	17%
1200	-1%	2%	6%	10%	14%	18%
1250	-1%	3%	7%	11%	16%	20%
1300	0%	4%	8%	13%	17%	22%
1350	1%	5%	9%	14%	19%	24%
1400	1%	6%	10%	15%	20%	26%

数据来源：东吴证券研究所测算

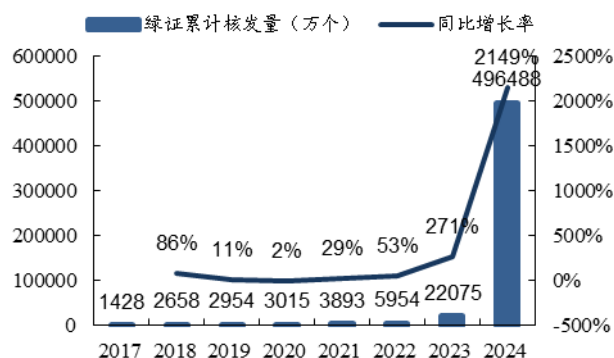
图14：陆风资本金 IRR 与电价、利用小时数敏感性测算

电价（元/千瓦时）\ 利用小时（小时）	0.18	0.22	0.26	0.30	0.34	0.38
1900	2%	5%	9%	12%	15%	19%
2000	3%	6%	10%	13%	17%	21%
2100	4%	7%	11%	15%	19%	23%
2200	4%	8%	12%	16%	20%	25%
2300	5%	9%	13%	17%	22%	27%
2400	6%	10%	14%	19%	24%	29%
2500	7%	11%	16%	20%	26%	31%

数据来源：东吴证券研究所测算

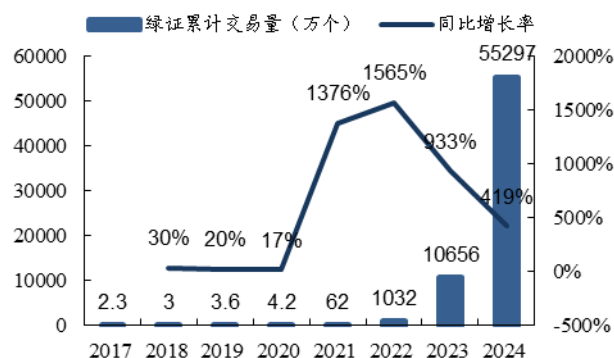
绿电绿证收益值得期待。绿证制度的建立和完善对绿电行业有多方面积极影响，其有利于引导全社会绿色电力消费，有利于推动可再生能源发电项目开发建设和消纳利用。自 2017 年起中国试行绿证核发和自愿认购制度以来，相关政策不断拓展，直至 2023 年 7 月，实施绿证全覆盖政策，明确绿证是中国可再生能源电量环境属性的唯一证明，此后绿证价格曾到达历史峰值。但是生态环境部 2023 年 10 月发布的《关于做好 2023—2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》不认可绿证对碳排放量的抵扣机制，该文件发布后，我国绿证平均成交价大跌，严重影响了绿电环境价值的兑现。不过 2024 年以来我国先后出台一系列绿电绿证相关政策，目前，绿证制度体系框架已经基本建成，核发质效显著提升，市场活力持续增强。2024 年绿证核发量提升极大，导致绿证价格下跌；但自 2025 年以来，随着政策体系的完善和绿证需求的增加，2025 年绿证价格已呈回升趋势，未来绿电绿证收益值得期待。

图15: 2017至2024年全国绿证累计核发量情况



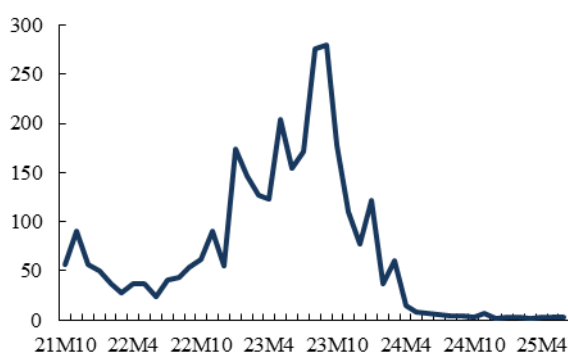
数据来源：中国绿色电力证书发展报告，东吴证券研究所

图16: 2017至2024年全国绿证累计交易量情况



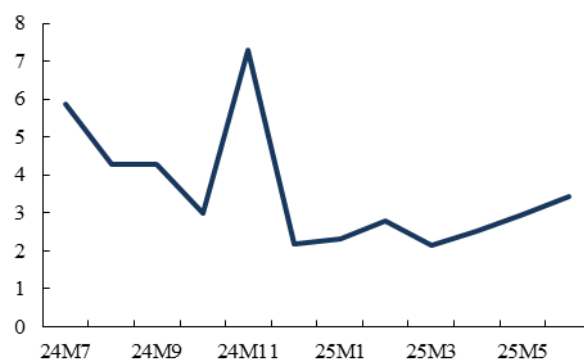
数据来源：中国绿色电力证书发展报告，东吴证券研究所

图17: 绿证交易均价（元）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图18: 近一年绿证交易均价（元）

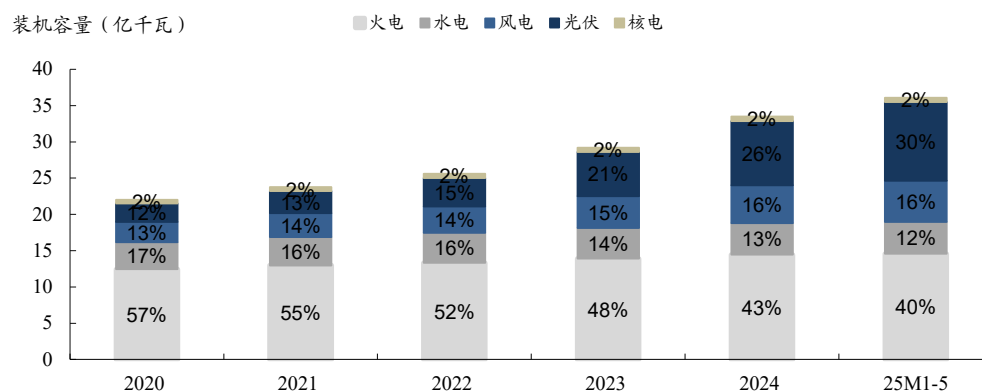


数据来源：Wind，东吴证券研究所

3. 消纳缓解：市场引导新能源理性扩张，配套投资加速支撑消纳

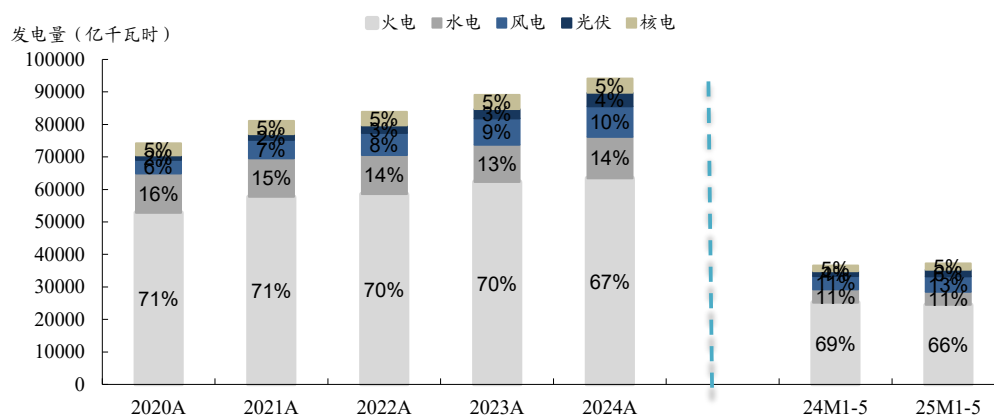
新能源装机维持高速。双碳推进下，新能源装机、发电规模不断增长，截至2025M5，中国新能源装机已经超过17亿千瓦，已超越火电；2024年新能源发电已经超过18000亿千瓦时，同比增长超过17%，发电量占比已达14%。

图19: 2020 至 2025 年中国发电装机结构



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

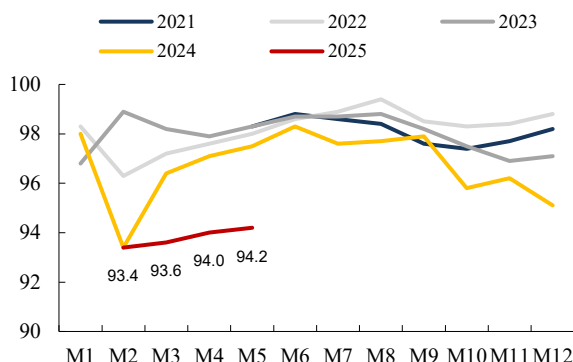
图20: 2020 至 2025 年中国发电量结构



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

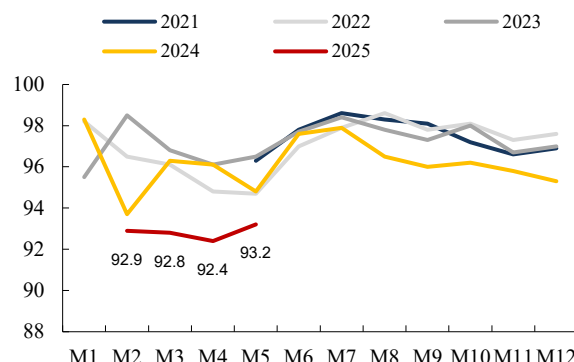
风电光伏利用率持续下降，消纳问题暴露。新能源装机维持高速，逐步引发消纳问题，风电光伏利用率持续下行。2024 年新能源消纳 95% 红线放开，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%，2025 年 5 月，中国风电利用率已降至 93.2%，光伏利用率已降至 94.2%。

图21：2021-2025 年中国风电利用率（%）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图22：2021-2025 年中国光伏利用率（%）



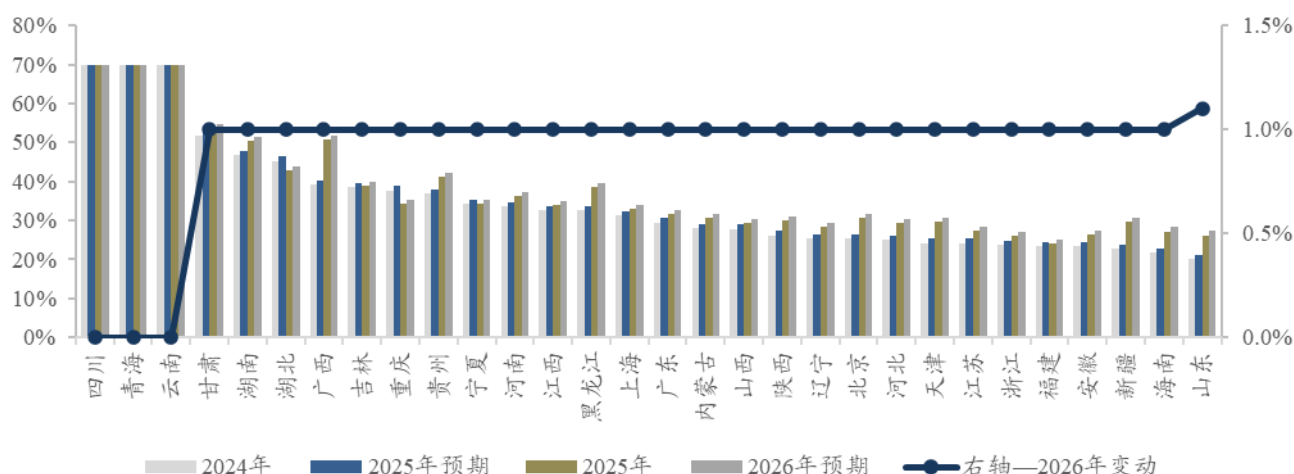
数据来源：Wind，东吴证券研究所

3.1. 新能源全面入市引导新能源投资回归真实需求

可再生能源电力消纳责任权重成为增量新能源项目的真实需求。根据中央 136 号文，2025 年 6 月 1 日以后投产的新能源项目均作为增量项目，增量项目同样适用可持续发展价格结算机制的结算方式，增量项目机制电量规模，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。各地区年度可再生能源电力消纳责任权重将更好的反应该地区可再生能源电力的真实需求。**通过增量项目机制电量的市场化竞价，价格信号有望引导新能源投资回归至真实需求。**

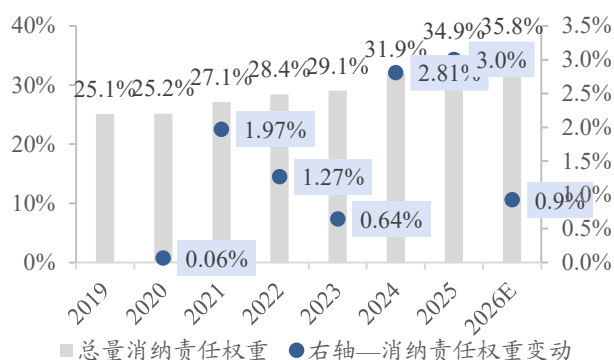
2025 年可再生能源电力消纳权重下发，指引真实需求。可再生能源电力消纳权重，是指按省级行政区划对电力消费规定应达到的可再生能源电量比重。责任权重目的是促进各省区优先消纳可再生能源，加快解决弃水弃风弃光问题，促使市场主体承担消纳责任。2019 年，中国步入建立健全可再生能源电力消纳保障机制的轨道，开始对各个省份设定了明确的可再生能源电力消纳责任权重。消纳责任权重首先确定省级层面的消纳责任权重，然后在省内各个市场主体之间进行分配。2024 年 8 月，国家能源局、国家发改委下发各省 2024 年可再生能源电力消纳责任权重以及 2025 年预期值，除四川、青海、云南三地比例不变外，其余地区消纳比例 2025 年均同比提升 1.1pct；2025 年 7 月，下发各省 2025 年可再生能源电力消纳责任权重以及 2026 年预期值，2025 年各省消纳责任权重实际值普遍高于原预期值。

图23：2024 年可再生能源电力消纳责任权重以及 2025 年预期值



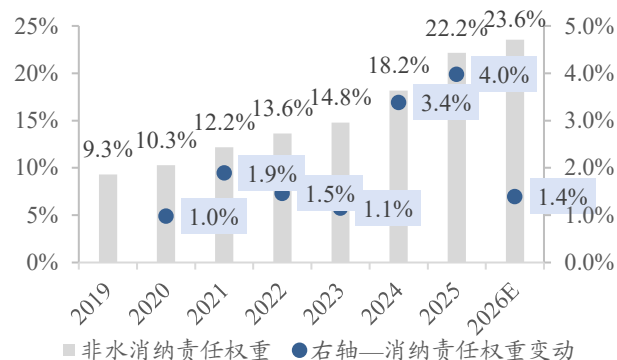
数据来源：政府网站，东吴证券研究所

图24：19 至 26 年可再生能源电力总量消纳责任权重



数据来源：政府网站，东吴证券研究所

图25：19 至 26 年非水可再生能源电力消纳责任权重



数据来源：政府网站，东吴证券研究所

电解铝、钢铁、水泥、多晶硅以及数据中心设置绿电消费比例要求。2025 年在电解铝行业基础上增设钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例，其完成情况核算以绿证为主，只监测不考核，电解铝行业则进行考核。2024 年则仅有电解铝行业有绿色电力消费比例要求，且只监测不考核。电解铝、钢铁、水泥、多晶硅行业 2025 年要求绿电使用比例为 25.2%~70%，相较于去年下发的 2024 年电解铝行业绿色电力消费比例及 2025 年预期值，大部分省份 2025 年实际要求比例均有所上升。数据中心要求绿电使用比例则均为 80%。进一步加强高耗能行业对于绿电的消纳。

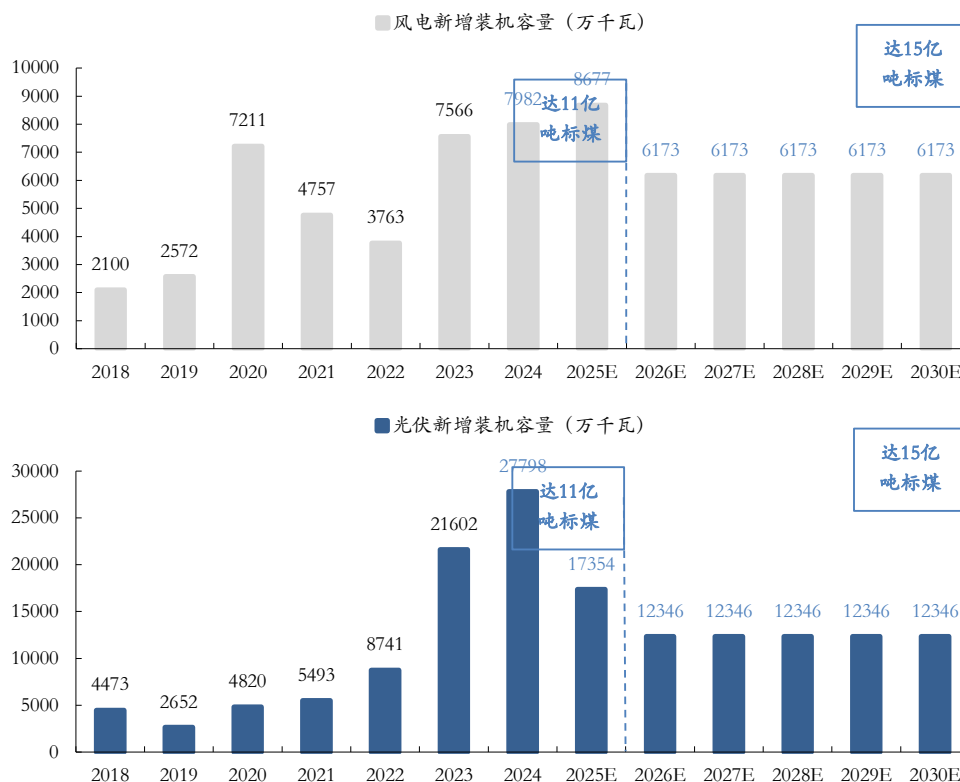
我们预计“十五五”期间，风电光伏新增装机放缓。2024年10月，国家发展改革委等部门发布《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》，指导意见要求2025年全国可再生能源消费量达到11亿吨标煤以上，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上。我们假设1)新增可再生能源消费需求均通过新增风电/光伏装机实现，2)风电光伏新增装机比例为2:1，3)风光合理利用小时数：风电2200小时，光伏1300小时，4)2025-2030年风电/光伏弃风弃光率均为10%，我们预计2025年中国新增风电/光伏装机规模为87GW/174GW，2026-2030年年均新增风电/光伏装机规模为62GW/123GW。新能源新增装机放缓，消纳压力逐步缓解，资本开支下降，新能源运营商自由现金流表现提升。

表5：2025年与2030年中国可再生能源消费测算

项目	2022	2023	2024	2025E		2030E
GDP: 不变价 (万亿元)	113	119	128	—		—
GDP: 不变价同比	3.00%	5.20%	5.00%	—		—
能源消费总量 (万吨标准煤)	541000	572000	596000	—		—
能源消费总量同比	2.90%	5.70%	4.20%	—		—
一次电力占比	17.6%	17.9%	19.7%	—		—
一次电力 (万吨标准煤)	95216	102388	117412	—		—
其中: 核电	12533	12998	13347	—		—
可再生能源	82683	89390	104065	110000		150000
单位度电标煤煤耗 (g/KWh)	300					
一次电力 (亿千瓦时)	31739	34129	39137	—		—
其中: 核电	4178	4333	4449	—		—
可再生能源	27561	29797	34688	36667		50000
可再生能源增长 (亿千瓦时)	2467	2236	4892	1978		2667

数据来源：政府网站，东吴证券研究所

图26：2025-2030 年中国风电/光伏新增装机容量测算



数据来源：政府网站，东吴证券研究所

3.2. 新型电力系统建设推进，配套投资支撑新能源消纳

电力系统调节能力提升，支撑新能源消纳。为支撑新能源合理消纳利用，加快构建新型电力系统，国家发展改革委、国家能源局印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，要求 2025-2027 年年均新增新能源合理消纳利用 2 亿千瓦以上，全国新能源利用率不低于 90%。为实现此目标，相关重点政策包括：到 2027 年存量煤电机组实现“应改尽改”；适度布局调峰气电项目，进一步提升气电调峰能力；高质量建设一批生态友好、条件成熟的抽水蓄能电站；持续完善新型储能调度机制，保障新型储能合理高效利用；提高水电路域整体调节能力；提升系统友好型新能源主动调节能力等。

表6：调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）及相关政策体系主要内容

总体目标：2025-2027 年年均新增新能源合理消纳利用 2 亿千瓦以上，全国新能源利用率不低于 90%。	
	各地能源部门编制本地区调节能力建设方案，于 2025 年 6 月底前报送国家发展改革委、国家能源局，明确新增煤电灵活性改造、气电、水电、抽水蓄能、新型储能、光热、友好型新能源、电网侧和负荷侧调节能力规模。重点包括煤电（2027 年实现存量煤电机组“应改尽改”原则制定灵活性改造推进方案）、气电（在具备条件的地区适度布局一批调峰气电项目，进一步提升气电调峰能力）、抽蓄（高质量建设）、新型储能（调度机构统一调度）、水电（提高流域整体调节能力）、友好型新能源（发挥新能源主动调节能力）等。
煤电： 深入开展煤电机组灵活性改造，到 2027 年存量煤电机组实现“应改尽改”	截至 2024 年三季度末，全国灵活性改造完成 3.6 亿千瓦，根据电力规划设计总院估计，粗略判断现役机组中“应改尽改”的总规模在 5 亿—7 亿千瓦之间。
气电： 适度布局调峰气电项目，进一步提升气电调峰能力	在气源有保障、气价可承受、调峰需求大的地区，适度布局一批调峰气电项目，充分发挥燃气机组快速启停优势，提升系统短时顶峰和深度调节能力。
抽蓄： 高质量建设	高质量建设一批生态友好、条件成熟的抽水蓄能电站，充分发挥抽水蓄能削峰填谷等多重作用，提升系统支撑调节能力。 到 2027 年，抽水蓄能电站投运规模达到 8000 万千瓦以上（截至 2024 年底，全国抽水蓄能投产装机为 5869 万千瓦）
新型储能： 调度机构统一调度	结合新型储能功能定位和市场化要求，进一步规范新型储能并网管理，持续完善新型储能调度机制，保障新型储能合理高效利用，有力支撑新型电力系统建设。
水电： 提高流域整体调节能力	支持流域龙头水库电站建设，积极推进流域水电扩机增容等灵活性提升改造，着力提高流域整体调节能力。目前，装机规模达 6000 万千瓦的雅鲁藏布江下游水电工程已进入实质性建设阶段，计划用“雨季蓄洪、早期放水”模式，通过优化径流分配增强流域调节能力；大渡河双江口水电站预计 2027 年大坝填筑到顶，成为四川电网的核心调节电源等。
系统友好型新能源： 提升主动调节能力	在保供偏紧或消纳压力较大地区，新建或改造一批新能源电站，通过长尺度高精度功率预测、风光储智慧联合调控运行等，提升系统友好性能，电站在高峰时段（不低于 2 小时）置信出力提升至 10%以上。优先建设或改造新能源装机容量 20 万千瓦以上的项目。

数据来源：政府网站，东吴证券研究所

特高压进入加速投产期，实现绿电资源有效调度。风光资源、场地资源丰富的三北地区和中西部地区是建设风电、光伏发电的第一选择，但这类地区与东部用电负荷中心存在空间上的错位，这部分矛盾可以通过建设长距离的特高压通道进行电力输送加以解决。此前，特高压项目的建设远远滞后于新能源基地的建设，是新能源消纳问题的重要

成因之一。“十四五”期间，国网规划建设特高压工程“24 交 14 直”，涉及线路达 3 万余公里，变电换流容量 3.4 亿千伏安，总投资 3800 亿元。2025 年，陇东-山东±800KV 特高压直流、哈密北-重庆±800KV 特高压直流等项目已经投产，金上-湖北+800KV 特高压直流等项目投产在即，此外还有很多项目将在 2026 年投产，新的项目也在陆续开工，未来，特高压项目的大量投产将会显著缓解新能源消纳压力。

表7：特高压项目情况

类型	项目名称	起点和终点	开工时间	投产时间
特高压直流	金上-湖北+800KV	起于四川省帮果换流站，止于湖北省大冶换流站	2023M2	2025 下半年
	陇东-山东±800KV	起点为甘肃庆阳换流站，落点为山东东平换流站	2023M3	2025M5
	宁夏-湖南±800KV	起始于宁夏中宁换流站，终止于湖南衡阳换流站	2023M6	2025M6
	哈密北-重庆±800KV	起于新疆哈密市巴里坤换流站，止于重庆市渝北区渝北换流站	2023M8	2025M6
	陕西-安徽±800KV	起于陕西省延安市宝塔山换流站，止于安徽省合肥市合州换流站	2024M3	2026 一季度
	甘肃—浙江±800KV（柔）	起于甘肃省武威市民勤县，止于浙江省绍兴市上虞区	2024M7	2026
	蒙西-京津冀±800KV（柔）	起于内蒙古鄂尔多斯市达拉特旗库布齐换流站，止于河北沧州换流站	2025	——
	陕西-河南±800kV	起始于陕西省榆林市榆横换流站，落点豫东地区	2025	——
特高压交流	藏东南-粤港澳大湾区±800kV 一期（柔）	起于昌都市左贡县西藏北部换流站，止于深圳市龙华区珠东南换流站	2025	2029
	川渝 1000kv	起于四川省康定市呷巴乡，止于重庆市铜梁区少云镇	2022M9	2024M12
	张北-胜利双回 1000kv	始于张北 1000 千伏变电站，止于内蒙古胜利 1000 千伏变电站	2023M8	2024M10
	大同-怀来-天津北-天津南双回 1000kv	起自山西大同，最终接入天津滨海新区	2025M3	2027M6
	阿坝-成都东 1000kv	起于阿坝 1000 千伏变电站，止于成都东 1000 千伏变电站	2024M7	2026M12
“十四五”滚动增补	达拉特-蒙西 1000kv	起于内蒙古自治区鄂尔多斯市的达拉特变电站，接入蒙西变电站	——	——
	库布齐-上海±800kV	起于内蒙古鄂尔多斯库布齐沙漠地区，终于上海奉贤换流站	争取于 2025 年	——
	腾格里-江西±800KV	起于内蒙古腾格里换流站，终于江西省负荷中心	——	——

乌兰布和-京津冀+800kV	起于内蒙古乌兰布和换流站，终于京津冀负荷中心	——	——
巴丹吉林-四川±800kV(柔)	起于酒泉东换流站，终于四川省资阳市乐至换流站	2025	——
柴达木-广西±800kV	起于柴达木格尔木东沙漠基地，终于广西壮族自治区	——	——
攀西-川南-天府南 1000kV	起于四川攀西 1000 千伏变电站，终于四川天府南 1000 千伏变电站	——	——
烟威(含中核 cx 送出)1000kV	起于烟台市莱阳市海阳西 1000 千伏变电站，线路分两部分延伸，分别接入昌乐 1000 千伏变电站、高乡 1000 千伏变电站	2025M5	——

注：投产时间为东吴证券研究所预测

数据来源：新财富，政府网站，东吴证券研究所

绿电直连政策出台，满足企业绿色用能需求，促进新能源就地消纳。国家发展改革委、国家能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，明确了绿电直连的概念和原则、健全绿电直连安全运行和管理要求、完善绿电直连市场交易和价格机制。绿电直连的发展有望为新能源电力提供更直接的消纳渠道，有效减少弃风、弃光现象。

表8: 《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》主要内容

明确了绿电直连的概念和原则	《通知》首次对“绿电直连”概念进行了明确界定。指风电、太阳能、生物质能等新能源发电项目通过专用线路直接向单一终端用户供电，实现物理直供与电量溯源的模式。相比于以往绿证交易或中长期合同交易中的协议绿电，突出 电源与负荷在物理路径上的一一对应 。
健全绿电直连安全运行和管理要求	《通知》与分布式光伏政策进行了区分，指出“直连电源为分布式光伏的，按照《分布式光伏发电开发建设管理办法》等政策执行” 《通知》明确省级能源主管部门的统筹责任，进一步明确绿电直连项目安全管理责任和界面：从内部管理看，绿电直连项目应做好各项安全生产管理措施；参与系统运行看，并网型绿电直连项目应与公共电网按产权分界点形成明确的安全责任界面，合理确定各自的安全供电责任。 进一步规范绿电直连项目调度运行管理机制：提供需求响应的绿电直连项目应接入新型电力负荷管理系统，而参与现货或辅助服务等实时性要求较高的绿电直连项目应接入电力调度自动化系统；调度机构应按照项目自主安排的发用电曲线下达调度计划。
完善绿电直连市场交易和价格机制	明确绿电直连项目参与市场交易方式：推动绿电直连项目作为整体参与市场，即使电源和负荷不是同一投资主体，也可以参照虚拟电厂模式，在完成注册后，以聚合形式参与电力市场交易。项目负荷不得由电网企业代理购电。 明确绿电直连项目价格结算机制：绿电直连项目应按规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。

数据来源：政府网站，东吴证券研究所

4. 电价补贴：历史欠款风险小，补贴基金缺口已平衡

应收账款影响财务表现，引发市场担忧。电力公司上网电量与各地电网月度结算，现金流表现良好，新能源公司由于上网电价中隐含可再生能源补贴收入，该部分收入形成的应收账款影响新能源公司财务表现。我们选取东吴公用核心标的池，选取水电、核电、火电、绿电、燃气公司，比较细分赛道差异，我们发现，截至 2024/12/31，绿电板块应收账款占总资产比例达到 15%，2024 年绿电板块信用减值影响净利润 9.5%，显著高于公用事业其他细分板块，引发市场对于新能源项目资产质量的担忧。

图 27：应收账款影响新能源运营商财务表现

信用减值影响	2020	2021	2022	2023	2024	2024Q1	2025Q1
水电	-13.4%	-0.5%	0.1%	-0.5%	-0.4%	-0.1%	-0.4%
核电	-0.3%	0.1%	-0.1%	-0.2%	0.3%	1.2%	0.0%
火电	-7.7%	7.9%	-14.9%	-2.5%	-2.1%	-0.1%	0.0%
绿电	-4.6%	-7.0%	-2.9%	-5.8%	-9.5%	-2.8%	-2.3%
燃气	-1.7%	-2.0%	-1.2%	-1.3%	1.0%	-2.3%	-2.8%
应收占比	2020	2021	2022	2023	2024	2024Q1	2025Q1
水电	2.4%	2.5%	2.4%	2.6%	2.8%	2.6%	2.9%
核电	2.7%	3.5%	3.7%	3.5%	3.1%	3.4%	3.3%
火电	6.8%	7.4%	7.7%	8.1%	8.2%	7.3%	7.1%
绿电	11.6%	12.5%	12.9%	14.2%	15.0%	15.0%	15.7%
燃气	7.8%	8.5%	8.3%	8.2%	8.1%	6.0%	11.9%

注：信用减值影响=信用减值损失/净利润，应收占比=应收账款及票据/总资产

数据来源：Wind，东吴证券研究所

2021 年起中国新能源已实现全面平价。风电光伏项目根据经电网公司确认的月度实际上网电量，以及合同约定的上网电价（包括燃煤发电基准价和补贴电价）确认电费收入，包含可再生能源补贴收入。其中，燃煤发电基准价即标杆电费部分，由电网公司直接支付，可再生能源补贴资金主要来源于国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入。2021 年起中国新能源项目上网电价已经实现全面平价，已无增量国补电价压力。

表9: 中国历年风电电价(含税,元/千瓦时)具体情况

文件	主要内容	陆上风电				海上风电	
		I类	II类	III类	IV类	近海	潮汐带
发改价格〔2009〕1906号	2009年8月至2014年标杆电价	0.51	0.54	0.58	0.61		
发改价格〔2014〕3008号	2015年标杆电价	0.49	0.52	0.56	0.61		
发改价格〔2014〕1216号	2014年6月至2017年标杆电价					0.85	0.75
发改价格〔2015〕3044号	2016年至2017年标杆电价	0.47	0.5	0.54	0.6		
发改价格〔2016〕2729号	2018年标杆电价	0.4	0.45	0.49	0.57	0.85	0.75
发改价格〔2019〕882号	2019年指导价格	0.34	0.39	0.43	0.52	0.80	不得高于陆上指导电价
	2020年指导价格	0.29	0.34	0.38	0.47	0.75	

数据来源: 华电新能招股说明书, 东吴证券研究所

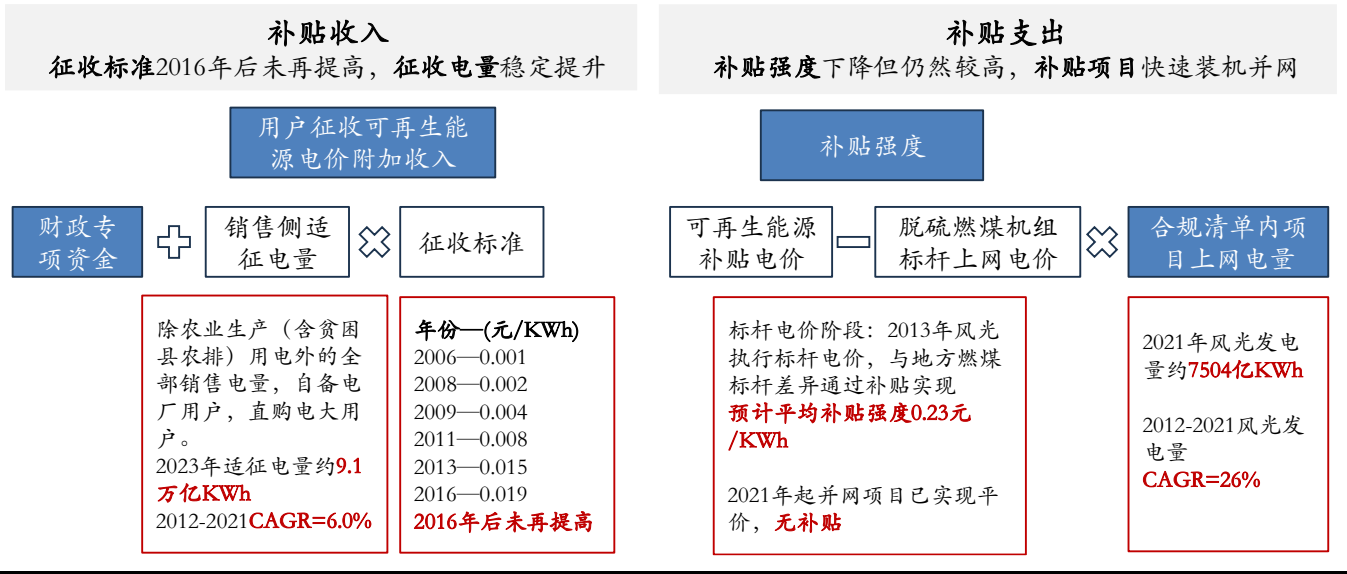
表10: 中国历年光伏电价(含税,元/千瓦时)具体情况

文件	主要内容	集中式光伏		
		I类	II类	III类
发改价格(2011)1594号	2011年7月以前标杆电价	1.15	1.15	1.15
	2011年7月至2013年8月标杆电价	1.00	1.00	1.00
发改价格(2013)1638号	2013年9月至2015年标杆电价	0.90	0.95	1.00
发改价格(2015)3044号	2016年标杆电价	0.80	0.88	0.98
发改价格(2016)2729号	2017年标杆电价	0.65	0.75	0.85
发改价格规(2017)2196号	2018年1至6月标杆电价	0.55	0.65	0.75
发改能源(2018)823号	2018年6月至2019年6月标杆电价	0.50	0.60	0.70
发改价格(2019)761号	2019年7月至2020年5月指导电价	0.40	0.45	0.55
发改价格(2020)511号	2020年6月至12月指导电价	0.35	0.40	0.49

数据来源: 华电新能招股说明书, 东吴证券研究所

可再生能源发展基金收入逐年提升, 支出已达上限。2011年底, 可再生能源发展基金设立, 用于可再生能源补贴, 来源一是国家财政公共预算安排的专项资金, 二是依法向电力用户征收的可再生能源电价附加费, 电价附加费由电网公司代收, 扣税后上缴可再生能源基金。收入端来看, 2006年以来, 国家向用户侧征收电量征收可再生能源电价附加, 征收标准逐年提高, 2016年后保持0.019元/千瓦时不变, 随着全社会用电量稳步提升, 基金收入规模增长。支出端来看, 新能源加速装机, 标杆电价逐年下降至2021年实现全面平价, 基金年支出规模已达上限。

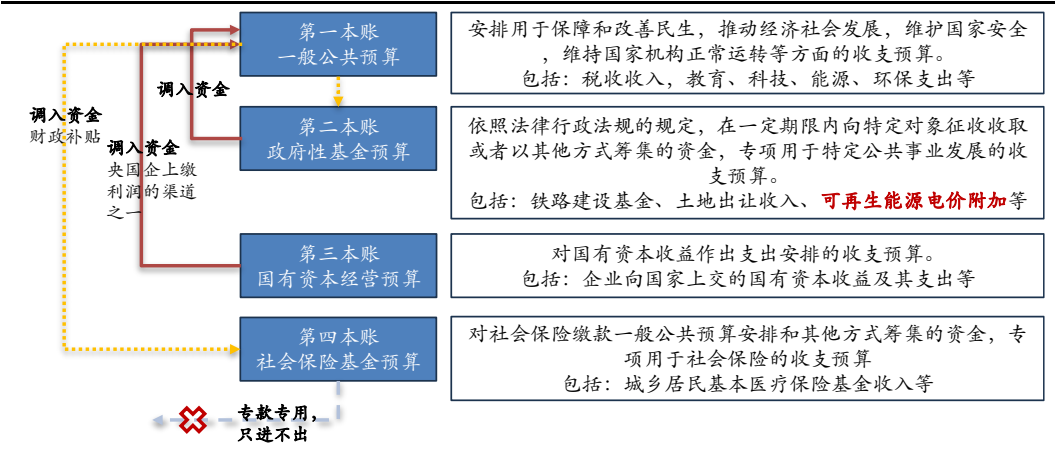
图28：可再生能源基金收入端、支出端梳理



数据来源：政府网站，Wind，东吴证券研究所

财政赤字放大，可再生能源电价补贴支出有所放缓。在我国目前财政预算体系下，政府预算“四本账”由一般公共预算、政府性基金预算、国有资本经营预算、社会保险基金预算四本预算构成。“四本账”对应不同的用途，可再生能源电价附加的收入与支出在政府性基金预算（第二本账）中进行管理。“四本账”彼此间可以存在一定资金往来，“第一本账”可以从“第二本账”与“第三本账”调入资金；“第二本账”在特殊情况下会从“第一本账”调入资金。2022 年财政赤字放大，第二本账调入第一本账金额提升，财政对于可再生能源电价补贴支出有所放缓。当前来看，中央财政还有较大的举债空间和赤字提升空间，力度加大有望解决国补历史欠款。

图29：中国财政四本账梳理



数据来源：政府网站，东吴证券研究所

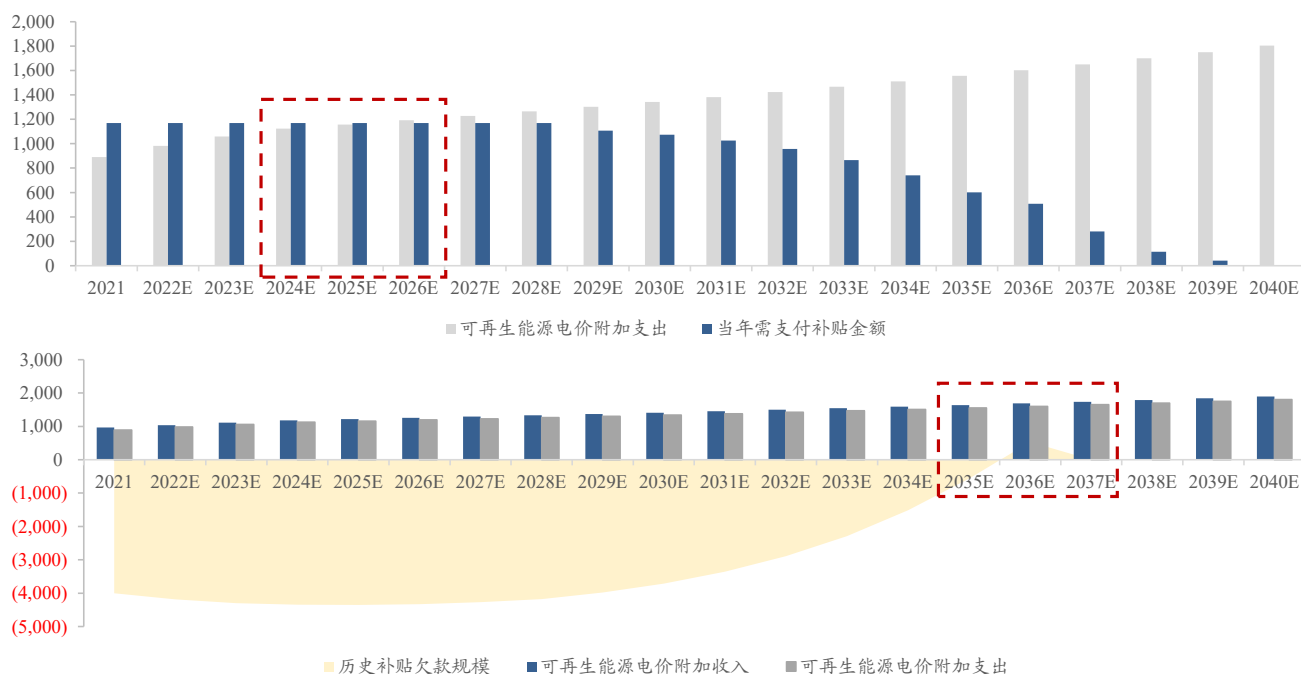
表11: 2018-2024 年财政赤字与调入资金情况梳理 (单位: 亿元)

年份	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
全国财政赤字	23800	27600	37600	27500	33700	48800	40600
政府性基金调入一般公共预算 (中央)	1	4	3003	1	9000	5600	150

数据来源: 政府网站, 东吴证券研究所

预计 2025 年左右迎来基金收支平衡, 2036 年左右历史欠款得到自然解决。根据风能专委会综合各项因素测算, 截至 2021 年底, 可再生能源发电补贴拖欠累计约 4000 亿元, 我们对可再生能源发展基金收入与支出进行测算, 核心假设以下: 1) 收入端: 2025 至 2040 年用户侧适征电量年复合增速为 3%, 征收标准维持 0.019 元/千瓦时, 征收率维持 75%; 2) 支出端: 截至 2021 年底存量补贴项目度电补贴强度为 0.21 元/千瓦时, 基金支出占基金收入比例维持 95%。我们预计 2025 年左右, 可再生能源发展基金当年收支实现平衡, 用户侧适征电量持续增长, 考虑基金盈余对于存量补贴欠款的支付, 我们预计到 2036 年左右历史国补欠款也将得到自然解决。

图30: 可再生能源发展基金收入支出平衡测算 (亿元)



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

应对可再生能源补贴退坡的多种措施有望出台。针对可再生能源补贴退坡，多种措施有望出台，包括推动建设碳减排市场扩充可再生能源补贴资金来源、引入多元投资主体创设可再生能源中长期发展基金、多批次发行可再生能源补贴专项国债、推广可再生能源补贴确权贷款、拓展可再生能源发电项目补贴的收口兑付和转化途径等多种措施。2022年8月，根据国家发展改革委、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》要求，电网公司承担可再生能源补贴资金管理业务，并按市场化运作，按照国家政策规定，开展可再生能源补贴资金的统计和管理，以及缺口部分的专项融资和还本付息等工作。**可再生能源补贴问题有望得到加速解决。**

图31：可再生能源补贴退坡应对措施梳理

可再生能 源补贴退 坡应对措 施	推动建设碳减排市场扩充可再生能源补贴资金来源——补贴资金不仅来自可再生能源电价附加
	引入多元投资主体创设可再生能源中长期发展基金——可再生能源电价附加资金通过资本化运作实现价值
	多批次发行可再生能源补贴专项国债——发行可再生能源专项国债一次性兑付截止2021年底累计拖欠的补贴
	推广可再生能源补贴确权贷款——已确权的应收未收可再生能源补贴额度作为质押申请贷款
	拓展可再生能源发电项目补贴的收口兑付和转化途径——发电成本持续下降，赋予补贴兑付选择权

数据来源：《我国可再生能源发电项目补贴退坡的困境机理解析》，东吴证券研究所

若国补欠款得到解决，新能源资产质量触底回升，重回成长。对于历史国补欠款我们进行测算，按照累计形成欠款当期回收 20%、50%、80%测算，从成长角度来看，可撬动新一轮资本开支重回成长。从利润提升角度来看，回收现金用于有息债务偿还，通过节省财务费用有望带来净利润 10%左右的提升空间。从弹性角度来看，关注当期信用减值和历史累计坏账准备的冲回。

图32：国补欠款回收影响评估（龙源电力，2024A）

项目	亿元/ %		
经营性净现金流	171		
资本开支	269		
自由现金流	-98		
应收账款合计	434		
国补占比	92%		
国补应收款	399		
当期回收比例	20%	50%	80%
当期回收补贴	80	200	320
自由现金流改善至	-18	102	222
成长——再投资			
资本金比例	30%	30%	30%
撬动新资本开支	266	666	1065
较2024年资本开支	99%	248%	397%
降费——降负债			
有息负债	1,461		
财务费用	35		
财务成本	2.4%		
节约财务费用	1.91	4.77	7.64
财务费用同比下降	5%	14%	22%
净利润	83		
净利润贡献	2%	6%	9%
利润——减值冲回			
信用减值损失—国补	0.38		
坏账准备——国补	3.24		
净利润	83		
当期冲回净利润贡献	-0.5%		
历史冲回净利润贡献	3.9%		

注：“应收账款合计”包含应收账款+应收融资
数据来源：Wind，东吴证券研究所

图33：国补欠款回收影响评估（三峡能源，2024A）

项目	亿元/ %		
经营性净现金流	189		
资本开支	309		
自由现金流	-120		
应收账款合计	448		
国补占比	92%		
国补应收款	412		
当期回收比例	20%	50%	80%
当期回收补贴	82	206	329
自由现金流改善至	-37	86	210
成长——再投资			
资本金比例	30%	30%	30%
撬动新资本开支	275	686	1098
较2024年资本开支	89%	222%	356%
降费——降负债			
有息负债	1,878		
财务费用	43		
财务成本	2.3%		
节约财务费用	1.88	4.71	7.53
财务费用同比下降	4%	11%	18%
净利润	75		
净利润贡献	3%	6%	10%
利润——减值冲回			
信用减值损失—国补	-7.75		
坏账准备——国补	22.44		
净利润	75		
当期冲回净利润贡献	10.4%		
历史冲回净利润贡献	30.1%		

注：“应收账款合计”包含应收账款+应收融资
数据来源：Wind，东吴证券研究所

5. 投资建议

新能源实现全面入市，电价、消纳、补贴三大压制因素逐步缓解，新能源运营商资产价值迎来重估。建议关注以下三类核心标的：

优质绿电运营商：行业整体迎反转，优质绿电运营商绿电占比高，绿电资产纯粹，资产重估弹性大，核心公司深耕绿电行业多年，先发占据最优质风光资源区，项目具备长期竞争力。全面入市背景下，风电收益率更具安全边际，重视绿电资产中风电占比，建议关注 **H 龙源电力、H 新天绿色能源、H 大唐新能源、节能风电、H 中广核新能源**。

优质海风具备α：梳理各地新能源全面入市地方细则，海风电价制定相对独立。综合考虑消纳、电价、利用小时数，海风依然是最优质的核心绿电资产，新能源全面入市背景下，海风α有望彰显，建议关注：**中闽能源、福能股份**。

优质火转绿：传统火电龙头积极绿电转型，打开第二成长曲线。火电作为电源侧“压舱石”，长期价值突出，商业模式持续优化，打破强绑定“煤价—电价—利用小时数”的传统模式，灵活性价值、容量价值等多重价值彰显，同期在手绿电资产价值重估，建议关注：**H 华能国际电力股份、H 华润电力、H 中国电力**。

图34：新能源公司装机容量与应收账款情况梳理（估值日：2025/7/17）

类型	股票代码	公司简称	总市值 (亿元)	装机容量 (GW) (截至2024/12/31)			装机占比		应收账款 (亿元) (截至2024/12/31)	
				总计	风电	光伏	绿电占比	风电占比	应收账款	应收账款/总市值
绿电	0916.HK	龙源电力	522	41.1	30.4	10.7	100%	74%	464	89%
	600905.SH	三峡能源	1,226	48.0	22.4	24.3	97%	47%	448	37%
	601016.SH	节能风电	195	6.2	6.2	0.0	100%	100%	76	39%
	0956.HK	新天绿色能源	155	7.0	6.6	0.4	100%	95%	84	54%
	1798.HK	大唐新能源	156	18.9	14.5	4.4	100%	77%	228	147%
	1811.HK	中广核新能源	14	10.5	4.4	2.6	67%	42%	10	75%
海风	600163.SH	中闽能源	100	1.0	0.9	0.0	97%	95%	31	31%
	600483.SH	福能股份	261	6.1	1.8	0.1	31%	30%	56	21%
火转绿	600011.SH	华能国际	682	145.1	18.1	19.8	26%	12%	481	71%
	0836.HK	华润电力	1,011	72.4	24.3	9.4	47%	34%	426	42%
	2380.HK	中国电力	346	85.9	18.0	24.1	49%	21%	434	126%

注：中广核新能源单位为亿美元，华润电力单位为亿港元，其他单位均为亿元人民币

注：汇率选取 1 CNY=1.10 HKD，1 USD=7.85 HKD

数据来源：Wind，东吴证券研究所

图35：新能源上市公司估值梳理（估值日：2025/7/17）

类型	股票代码	公司简称	总市值 (亿元)	PB	股息率 (TTM)	归母净利润（亿元）				PE			
						2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E
绿电	0916.HK	龙源电力	522	0.72	3.6%	64.2	71.9	77.1	82.2	8.1	7.3	6.8	6.4
	600905.SH	三峡能源	1,226	1.37	1.6%	61.1	71.8	76.4	83.4	20.1	17.1	16.0	14.7
	601016.SH	节能风电	195	1.10	2.5%	13.3	14.2	15.1	16.0	14.6	13.7	12.9	12.2
	0956.HK	新天绿色能源	155	0.69	5.7%	16.7	24.9	27.9	32.4	9.3	6.3	5.6	4.8
	1798.HK	大唐新能源	156	0.78	4.2%	23.8	23.9	25.7	27.5	6.5	6.5	6.1	5.7
	1811.HK	中广核新能源	14	0.85	4.5%	2.5	-	-	-	5.6	-	-	-
海风	600163.SH	中闽能源	100	1.42	2.0%	6.5	7.5	8.3	9.1	15.4	13.4	12.1	11.0
	600483.SH	福能股份	261	1.00	3.3%	27.9	29.8	32.0	36.3	9.4	8.8	8.2	7.2
火转绿	0902.HK	华能国际电力股份	682	1.10	6.1%	101.8	116.6	125.4	132.3	6.7	5.8	5.4	5.2
	0836.HK	华润电力	1,011	1.02	5.7%	143.9	146.3	156.8	164.0	7.0	6.9	6.4	6.2
	2380.HK	中国电力	346	0.63	7.5%	38.6	40.0	45.1	51.6	9.0	8.6	7.7	6.7

注：2025-2027 年盈利预测来自 Wind 一致预期

注：中广核新能源单位为亿美元，华润电力单位为亿港元，其他单位均为亿元人民币

注：汇率选取 1 CNY=1.10 HKD，1 USD=7.85 HKD

数据来源：Wind，东吴证券研究所

6. 风险提示

- 1) 各地区新能源入市规则存在差异：各地依照中央 136 号文推进地方细则出台，推动各地存量、增量项目全面入市，其中机制电量、机制电价、执行期限等政策细节可能存在差异，导致各地区新能源项目收益率存在差异，新能源项目收益率确定性需重新评估；
- 2) 电力供需与一次能源价格波动影响：电价受到电力供需、一次能源价格等多重因素影响，电价波动将影响新能源运营商业绩表现；
- 3) 消纳问题缓解节奏存在不确定性：随着电力系统调节能力、特高压送出通道、绿电直连等多种环节投资落地，多项政策推进，新能源消纳有望得到逐步解决，但消纳问题缓解的节奏依然存在不确定性，部分地区可能依然存在限电等问题，短期无法得到解决，影响新能源项目收益率。

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（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。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证 50 指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在 15%以上；

增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于 5%与 15%之间；

中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与 5%之间；

减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于基准 5%以上；

中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对基准-5%与 5%；

减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于基准 5%以上。

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应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>