



公用事业行业研究

买入（维持评级）
行业周报

证券研究报告

国金证券研究所

 分析师：姜涛（执业 S1130525120007）
 jiang_tao@gjzq.com.cn

 分析师：许子怡（执业 S1130526030003）
 xuziyi@gjzq.com.cn

 分析师：卢佳琪（执业 S1130526070001）
 lujiayi@gjzq.com.cn

联系人：郭仕豪

guoshihao@gjzq.com.cn

可再生能源规划发布，煤水火行情均有演绎

投资逻辑：

■ “十五五”可再生能源规划落地，关注大基地建设提速

7 月 23 日，发改委、能源局印发《可再生能源发展“十五五”规划》，推动可再生能源由电力增量主体向具有保供能力的主体能源转变，目标到 2030 年可再生能源消费总量、发电装机和发电量分别达到 18 亿吨标准煤（较 2025 年增长 53%）、35 亿千瓦（十五五新增 11.6 亿千瓦）和 6 万亿千瓦时（较 2025 年增长 50%），风光装机超过 28 亿千瓦（十五五新增近 10 亿千瓦）；“三北”基地和分布式新能源分别新增 3.7 亿千瓦、3 亿千瓦以上。同时，规划首次设置风光置信出力、晚高峰电量占比和可靠顶峰能力指标。相较“十四五”可再生能源规划，“十五五”规划主要有三大转变：发展目标新增装机总量、置信出力等量化指标；开发强调源网荷储协同；非电利用目标大幅上调，重心转向工业燃料原料替代。从最新装机看，2026 年 6 月末全国发电设备装机达到 4043GW，同比增长 10.8%；新增装机 159GW，其中风光 111GW，较 2025 年同期的 264GW 明显下降，重视新能源装机的高质量发展，建议关注大基地的建设提速。

■ 煤炭及公用超额持续，电力板块成交额占比迅速回升

煤炭板块本周上涨 2.61%（相对沪深 300 超额收益达 3.66%），公用板块本周上涨 2.27%（超额达 3.32%），其中火电板块上涨 5.87%（为 SW 三级行业第 7 名）。本周秦皇岛 5500 大卡现货煤价回升至 822 元/吨（周环比上升 6 元/吨），同比涨幅达 179 元/吨，港口库存持续走高、电厂日耗受气温及水电影响承压。基于上述情况，我们认为煤矿安监强度是短期的核心关注指标，长周期角度关注煤价中枢抬升带来的 EPS 与估值双击。水电方面，近期雅砻江及大渡河来水明显改善，且去年同期基数低。未来一段时间西南降水有所改善，关注水电量增贡献。水电电价整体保持稳定，盈利弹性优于其他电源类型；且水电龙头股息率及息差均处于历史高位，具备估值空间。煤炭与水电作为周期红利类资产中基本面向上的品种，符合我们对“利与红利”的期待；近期电力板块显著回升、煤炭板块亦迎底部小幅向上。统计部分公司上半年经营数据来看，大部分公司 26Q2 电价环比均有所改善，电量受装机及所在流域影响分化较大。

■ 底部利润且具备股息，火电迎重点配置窗口

我们重申火电的配置价值，即在今年年度长协电价剧烈下行、现货煤价剧烈上涨的情况下，火电公司虽业绩承压，但也同时明确了底部利润水平，我们预计部分火电公司今年仍可保持 4-5% 的股息率水平。火电的底部配置价值已经明确，我们认为未来将迎业绩与估值向上：一是电量电价与煤价的关联度提升，煤价→现货电价→月度电价→年度长协的传导链条日益清晰；二是火电公司的顶峰保供价值和容量价值得到挖掘，能源局预计今年用电负荷在 15.75 亿~16 亿千瓦，去年同期最大负荷为 15.08 亿千瓦，火电的顶峰和调节价值得到体现，看好市场化交易与容量电价提升。我们认为当下的火电所处状态或可类比去年煤价底部位置的煤炭，即悲观情形下的股息率具备价值，则未来盈利与估值可迎双击，我们建议关注季度业绩年化仍较为低估的、具备股息率的火电公司。

■ 煤与煤电、利与红利，关注算电融合与能源强国

我们继续看好算电融合产业趋势，并关注能源强国的行情演绎。相关标的：火电：国电电力、皖能电力、宝新能源、华能国际、华电国际；水电：川投能源、长江电力、国投电力；煤炭：陕西煤业、淮北矿业。燃气：九丰能源。

■ 风险提示

煤价波动幅度超预期；绿电装机及消纳情况不及预期；电力体制改革政策出台不及预期。



内容目录

一、“十五五”可再生能源进入高质量发展，6月新增风电同比、环比提升	4
（一）“十五五”可再生能源规划落地，首次新增风光置信出力及可靠顶峰能力指标	4
（二）1-6月新增风光装机111GW，6月新增风电同比、环比大幅提升	6
（三）大部分公司Q2电价环比改善，各电源电量增速分化较大	7
二、电力煤炭高频数据跟踪	8
三、板块估值及交易情况	12
四、风险提示	14

图表目录

图表 1：“十五五”可再生能源主要目标	4
图表 2：“十四五”规划目标完成情况	5
图表 3：“十四五”与“十五五”可再生能源规划比较	5
图表 4：2026年1-6月全国发电设备总装机容量达4043GW	6
图表 5：2026年6月末火电装机占比已降至38.8%	6
图表 6：2026年1-6月新增火电装机约38.4GW	6
图表 7：2026年1-6月新增水电装机约6.0GW	6
图表 8：2026年1-6月新增风电装机约38.6GW	7
图表 9：2026年1-6月新增光伏装机约72.1GW	7
图表 10：2026年1-6月新增核电装机约3.6GW	7
图表 11：2026年上半年部分公司经营数据情况（按26Q2同比增速排序）	7
图表 12：内贸煤价格本周有所回升	9
图表 13：北方港口煤炭库存持续回升	9
图表 14：电厂日耗仍处低位	9
图表 15：坑口煤价维持平稳	9
图表 16：国内外煤价价差进一步收窄	9
图表 17：溪洛渡日度入库流量	10
图表 18：三峡日度入库流量	10
图表 19：锦屏一级日度入库流量	10
图表 20：官地日度入库流量	10
图表 21：猴子岩日度入库流量	11
图表 22：瀑布沟日度入库流量	11
图表 23：龙滩日度入库流量	11
图表 24：水布垭日度入库流量	11



图表 25: 广东燃煤现货电价冲高后回落	11
图表 26: 山西现货市场电价波动运行	11
图表 27: 全国 LNG 出厂价格指数延续小幅回落	12
图表 28: 主要天然气市场价格表现分化	12
图表 29: 公用事业板块 PE 近十年分位数 53.95%.....	12
图表 30: 公用事业板块 PB 近十年分位数 41.52%.....	12
图表 31: 煤炭板块 PE 近十年分位数 90.23%.....	13
图表 32: 煤炭板块 PB 近十年分位数 93.31%.....	13
图表 33: 公用事业板块成交量/额占比自低位迅速回升	13
图表 34: 煤炭板块成交量/额占比自低位迅速回升	13
图表 35: 煤炭与公用事业攀升至前列	14



一、“十五五”可再生能源进入高质量发展，6月新增风电同比、环比提升

（一）“十五五”可再生能源规划落地，首次新增风光置信出力及可靠顶峰能力指标

7月23日，国家发展改革委、国家能源局印发《可再生能源发展“十五五”规划》。总量方面，规划提出到2030年可再生能源消费总量达到18亿吨标准煤左右，可再生能源发电总装机达到35亿千瓦左右、年发电量达到6万亿千瓦时左右。其中，风电、太阳能发电总装机达到28亿千瓦以上，装机占比超过50%；年发电量达到4万亿千瓦时以上，占全国发电量的30%。

结构方面，规划提出以“沙戈荒”地区为重点推进“三北”风电光伏基地建设，“十五五”期间“三北”风电光伏基地新增装机3.7亿千瓦以上；推动分布式新能源与工商业、交通、建筑和农业融合发展，全国分布式新能源新增装机3亿千瓦以上；推进海上风电由近海向深远海拓展，2030年累计装机达到1亿千瓦以上。

调节能力方面，规划首次设置风光置信出力和可靠顶峰能力指标。到2030年，全国风电光伏平均置信出力达到8%，迎峰度夏、度冬晚高峰风光电量占比达到20%以上，“十五五”期间新增可再生能源可靠顶峰发电能力3亿千瓦以上。同时，全国抽水蓄能装机由2025年的0.66亿千瓦提高至1.6亿千瓦。

非电利用方面，规划提出推动可再生能源由发电领域向工业供热、交通燃料和工业原料领域延伸。到2030年，可再生能源非电利用规模达到1.5亿吨标准煤，较2025年增长1.5倍；可再生能源制氢规模由2025年的25万吨提升至200万吨。

图表1：“十五五”可再生能源主要目标

维度	指标	2025年实际值	2030年目标值	“十五五”增量或变化
总量	可再生能源消费总量*	11.8亿吨标准煤	18亿吨标准煤	增长约52.5%
发电	可再生能源发电总装机	23.4亿千瓦	35亿千瓦	增加11.6亿千瓦
	可再生能源年发电量	约4万亿千瓦时	约6万亿千瓦时	增长约50%
风光	风电、太阳能装机*	18.4亿千瓦	28亿千瓦以上	至少增加9.6亿千瓦
	风电、太阳能装机占比	约47%	超过50%	提高3个百分点以上
	风电、太阳能发电量	2.3万亿千瓦时	4万亿千瓦时以上	预期增长73.9%
水电	水电总装机	4.5亿千瓦	5.7亿千瓦	增加1.2亿千瓦
	其中：抽水蓄能装机	0.66亿千瓦	1.6亿千瓦	增加约0.94亿千瓦
非电利用	可再生能源非电利用规模	0.6亿吨标准煤	1.5亿吨标准煤	增长150%
	可再生能源制氢规模	25万吨	200万吨	增长7倍
可靠替代	风光平均置信出力	-	0.08	新增考核指标
	晚高峰风光电量占比	-	20%以上	提高约10个百分点
	新增可靠顶峰发电能力	-	五年累计3亿千瓦以上	新增考核指标

来源：国家能源局，国金证券研究所

备注：*为约束性目标，其余为预期性目标

回顾“十四五”来看，可再生能源主要目标已经完成，其中消费总量、发电量和风光发电量显著超额完成。可再生能源消费总量由2020年的6.8亿吨标准煤提高至2025年的11.8亿吨标准煤，较10亿吨标准煤的目标高18%。可再生能源发电量由2.21万亿千瓦时提高至3.99万亿千瓦时，较3.3万亿千瓦时的目标高约21%。风光装机发展明显超过规划预期，2025年风电、光伏装机合计达到18.4亿千瓦，约为2020年的3.5倍，历史性超过火电；风光发电量由2020年的约0.73万亿千瓦时提高至2.3万亿千瓦时，达到2020年的约3.2倍，明显超过“翻番”目标。非电利用规模由2020年的约5000万吨标准煤增加至2025年的约6000万吨标准煤，基本达到规划目标，但增长明显慢于发电领域，说明可再生能源消费仍主要由电力拉动。


图表2：“十四五”规划目标完成情况

指标	2020 年基数	“十四五”规划 2025 年目标	2025 年实际值	完成情况
可再生能源消费总量	6.8 亿吨标准煤	10 亿吨标准煤左右	11.8 亿吨标准煤	完成率约 118%，超额完成
可再生能源发电量	2.21 万亿千瓦时	3.3 万亿千瓦时左右	3.99 万亿千瓦时	完成率约 121%，超额完成
风电、光伏发电量	约 0.73 万亿千瓦时	较 2020 年翻番，约 1.46 万亿千瓦时	2.30 万亿千瓦时	达到 2020 年的约 3.2 倍，超额完成
可再生能源非电利用	约 5000 万吨标准煤	6000 万吨标准煤以上	约 6000 万吨标准煤	基本完成

来源：国家能源局，国金证券研究所

与“十四五”规划相比，“十五五”规划在发展方向上体现出三个主要变化：第一，发展目标由此前规模扩张侧重高质量发展。“十四五”规划主要设置可再生能源消费总量、发电量、消纳责任权重和非电利用四类目标，没有单独设置总装机目标；“十五五”规划则明确提出 35 亿千瓦总装机、28 亿千瓦风光装机以及 6 万亿千瓦时发电量目标，并首次增加风光置信出力、晚高峰电量占比和可靠顶峰能力指标。第二，开发方式侧重电源、电网、储能和负荷协同。“十四五”时期政策重点在于推动大型风光基地、分布式新能源及水风光综合基地建设；“十五五”规划进一步强调系统友好型风光电站、多能一体化、抽水蓄能、柔性负荷、虚拟电厂、车网互动和源网荷储一体化，要求新能源在扩大规模的同时承担更多电力系统支撑责任。第三，非电利用目标规模快速提升。“十四五”非电利用目标为 6000 万吨标准煤以上，主要覆盖地热供暖、生物质供热、生物燃料和太阳能热利用；“十五五”目标提高至 1.5 亿吨标准煤，并重点发展绿色氢氨醇、工业风光供热、生物天然气和可持续航空燃料，政策方向由传统供热向工业燃料和原料替代延伸。

图表3：“十四五”与“十五五”可再生能源规划比较

维度	“十四五”规划	“十五五”规划	主要变化
发展定位	大规模、高比例、市场化、高质量发展	扩量提质、可靠替代	从规模跃升转向系统价值提升
消费总量	2025 年达到 10 亿吨标准煤左右	2030 年达到 18 亿吨标准煤左右	继续扩大替代规模
发电总装机	未设置明确总量目标	2030 年达到 35 亿千瓦左右	新增明确的装机目标
发电量	2025 年达到 3.3 万亿千瓦时左右	2030 年达到 6 万亿千瓦时左右	发电量继续增长约 50%
风光发展	风光发电量较 2020 年翻番	装机超过 28 亿千瓦，发电量超过 4 万亿千瓦时	由单一电量目标转为装机、电量和占比并重
大型基地	建设九大清洁能源基地及“沙戈荒”基地	“三北”基地新增 3.7 亿千瓦以上，推进 100%绿电外送试点	基地建设规模化、系统化
分布式新能源	推动城镇、农村和工业园区分布式开发	新增装机 3 亿千瓦以上，与工商业、交通、建筑和农业融合	应用场景进一步扩展
海上风电	推进近海规模化、深远海示范	新增开工约 1 亿千瓦，2030 年累计装机超过 1 亿千瓦	深远海进入规模化开发
水电	推进西南水风光综合基地	水电装机 5.7 亿千瓦，强化灵活性改造	更强调水电调节功能
抽水蓄能	作为储能和调节能力建设的重要方向	2030 年装机达到 1.6 亿千瓦	建设速度明显加快
光热发电	推进示范项目和基地配套	2030 年装机力争达到 1500 万千瓦	从示范走向规模化
非电利用	2025 年达到 6000 万吨标准煤以上	2030 年达到 1.5 亿吨标准煤	成为“十五五”重点突破方向
绿色制氢	推动规模化制氢示范	2030 年达到 200 万吨	由示范转向规模化应用
消纳机制	总量消纳责任权重约 33%，非水电权重约 18%	落实消费最低比重目标，扩大重点行业强制消费范围	从省级电力消纳向行业终端消费延伸
系统支撑	强调提高储存和消纳能力	设置置信出力、晚高峰电量占比和可靠顶峰能力指标	可靠替代成为核心目标
市场机制	从补贴支持转向平价和市场化发展	新能源全面入市，完善容量补偿、绿证绿电和电—碳—证衔接	更强调收益机制和系统成本承担

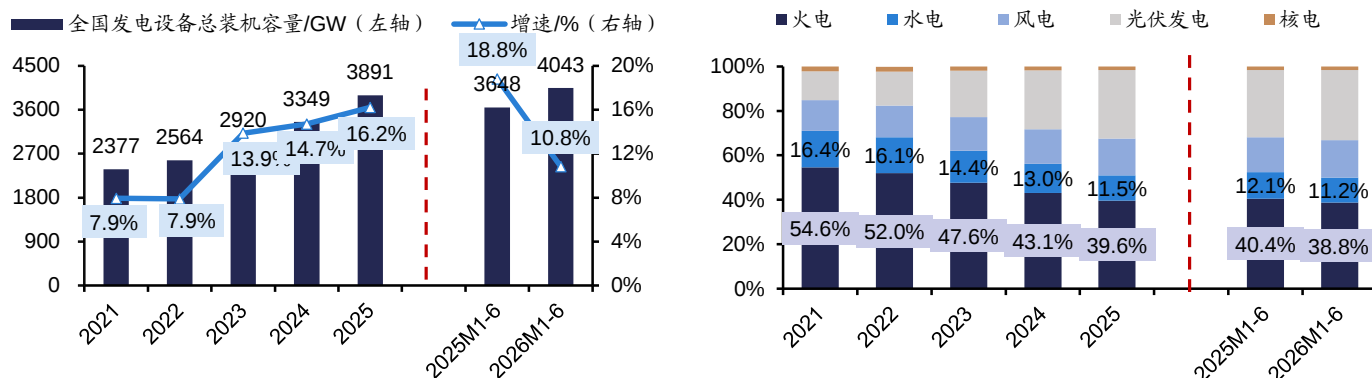
来源：国家能源局，国金证券研究所



(二) 1-6 月新增风光装机 111GW，6 月新增风电同比、环比大幅提升

截至 2026 年 6 月末全国发电设备装机达 4043GW，同比增长 10.8%，较 2025 年末增长 3.9%。从结构看，伴随新能源发电的不断发展，截至 2026 年 6 月末，我国装机格局分电源可拆分为：火电、水电、风电、光伏、核电装机分别占 38.8%、11.2%、16.8%、31.5%、1.6%。2026 年 1-6 月我国新增装机 158.7GW，其中风光新增装机 110.7GW，占全口径新增装机的七成左右。

图表4：2026 年 1-6 月全国发电设备总装机容量达 4043GW 图表5：2026 年 6 月末火电装机占比已降至 38.8%

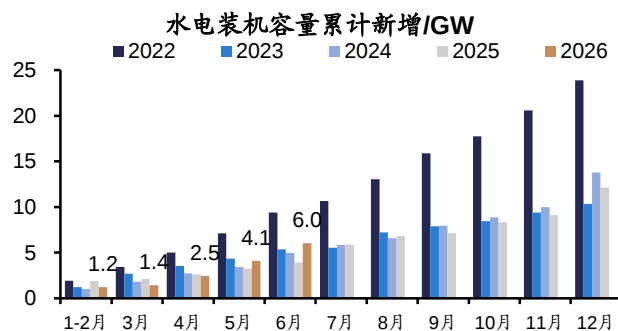
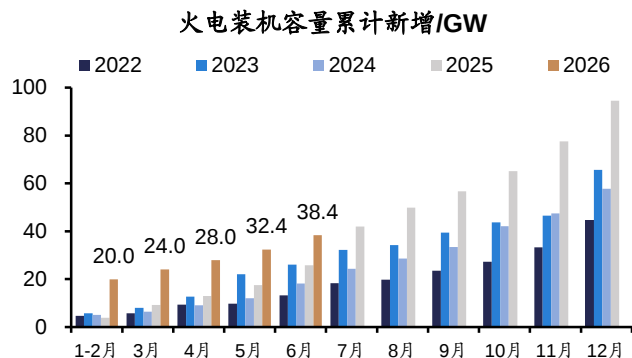


来源：iFinD，国金证券研究所

具体来看，1-6 月火电累计新增装机约 38.4GW，其中 6 月火电新增装机约 6.0GW（2025 年同期为 8.2GW，2024 年同期为 6.2GW）；水电开发相对充分，近年来新增装机相对有限，1-6 月水电累计新增装机约 6.0GW，其中 6 月水电新增装机约 1.9GW（2025 年同期为 0.7GW，2024 年同期为 1.6GW）。

图表6：2026 年 1-6 月新增火电装机约 38.4GW

图表7：2026 年 1-6 月新增水电装机约 6.0GW



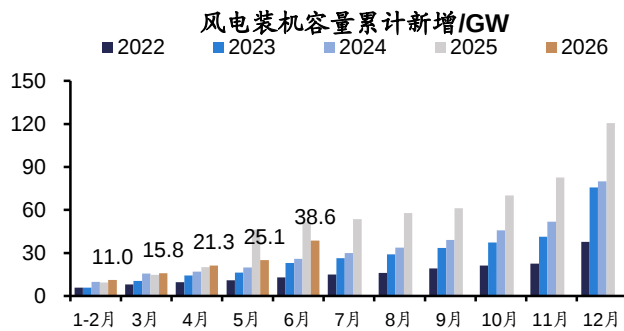
来源：iFinD，国金证券研究所

来源：iFinD，国金证券研究所

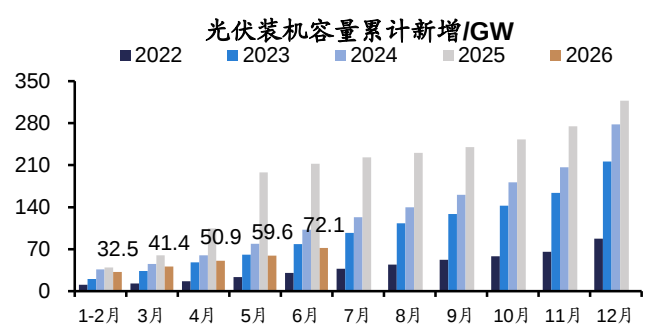
风光装机受上年 136 号文抢装影响，2026 年 1-5 月新增量大幅下降，6 月风电新增提升：1-6 月风光新增装机合计达 110.7GW（2025 年同期为 263.6GW）。其中风电 6 月新增装机约 13.6GW（2025 年同期为 5.1GW），1-6 月累计新增装机约 38.6GW（2025 年同期为 51.4GW）；光伏 6 月新增装机约 12.5GW（2025 年同期为 14.4GW），1-6 月累计新增装机约 72.1GW（2025 年同期为 212.2GW）。核电方面，1 月中国核电福建漳州 1.2GW、4 月中广核惠州核电 1.2GW、4 月中广核苍南核电 1.21GW 投产，5-6 月暂无新增商运核电机组。



图表8：2026年1-6月新增风电装机约38.6GW

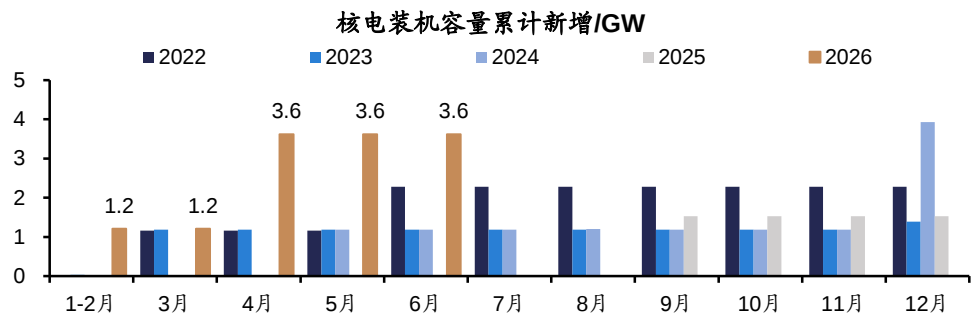


图表9：2026年1-6月新增光伏装机约72.1GW



来源：iFinD，国金证券研究所

图表10：2026年1-6月新增核电装机约3.6GW



来源：iFinD，国金证券研究所

（三）大部分公司 Q2 电价环比改善，各电源电量增速分化较大

统计部分公司发布上半年经营数据公告来看，大部分公司 26Q2 电价环比均有所改善。其中较为突出的国投电力上半年平均上网电价同比上涨 3.7%，其中 Q2 上涨 8.3%，考虑为电价较低水电电量占比下降影响（26Q2 公司水电发电量同比下滑 28.2%）；申能股份上半年平均上网电价同比上涨 1.4%，其中 Q2 上涨 7.1%，考虑或为燃机顺价价格上调、跨省交易电价水平较高等影响；华能蒙电电价下滑较多，主要为新能源比例提升，叠加电力市场化交易影响，报价整体下探，拉低公司平均售电单价。

电量方面，各公司表现出现分化，火电电量中国电力受益于装机投产等影响，26Q2 同比增长 9.2%；申能股份 Q2 同比增长 7.7%，但上海电力 Q2 同比-13.9%，或为机组检修时间差异等影响。水电方面，中国电力 Q2 电量同比大幅增长 77.6%，大唐发电同比增长 17.8%，国投电力同比下滑较大。风电方面，装机规模相对稳定的公司 Q2 电量降幅环比继续扩大。

图表11：2026年上半年部分公司经营数据情况（按26Q2同比增速排序）

全口径电价（元/千瓦时）	2026H1	2025H1	同比	2026Q2	2025Q2	同比
国投电力	0.366	0.353	3.7%	0.379	0.350	8.3%
申能股份	0.511	0.504	1.4%	0.544	0.508	7.1%
华电国际	0.518	0.517	0.2%	0.534	0.516	3.5%
国电电力	0.393	0.410	-4.0%	0.391	0.395	-0.9%
大唐发电	0.431	0.444	-3.1%	0.424	0.429	-1.2%
上海电力	0.550	0.580	-5.2%	0.560	0.570	-1.8%
华能蒙电	0.320	0.356	-10.4%	0.308	0.350	-12.1%
火电发电量/亿千瓦时	2026H1	2025H1	同比	2026Q2	2025Q2	同比



国电电力	1637	1518	7.8%	807	738	9.2%
申能股份	212	210	1.0%	96	89	7.7%
大唐发电	986	958	3.0%	483	468	3.4%
国投电力	224	223	0.7%	119	120	-0.4%
华能蒙电	209	224	-6.4%	104	114	-8.1%
建投能源	230	246	-6.5%	103	116	-11.1%
华电国际	1043	1165	-10.5%	463	532	-13.0%
上海电力	255	281	-9.3%	116	133	-13.2%
中国电力	213	238	-10.6%	95	110	-13.9%
水电发电量/亿千瓦时	2026H1	2025H1	同比	2026Q2	2025Q2	同比
中国电力	125	82	51.9%	84	47	77.6%
大唐发电	157	134	17.0%	111	94	17.8%
长江电力	1327	1267	4.8%	709	690	2.8%
国电电力	231	227	1.7%	157	155	1.4%
华能水电	504	495	1.8%	286	297	-3.9%
国投电力	395	478	-17.4%	162	225	-28.2%
风电发电量/亿千瓦时	2026H1	2025H1	同比	2026Q2	2025Q2	同比
华电新能	362	339	6.8%	182	165	10.3%
国投电力	40	37	6.5%	19	18	6.4%
大唐发电	114	112	1.2%	55	54	0.6%
龙源电力	313	335	-6.7%	148	157	-5.9%
上海电力	56	59	-5.2%	27	29	-8.3%
申能股份	32	33	-2.5%	15	17	-11.3%
国电电力	100	111	-10.0%	47	54	-13.1%
中国电力	144	167	-13.8%	70	83	-15.4%
光伏发电量/亿千瓦时	2026H1	2025H1	同比	2026Q2	2025Q2	同比
国投电力	45	33	37.4%	25	18	37.6%
华电新能	280	222	26.4%	161	124	29.7%
龙源电力	75	61	22.2%	42	36	14.6%
大唐发电	38	36	5.9%	22	21	4.8%
国电电力	111	102	9.0%	64	62	4.3%
中国电力	129	130	-0.2%	75	73	3.0%
上海电力	38	38	0.7%	22	22	0.3%
申能股份	14	16	-13.8%	8	9	-13.9%

来源：iFinD，国金证券研究所

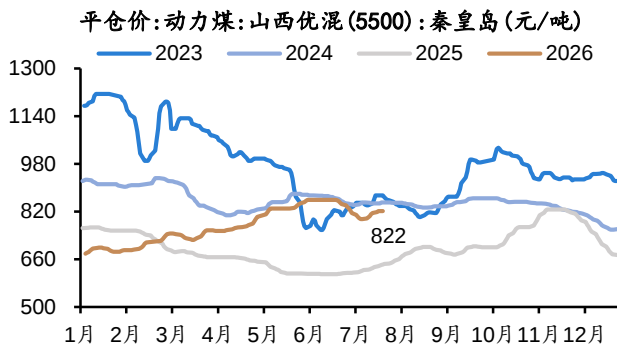
备注：国电电力、大唐发电、中国电力电量为上网电量/售电量口径

二、电力煤炭高频数据跟踪

现货煤价年初至今持续抬升，6月中旬高位企稳后近期小幅回落，7月开始有所回升。截止7月24日秦皇岛港5500大卡现货煤价为822元/吨，同比上涨179元/吨(幅度+27.8%)，周环比上涨6元/吨(幅度+0.7%)。3月以来伴随供暖季结束、气温回升，电厂日耗维持季节性低位，近期迎峰度夏需求逐步启动带动日耗边际修复，截止7月12日为454万吨，同比-75万吨，周环比+7.3%。综合影响下，近期港口煤炭库存小幅回升，截止7月20日，北方港口库存达4153.1万吨，同比+684.0万吨(幅度+19.7%)，周环比+270.8万吨(幅度+7.0%)。

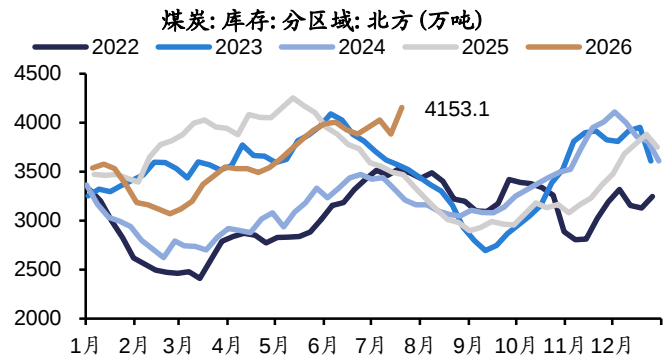


图表12：内贸煤价本周有所回升



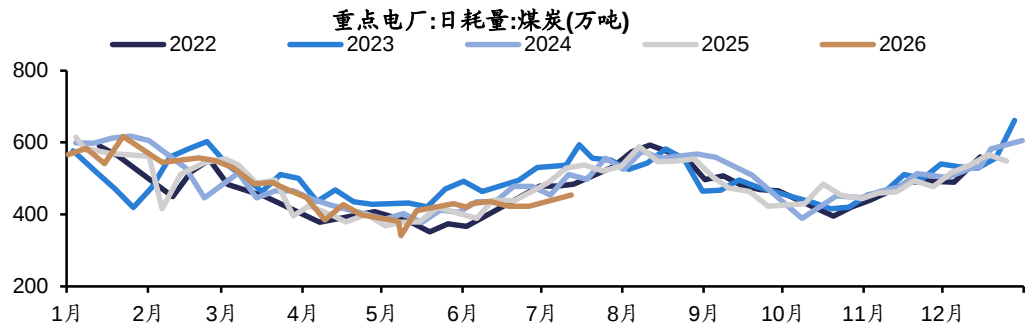
来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表13：北方港口煤炭库存持续回升



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

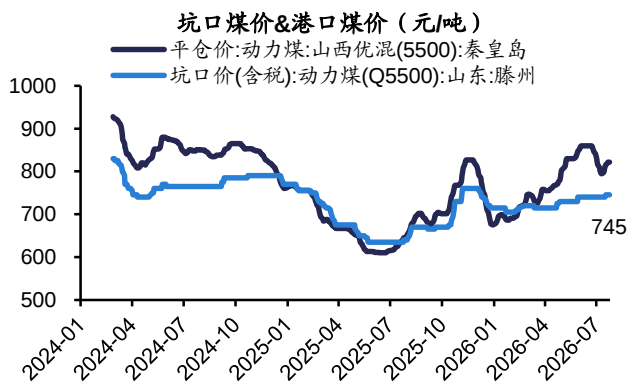
图表14：电厂日耗仍处低位



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

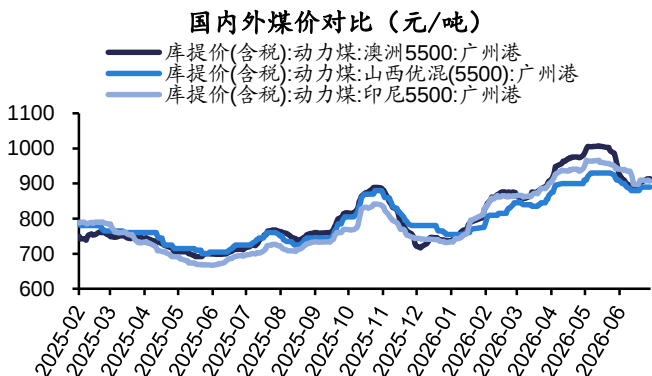
近期坑口煤价维持平稳，国内外煤价整体高位回落，进口煤价格优势仍不明显。山东滕州5500大卡坑口煤价在近期维持平稳，截止7月24日为745元/吨，低于秦皇岛港口价格77元/吨，上年同期价差为8元/吨，价差周环比扩大6元/吨。海外煤价方面，近期海外煤价整体自高位回落，但价格优势仍不明显，截止7月24日山西优混动力煤5500大卡库提价890.00元/吨，同比+165.0元/吨（幅度+22.8%），周环比持平；澳煤5500大卡库提价为914.02元/吨，同比+198.9元/吨（幅度+27.8%），周环比+7.7元/吨（幅度+0.8%）；印尼煤5500大卡库提价为906.90元/吨，同比+212.3元/吨（幅度+30.6%），周环比-2.8元/吨（幅度-0.3%）。

图表15：坑口煤价维持平稳



来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所

图表16：国内外煤价价差进一步收窄

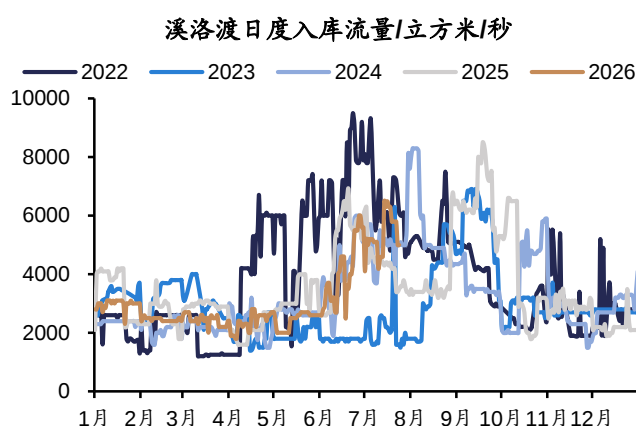


来源：中国煤炭市场网，国金证券研究所



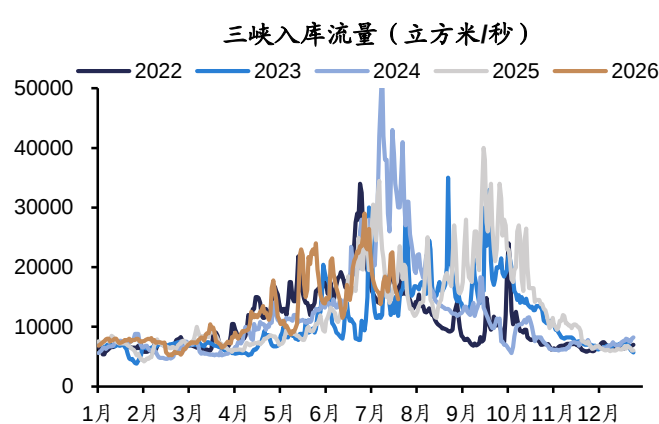
2026 年进入主汛期后水文条件明显改善，在去年同期来水偏枯的低基数下，水电发电量有望增长。根据各省水文网站数据，7 月 24 日金沙江下游溪洛渡电站入库流量为 5000 立方米/秒，同比+42.9%、周环比-20.6%；长江上游三峡电站来水偏丰，7 月 24 日三峡电站入库流量为 14600 立方米/秒，同比-27.0%、周环比-8.2%。雅砻江入汛后来水快速抬升，锦屏一级电站 7 月 25 日入库流量为 1880 立方米/秒，同比+132.1%、周环比-7.2%；官地电站 7 月 25 日入库流量为 1820 立方米/秒，同比+93.1%、周环比+2.4%。大渡河 6 月来水偏丰，猴子岩电站 7 月 25 日入库流量为 978 立方米/秒，同比-8.4%、周环比-32.6%；瀑布沟电站 6 月平均入库流量同环比均增长，7 月 25 日为 1900 立方米/秒，同比-1.6%、周环比-31.2%。红水河龙滩电站来水较好，6 月入库流量同环比涨幅出众，最新 7 月 24 日为 2157 立方米/秒，同比-10.1%、周环比-16.9%。清江水布垭电站 6 月来水偏丰，7 月有所回落，最新 7 月 25 日入库流量为 53.91 立方米/秒，同比-59.7%、周环比-85.0%。

图表17：溪洛渡日度入库流量



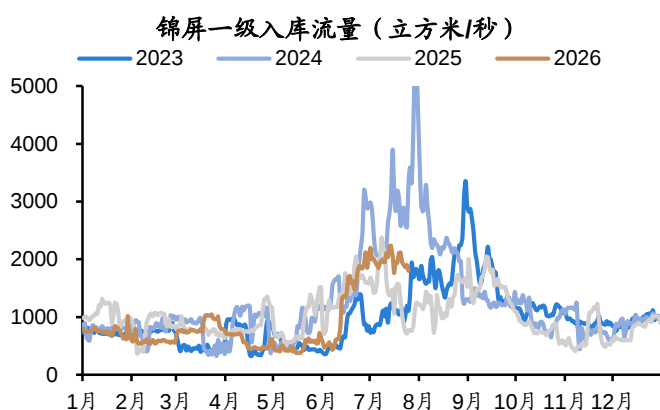
来源：iFinD，国金证券研究所

图表18：三峡日度入库流量



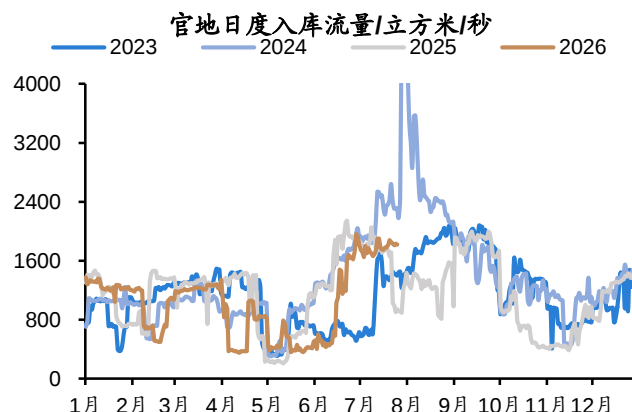
来源：iFinD，国金证券研究所

图表19：锦屏一级日度入库流量



来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

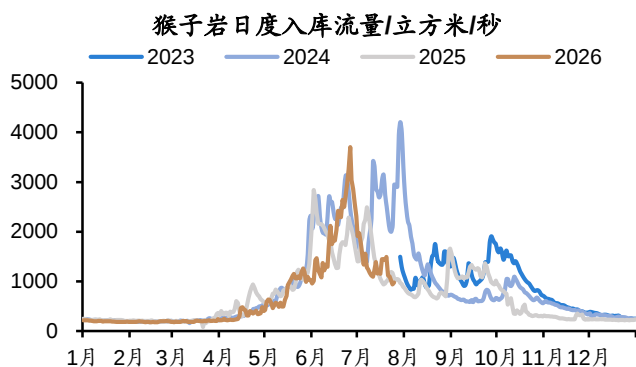
图表20：官地日度入库流量



来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

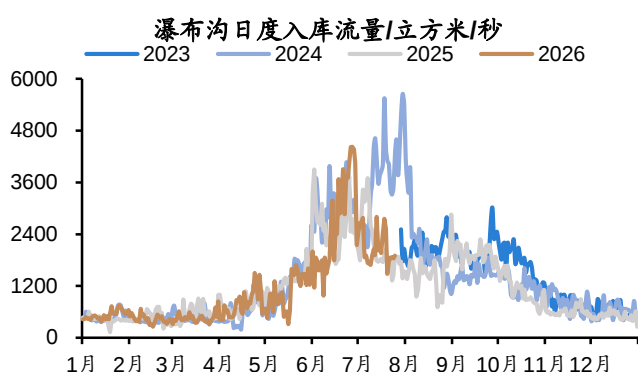


图表21: 猴子岩日度入库流量



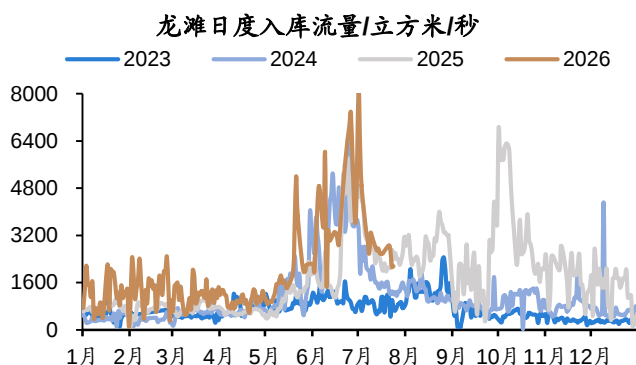
来源: 四川省水文水资源勘测中心, 国金证券研究所

图表22: 瀑布沟日度入库流量



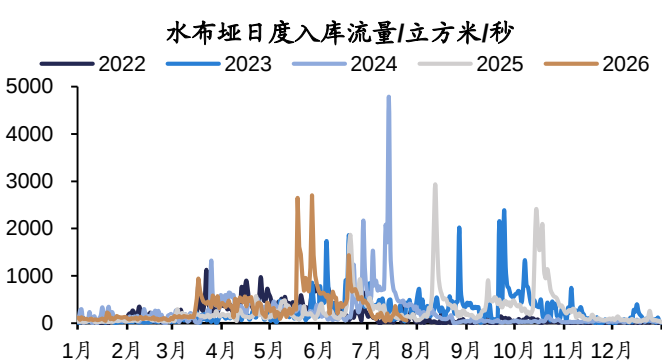
来源: 四川省水文水资源勘测中心, 国金证券研究所

图表23: 龙滩日度入库流量



来源: 贵州省南北盘江红水河航道管理局, 国金证券研究所

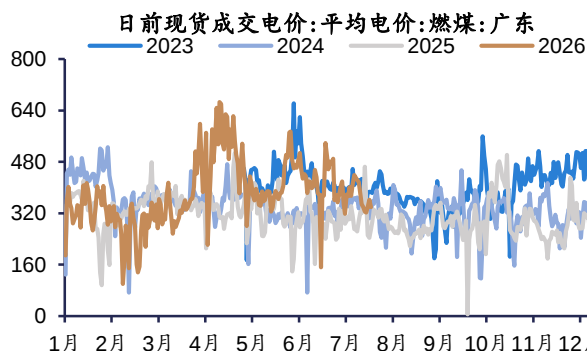
图表24: 水布垭日度入库流量



来源: 湖北省水文水资源中心, 国金证券研究所

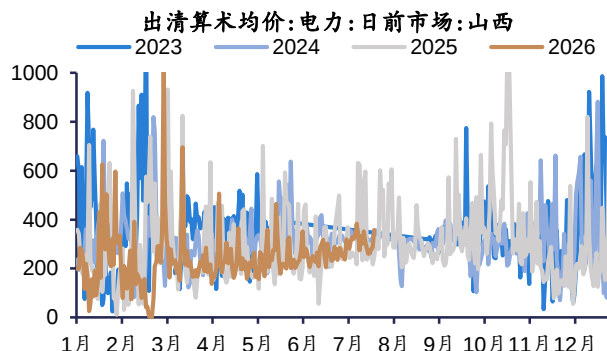
年初至今多省现货电价整体较前期低位有所回升, 但近期波动有所加大: 广东作为用电负荷中心之一, 受需求修复及煤价上行等因素支撑, 燃煤现货电价近期冲高后有所回落, 但整体仍维持相对高位, 截止7月22日燃煤电价339.11元/兆瓦时, 同比+69.8元/兆瓦时(幅度+25.9%); 山西日前市场电价较前期低位有所修复, 近期价格波动上升, 截止7月23日日市出清算算术均价356.66元/兆瓦时, 同比+115.6元/兆瓦时(幅度+48.0%)。

图表25: 广东燃煤现货电价冲高后回落



来源: 广东电力交易中心, 国金证券研究所

图表26: 山西现货市场电价波动运行



来源: 山西电力交易中心, 国金证券研究所

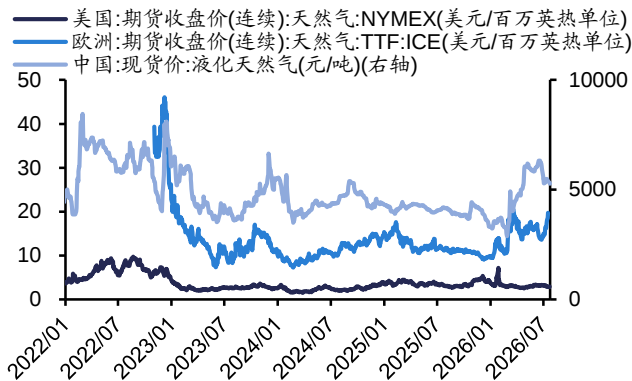
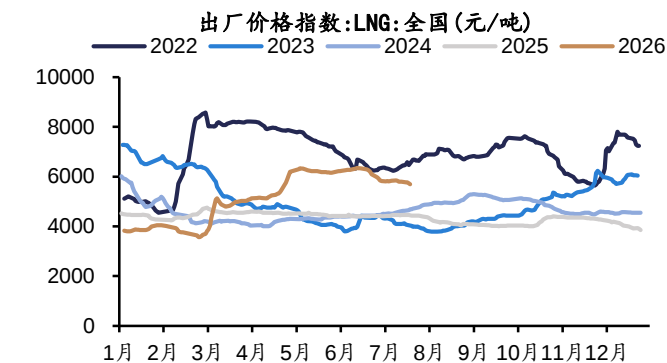
国内气价周环比回落, 海外气价表现有所分化。2022年俄乌冲突爆发后, 欧洲天然气供应链持续受扰, TTF气价一度飙升至历史高位, 全球气价共振上行, 国内LNG价格亦同步抬升。进入2026年后, 中东地缘风险阶段性加剧, 霍尔木兹海峡通行风险扰动, 进一步扰



动全球油气运输与供需预期，推动国际天然气价格波动加大。本周来看，欧洲 TTF 小幅上涨；美国 NYMEX 气价小幅回落；国内 LNG 价格周环比下降。截止 7 月 23 日欧洲 TTF 现货价格为 62.50 欧元/兆瓦时，同比+89.7%，周环比+13.3%；截止 7 月 23 日美国 NYMEX 天然气期货价格为 2.92 美元/百万英热，同比-4.9%，周环比+0.8%；截止 7 月 23 日中国 LNG 现货价格为 5697 元/吨，同比+28.2%，周环比-1.7%。

图表27：全国 LNG 出厂价格指数延续小幅回落

图表28：主要天然气市场价格表现分化



来源：上海石油天然气交易中心，国金证券研究所

来源：CME，ICE，国金证券研究所

三、板块估值及交易情况

估值水平上，公用事业板块市盈率（剔除负值）为 20.30，近十年估值分位数为 53.95%，煤炭板块市盈率（剔除负值）为 17.88，近十年估值分位数为 90.23%；公用事业板块市净率为 1.74，近十年估值分位数为 41.52%，煤炭板块市净率为 1.68，近十年估值分位数为 93.31%。在交易量上，2026 年 2 月在算电融合催化下，公用事业板块成交占比一度明显抬升，5 月中旬至 6 月初再度走高后近期持续回落，但本周迅速回升，7 月 24 日公用事业板块成交量占比 8.65%，成交额占比 3.45%；煤炭板块来看，成交活跃度亦自 6 月初高位回落，本周同样迅速回升，7 月 24 日成交量占比 1.16%、成交额占比 0.59%。年初至今 SW 一级行业中，煤炭、公用事业板块分别上涨 14.40%、2.04%，分别位列第三、第五名。

图表29：公用事业板块 PE 近十年分位数 53.95%

图表30：公用事业板块 PB 近十年分位数 41.52%



来源：iFind，国金证券研究所

来源：iFind，国金证券研究所



图表31：煤炭板块PE近十年分位数 90.23%



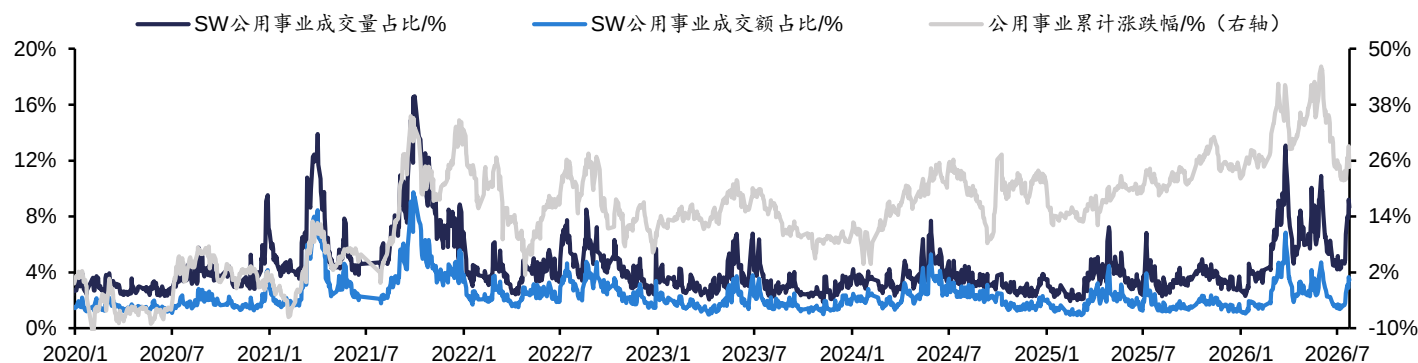
图表32：煤炭板块PB近十年分位数 93.31%



来源：iFind，国金证券研究所

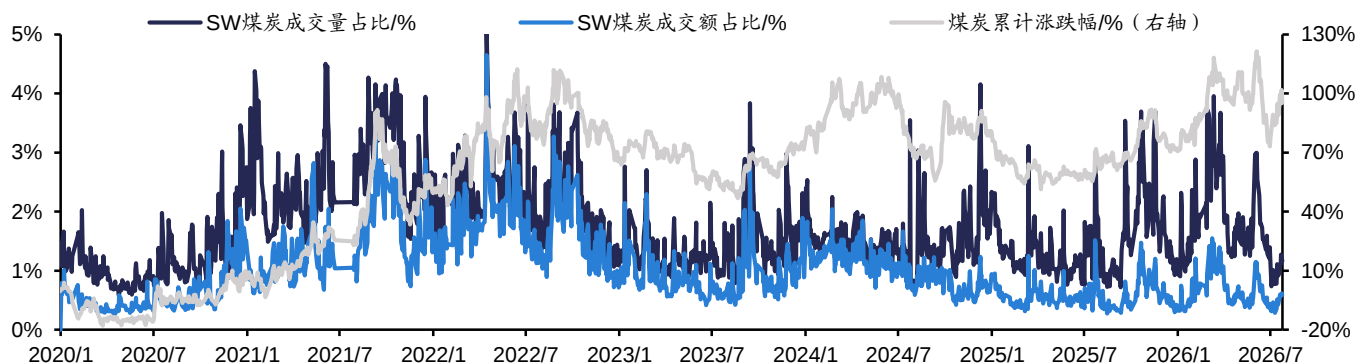
来源：iFind，国金证券研究所

图表33：公用事业板块成交量/额占比自低位迅速回升



来源：iFind，国金证券研究所

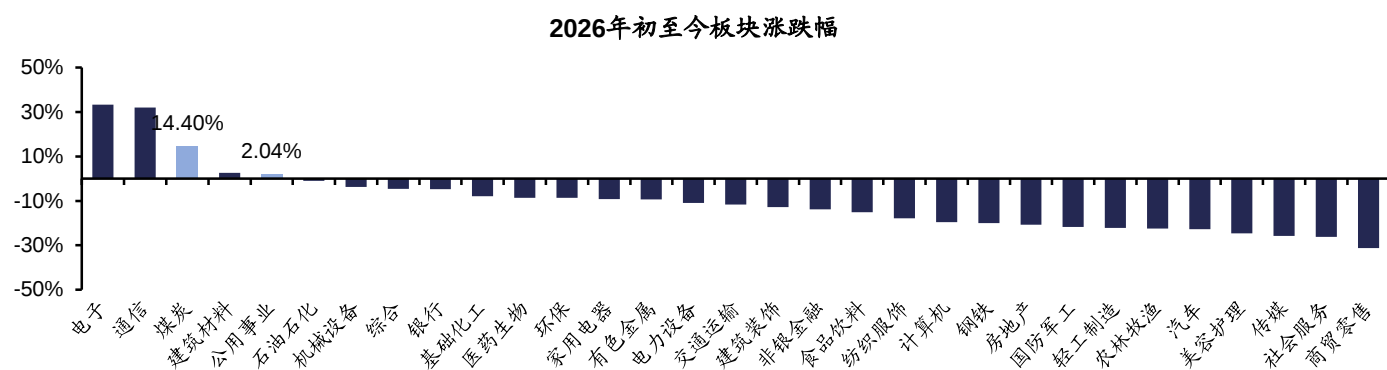
图表34：煤炭板块成交量/额占比自低位迅速回升



来源：iFind，国金证券研究所



图表35：煤炭与公用事业攀升至前列



来源：iFind，国金证券研究所

四、风险提示

煤价波动幅度超预期：若进口煤价格、国际能源价格扰动导致煤价超预期上涨，火电度电燃料成本可能重新抬升，压缩电量端和容量电价带来的盈利改善空间，并影响火电自由现金流转正、资产负债率下降及分红能力提升的持续性。

绿电装机及消纳情况不及预期：新能源全面入市后，绿电盈利对利用小时、市场化交易电价和消纳水平更加敏感。若风光装机继续高增但电网外送、调节电源及负荷增长不及预期，弃风弃光率可能抬升，大发时段电价折价扩大，导致绿电电量增长难以转化为收入和利润增长。

电力体制改革政策出台不及预期：若电力市场化改革推进节奏慢于预期，或机制电价、容量补偿、辅助服务收益、系统运行费用分摊等细则落地不及预期，相关资产盈利稳定性和现金流改善可能弱于判断，影响公用事业化重估逻辑兑现。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金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。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，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国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建国内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究