

● 证 券 研 究 报 告 ●

供需两旺电价回升 算电低碳重塑价值

2026年中期公用事业行业策略报告

证券分析师：王璐 A0230516080007

朱赫 A0230524070002

研究支持：常洪雨 A0230125070007

2026.6.10



大势如潮 百花齐放
Tide Rolls On, Opportunities Blossom

申万宏源 · 2026资本市场夏季策略会
Shenwan Hongyuan · 2026 Summer Capital Market Strategy Conference

投资观点

- 水电:来水偏丰及财务费用下降，分红比例具有提升空间。** 2025年秋汛保障了今年Q1水电发电量同比高增，4月入汛后长江中下游持续极端降水，Q2预计水电保持同比高增长。水电开发进入尾声，现金流充沛，可优化债务结构及提前还贷，财务费用持续下降。部分上市公司机组资产折旧到期，进一步提升盈利能力。水电股分红能力进一步提升，**继续看好国投电力、长江电力、川投能源、华能水电、桂冠电力等大水电公司红利价值。**
- 煤电:算电协同利好区域龙头，现货电价上涨修复盈利能力。** 算力中心用电高增，算力集群所在地的煤电由基础负荷转向电网调节刚需。煤电联营企业依托低成本煤源筑牢盈利底座，存量火电现金流稳健、高股息属性明确。国际形势导致煤价进一步抬升，月度长协及现货电价显著反弹，修复煤电盈利能力。**推荐华能国际(A+H)、建投能源、国电电力、华能蒙电、广州发展、华润电力等。**
- 核电:托底电价政策落地，2027年机组投产高增长即将启动。** 2026年Q1机组集中检修压制上半年发电量水平。辽桂两地出台核电托底电价政策，锁定绝大部分电量收益，对冲现货电价波动。电价底部夯实，叠加十四五装机稳步投产，核电即将迎来业绩反转。**建议关注中国核电、中国广核(A+H)。**
- 新能源:算力配套持续落地带动供需改善，2027年迎来反转窗口。** 当前风光机组利用小时、上网电价持续下行，叠加风电增值税退税政策退坡，Q1新能源盈利能力显著下降。随着绿电直连、算电协同配套政策持续落地，以及特高压建设的推进，新能源消纳压力有望逐年缓解。看好2027年新能源供需格局改善，电价企稳，行业迎来困境反转。**建议关注新天绿色能源、龙源电力、华润电力、福能股份等。**
- 天然气:国际形势严峻，国内抵御风险能力强。** 中东局势导致霍尔木兹海峡航运持续受阻，全球约20%LNG供给中断导致短期全球天然气供需紧张。欧亚气价以及全球油价在3月后大幅上涨，其中中东LNG近80%供给亚洲，东北亚LNG现货价格涨幅更为显著。我国天然气进口来源多元，抵御风险能力强。三桶油管道气合同年内仅小幅上涨，国内供需具有灵活调整空间，保障我国天然气产业稳态运行。短期来看，具有海外长协资源天然气贸易商有海外转售能力，短期盈利能力增强，**推荐新奥股份、九丰能源、新天绿色能源、深圳燃气等。**国内城燃运营商经营稳健，低碳政策利好天然气长期发展，**推荐昆仑能源、新奥能源、华润燃气、香港中华煤气、中国燃气等。**
- 风险提示:** 天然气价格高波动风险、国内顺价机制落地情况不及预期风险、电价波动风险

主要内容

1. 产业升级及气候异常 电力供需两旺
2. 燃料价增及市场联动 电价迎来拐点
3. 算电协同及低碳发展 电力攻守兼备
4. 多气源防御国际动荡 燃气平稳应对
5. 投资观点

1.1.1 电力供给侧：来水改善水电增幅显著，火电稳供托底用电

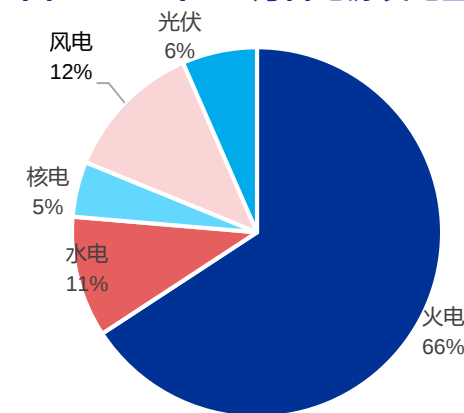
- **来水偏丰水电发电量高增。**2026 年 1-4 月水电发电量 3303 亿千瓦时，同比+9.9%，其中4月单月发电增速超过12%。5月湖北、重庆等地接连出现暴雨天气，长江中下游来水偏丰，奠定Q2水电发电能力。
- **火电依旧是电力系统压舱基石，供电兜底属性凸显。**2026 年 1-4 月火电发电量20546 亿千瓦时，同比+3.6%。1-4 月火电发电量占全口径发电量的 66%，稳居第一大电源。伴随风光装机规模持续增长，火电的稳定器、压舱石作用逐渐凸显，保障电网用电平稳。
- **装机扩容拉动光伏发电量增长，风电受来风扰动短期承压。**2026 年 1-4 月光伏发电量 2045 亿千瓦时，同比+9.8%，新增发电量 183 亿千瓦时；风电发电量 3833 亿千瓦时，同比-3.5%。光伏装机同比增长带来发电量的增长，风电由于来风扰动发电量同比下降。

表：2026年1-4月电力生产情况及各发电类型贡献度（单位：亿千瓦时）

	2026年1-4月	同比增速	2025年1-4月	同比增幅	增幅贡献度
全社会	31237	3.3%	30239	998	100%
火电	20546	3.6%	19832	714	72%
水电	3303	9.9%	3005	298	29.8%
核电	1509	-4.8%	1585	-76	-8%
风电	3833	-3.5%	3972	-139	-14%
光伏	2045	9.8%	1862	183	18%

资料来源：国家能源局，申万宏源研究

图：2026年1-4月各电源发电量占比

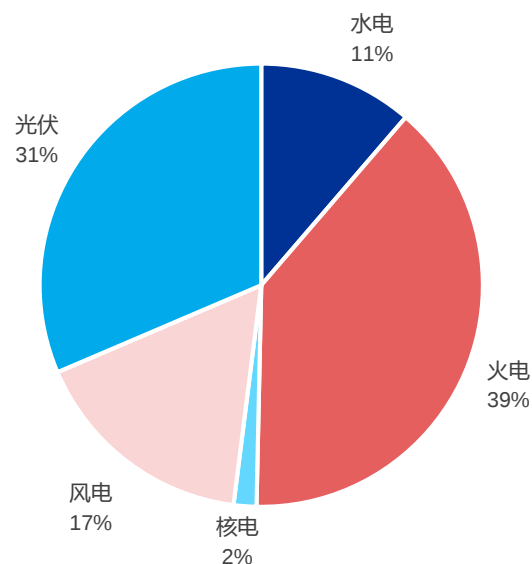


资料来源：国家能源局，申万宏源研究

1.1.2 电力供给侧：火电投产提速落地，风光新增放缓

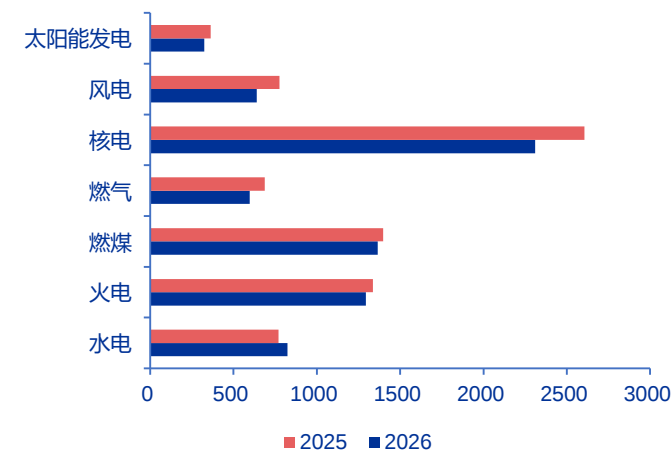
- 火电集中投产放量，风光新增节奏分化放缓。**2026 年 1-4 月全国新增发电装机 10624 万千瓦。其中，火电新增装机 2800 万千瓦，系前期审批火电项目集中落地投产。新能源表现分化，风电新增 2126 万千瓦，仅小幅同比+4.80%。光伏新增 5091 万千瓦，同比大幅下滑 51.69%，光伏新增装机规模近乎腰斩。水电新增小幅回落，核电迎来批量新增投产。
- 装机格局重塑挤压发电空间，多数电源利用小时承压回落。**当前风光存量装机合计占比 48%、已高于火电 39%，叠加火电短期集中投产，全口径装机总量快速扩容持续稀释机组发电空间，仅水电依托来水改善实现利用小时同比提升，火电、风电、光伏、核电利用小时同比普遍下行。

图：截至2026年4月我国各电源装机规模占比



资料来源：中电联，申万宏源研究

图：2026年1-4月我国各电源发电小时数及同比变化情况
(单位：小时)

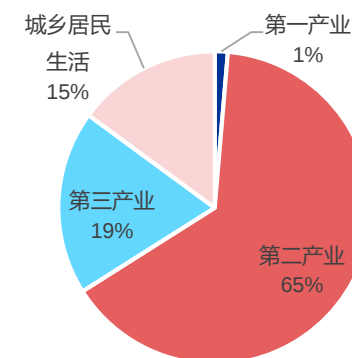


资料来源：中电联，申万宏源研究

1.2.1 电力需求侧：第二产业用电修复，第三产业持续高增长

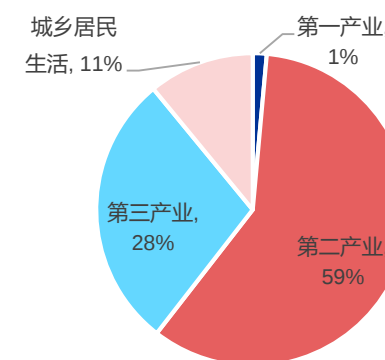
- 2026年1-4月第二产业用电量21569亿千瓦时，占全社会用电量比重65%，仍是全社会用电最主要构成；第二产业同比增速4.9%，新增用电1008亿千瓦时，对全社会用电增量贡献度59%，为用电增长第一拉动支柱。
- 2026年1-4月第三产业用电量6351亿千瓦时，占全社会用电量19%；第三产业同比增速8.3%，显著高于全社会（5.4%）、第二产业（4.9%）、城乡居民（3.9%）用电增速。第三产业增量贡献度28%，仅次于第二产业，是拉动全社会用电上行的第二大核心动力，服务业用电景气度突出。

图：2026年1-4月全国各产业占全社会用电量比重



资料来源：国家能源局，申万宏源研究

图：2026年1-4月全国各产业增量用电贡献度



资料来源：国家能源局，申万宏源研究

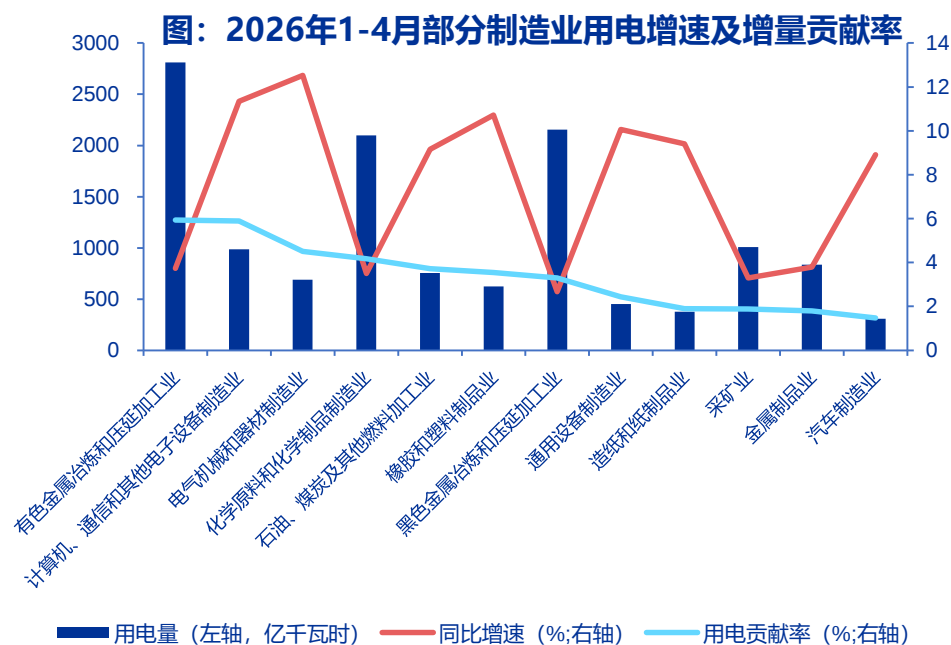
表：2026年1-4月全社会用电数据及各行业贡献度（单位：亿千瓦时）

	2026年1-4月	同比增速	2025年1-4月	同比增幅	增幅贡献度
全社会	33345	5.4%	31637	1708	100%
第一产业	449	5.8%	424	25	1%
第二产业	21569	4.9%	20561	1008	59%
第三产业	6351	8.3%	5864	487	28%
城乡居民生活	4976	3.9%	4789	187	11%

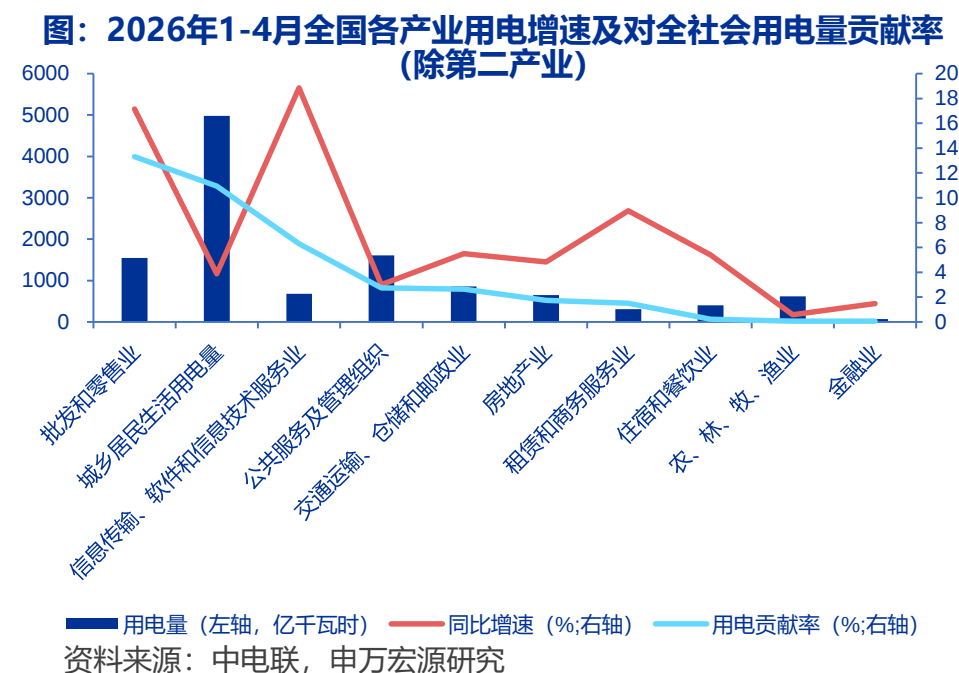
资料来源：国家能源局，申万宏源研究

1.2.2 电力需求侧：高端装备与人工智能用电领跑

- 整体制造底盘稳固：**1-4 月制造业是第二产业用电核心支撑，化工、黑色金属、有色冶炼等传统高耗能行业存量基数庞大持续贡献用电增量，构成工业用电基本盘。
- 高新制造全线高增，成为用电增长核心增量：**高端装备、电子、汽车等新兴制造用电增速大幅跑赢传统工业，计算机、通信和其他电子设备制造业同比+11.34%、电气机械和器材制造业+12.53%，用电量增速显著高于制造业平均，在用电中占据越来越重要的地位。
- 第三产业信息技术服务和批发零售两大赛道高速拉动用电：**第三产业中批发零售业和信息传输、软件和信息技术服务业均保持在较高增长，分别同比增速在17.17%和18.85%。



资料来源：中电联，申万宏源研究

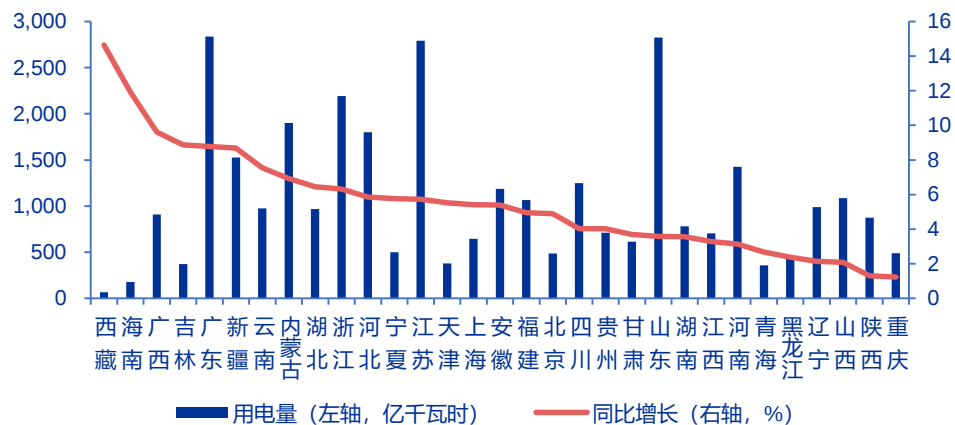


资料来源：中电联，申万宏源研究

1.2.3 电力需求侧：西部发力增速居前 头部省份贡献增量

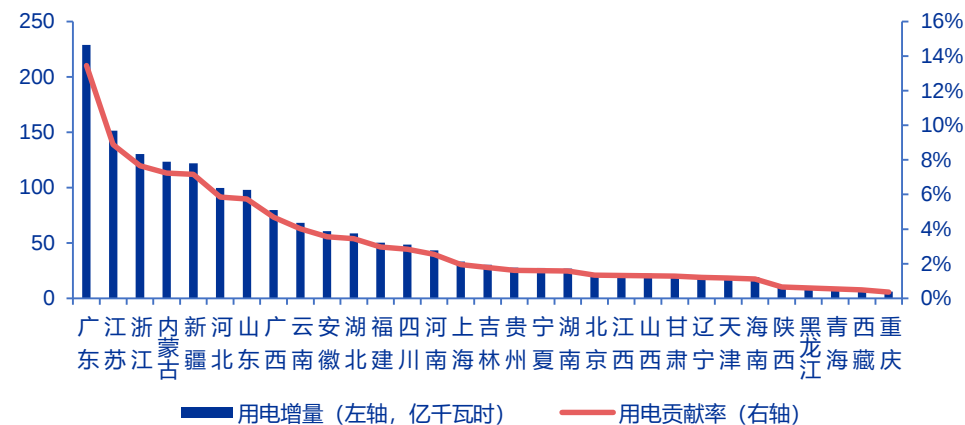
- **西部省份增速领跑全国。**西藏 (+14.64%)、海南 (+11.94%)、广西 (+9.61%) 同比增速位居全国前三，新能源投产、新兴产业落地带动用电高增。广东、新疆、云南增速 7.5%~9%，高于全国 5.38% 平均水平。华中、西南内陆省份（川、黔、赣、湘）增速偏低（3.3%~5%），低于全国均值。
- **粤苏浙蒙新五大省份拉动全国近半数用电增量。**广东（2838 亿 kWh）、江苏（2792 亿 kWh）、山东（2826 亿 kWh）用电总量绝对值遥遥领先。广东增量、贡献率全国第一（13%），粤江浙蒙新五省合计贡献近半数用电增量，是全国用电增长核心来源。山东、河北增量接近百亿千瓦时，华北、华东传统工业大省持续托底用电增长。

图：2026年1-4月全国各地区用电量及同比增速



资料来源：中电联，申万宏源研究

图：2026年1-4月全国各地区用电增量及增量贡献率



资料来源：中电联，申万宏源研究

1.3.1 供需平衡表

■ 核电开启高速增长周期，水电开发已进入后半程

- 核电连续四年每年核准10台以上，核电维持高增长，是成长性与确定性兼具的基荷能源。作为基荷能源之一，**核电于2026年开始高速增长周期。**
- 水电除西藏段外的大水电已经建设完毕，剩余水电站开发难度大、建设周期长。

■ 火电从主力电源转变为支撑性+调节性电源

- 火电基荷能源仍保持一定规模的开发。但随着新能源的不断投产，火电的利用小时数会受到挤压，根据我们的测算，煤电利用小时自 2025 年 4346 小时回落至 2027-2029 年 3950 小时上下。
- 火电收入从单一售电收益，逐步切换为电量 + 容量电价 + 辅助服务多元收益结构，**角色由电量主力转变为新能源配套的系统调节、兜底支撑电源。**

■ 风光新增装机相对25年降速，但仍保持较高增速

- CPIA《2025-2026 光伏产业路线图》2026 新增区间 1.8~2.4 亿千瓦：2026-2027 年每年新增 2.00 亿千瓦，2028-2030 收窄至 1.50 亿千瓦 / 年；光伏装机从 2025 年 12.02 亿千瓦增长至 2030 年 20.52 亿千瓦；风电参考《风能北京宣言 2.0》，行业目标十五五（2026-2030）年均新增风电 1.2 亿千瓦
- 新能源大量投产利用小时数或遭到限制，但我国多条特高压正在核准、开发建设过程当中，**新增特高压投产有助风光消纳。**

表：在建特高压投产时间表

项目名称	起止点	线路长度	总投资	当前进度	计划投产
陕北—安徽直流	陕西榆林→安徽滁州	1069km	205亿	主体工程 施工	2026 年底
甘肃—浙江直流	甘肃酒泉→浙江绍兴	2370km	353亿	跨江隧道 施工中	2026年
蒙西—京津冀直流	内蒙古鄂尔多斯→河北廊坊	700km	172亿	内蒙古段 已开工	2027年
陕西—河南直流	陕西延安→河南三门峡	727.5km	192亿	已核准， 待开工	2027年
吉京直流 (吉林—北京)	吉林白城→北京通州	超 1000km	—	可研收尾	2029 年
大同—怀来—天津南	山西→河北→北京→天津	770km	230亿	全线架线 施工	2027 年
攀西特高压交流	四川境内	994km	232 亿	已开工建 设	2028 年
阿坝—成都东	四川阿坝→成都东	371.7km	145亿	主体施工 中	2027 年

资料来源：北极星电力网、人民日报、中国能源、四川在线，申万宏源研究

1.3.2 供需平衡表

表：国内电源结构预测表（电量平衡，倒算煤电利用小时数，用煤电利用小时数反映电量供需格局）

指标	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
总发电量=全社会用电量（亿千瓦时）	69940	73253	76236	83768	86372	92241	98521	105753	111040	116592	122422	128543	134970
同比增速（%）	8.4%	4.7%	4.0%	9.8%	3.6%	6.7%	6.8%	4.8%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
累计装机容量（亿千瓦）	18.35	19.44	21.31	22.98	25.64	29.20	33.49	38.91	42.22	45.78	48.63	51.50	54.22
常规水电	3.22	3.26	3.39	3.54	3.68	3.71	3.77	4.48	4.52	4.52	4.53	4.55	4.60
核电	0.45	0.49	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.62	0.70	0.80	0.86	0.94	1.03
风电	1.84	2.10	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	6.40	7.40	8.40	9.30	10.20	11.10
太阳能发电	1.75	2.05	2.53	3.07	3.93	6.08	8.87	12.02	14.02	16.02	17.52	19.02	20.52
煤电	10.06	10.41	10.80	11.09	11.26	11.65	11.95	12.61	13.33	13.63	13.83	14.03	14.03
天然气发电	0.83	0.90	0.98	1.09	1.16	1.26	1.41	1.61	1.76	1.91	2.06	2.21	2.36
生物质发电	0.19	0.24	0.30	0.38	0.41	0.44	0.46	0.47	0.49	0.51	0.53	0.55	0.57
装机容量净增加（亿千瓦）													
常规水电	0.10	0.04	0.13	0.15	0.14	0.02	0.06	0.71	0.04	0.00	0.01	0.02	0.05
核电	0.09	0.04	0.02	0.03	0.03	0.01	0.04	0.02	0.07	0.10	0.06	0.07	0.10
风电	0.21	0.26	0.72	0.46	0.37	0.76	0.80	1.19	1.00	1.00	0.90	0.90	0.90
太阳能发电	0.45	0.27	0.48	0.54	0.86	2.16	2.78	3.15	2.00	2.00	1.50	1.50	1.50
煤电	0.26	0.35	0.40	0.29	0.17	0.39	0.30	0.66	0.72	0.30	0.20	0.20	0.00
天然气发电		0.07	0.08	0.11	0.07	0.10	0.15	0.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
生物质发电		0.04	0.06	0.08	0.03	0.03	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
利用小时数（h）													
常规水电	3769	3879	4000	3800	3417	3133	3349	3367	3600	3600	3600	3600	3600
核电	7184	7394	7453	7802	7616	7616	7683	7809	7700	7700	7700	7700	7700
风电	2095	2082	2078	2232	2218	2225	2127	1979	2100	2100	2100	2100	2100
太阳能发电	1212	1285	1281	1281	1340	1286	1211	1088	1100	1100	1100	1100	1100
煤电	4495	4416	4323	4586	4593	4685	4628	4346	4152	3971	3954	4005	4089
天然气发电	2767	2646	2610	2814	2440	2436	2363	2187	2200	2400	2400	2400	2400
生物质发电													

资料来源：中电联，申万宏源研究

主要内容

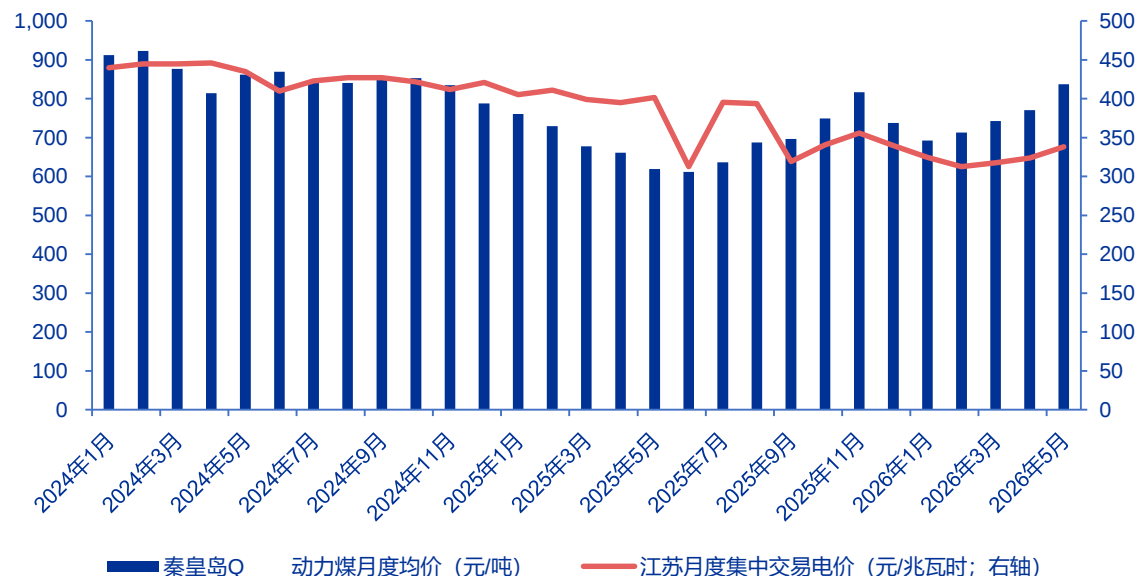
1. 产业升级及气候异常 电力供需两旺
2. 燃料价增及市场联动 电价迎来拐点
3. 算电协同及低碳发展 电力攻守兼备
4. 多气源防御国际动荡 燃气平稳应对
5. 投资观点

2.1.1 电价及煤价市场化联动

■ 煤价与电价市场化联动，成本传导顺畅

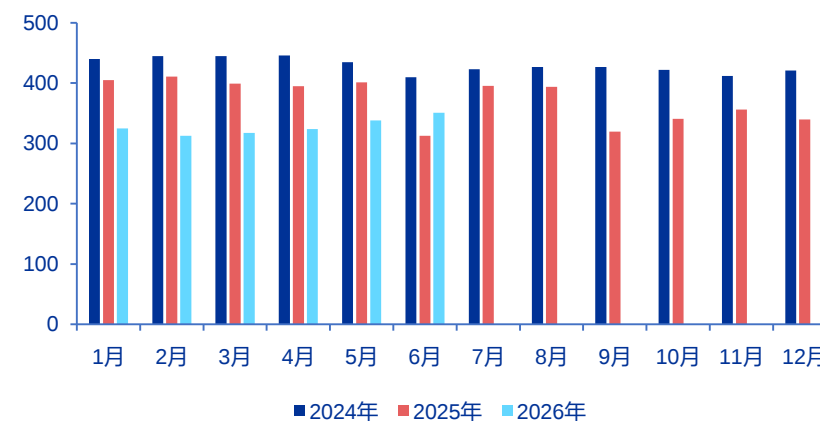
- 2024 年秦港 Q5500 煤价全年中枢 840~920 元 / 吨，受高煤成本支撑，江苏月度集中电价稳于 410~446 元 / MWh；2025 年煤价整体震荡下行，全年从年初 760.8 元回落至年末 737.5 元，电价同步由 405.25 元下滑至 339.99 元 / MWh；2026 年煤价自 1 月 692.9 元持续反弹至 6 月 860.7 元，电价随之从 324.71 上行至 350.91 元 / MWh。整体来看，在电力市场化交易机制下，燃料成本成为电价核心锚定因子，煤价涨跌顺畅传导至中长期交易电价，煤电价格市场化联动机制持续见效。

图：江苏月度集中交易电价与煤炭价格的对比



资料来源：wind，江苏电力交易中心，申万宏源研究

图：江苏月度集中交易电价同比
(元/兆瓦时)



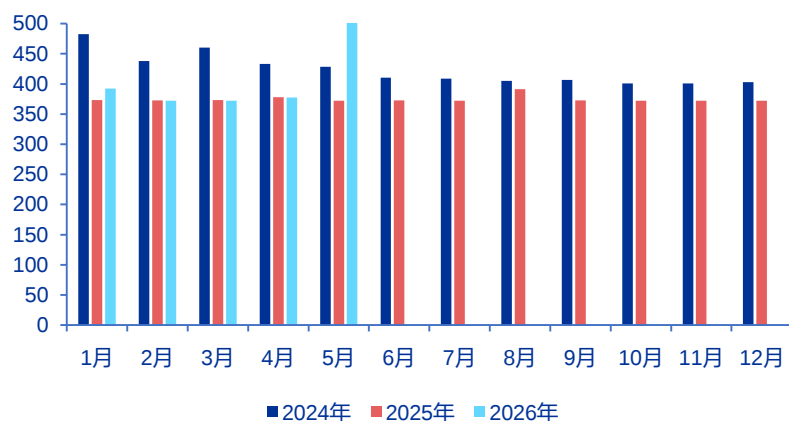
资料来源：江苏电力交易中心，申万宏源研究

2.1.2 现货与中长期价格市场化联动

■ 现货供需牵引月度集中成交价，期现价格市场化联动

- **广东月度交易电价24-25 年稳步回落，2026 年 5 月受现货拉动大幅冲高：**2025年广东长协价格持续下行，2026年 1-4 月集中电价维持 372~392 元低位，5 月跳涨至 507.23 元 / MWh，同比、环比大幅抬升，现货高价倒逼中长期集中报价上调。
- **广东现货实时电价3-4 月暴涨，供需与燃料成本主导走势：**2026 年 2 月春节工业停工、水电出力充足，现货均价跌至年内低谷；3-4 月省内火电集中检修、LNG 与煤价走高、华南来水偏枯叠加制造业用电回暖，供需偏紧带动现货价格持续冲高，4 月现货多次冲高至 900 元 / MWh 以上；5 月汛期水电逐步增发，现货价格高位回落但仍高于年初水平。
- **现货实时价格决定月度集中报价中枢，市场化联动落地：**广东中长期集中报价紧盯现货行情，淡季现货低位时长协定价稳健偏低，用电旺季现货大幅冲高后，次月集中交易电价同步抬升，现货价格成为中长期电价的风向标，市场化机制实现燃料成本、供需变化自上而下顺畅传导。

图：广东月度集中交易电价（元/MWh）



资料来源：广东电力交易中心，申万宏源研究

图：广东现货平均实时价格



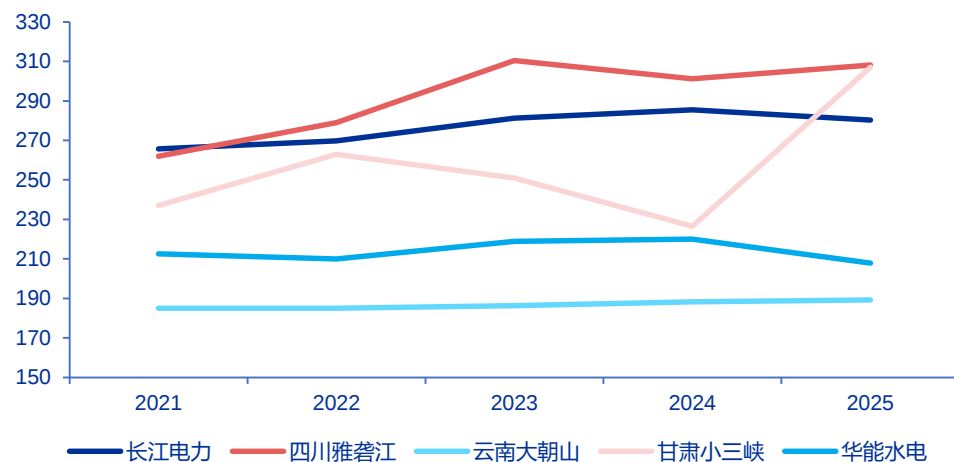
资料来源：广东电力交易中心，申万宏源研究

2.2 水电电价运行稳健

■ 大水电电价运行稳健 波动幅度偏小

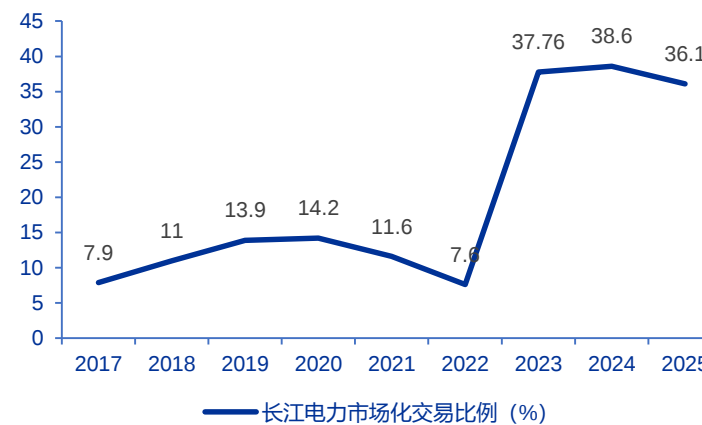
- 2021-2025 年，长江电力电价 265.63-285.52 元 / MWh、雅砻江 262-310.37 元 / MWh、大朝山常年稳定在 185-189.26 元 / MWh、华能水电维持 207.78~219.96 元 / MWh 区间，水电的年度电价波动幅度普遍低于火电电价波动，水电电价整体中枢平稳抬升、无大幅震荡。
- 两大核心原因支撑电价稳定性
 - ✓ 长协电量占比高、市场化电量有限：西电东送跨省送电以保量保价长协为主，基准锁定电量占比超 7 成，仅富余电量参与市场化交易，从源头熨平现货价格波动对综合电价的冲击
 - ✓ 龙头水库优化丰枯发电结构：依托年 / 多年调节水库，枯水期抬高高价电量出力占比、丰水期严控低价弃水，通过发电时序优化对冲丰水低价拖累，稳步抬升全年综合电价，实现电价稳中有升。

图：各水电公司电价 (元/MWh)



资料来源：公司公告，申万宏源研究

图：长江电力市场化交易比例 (%)



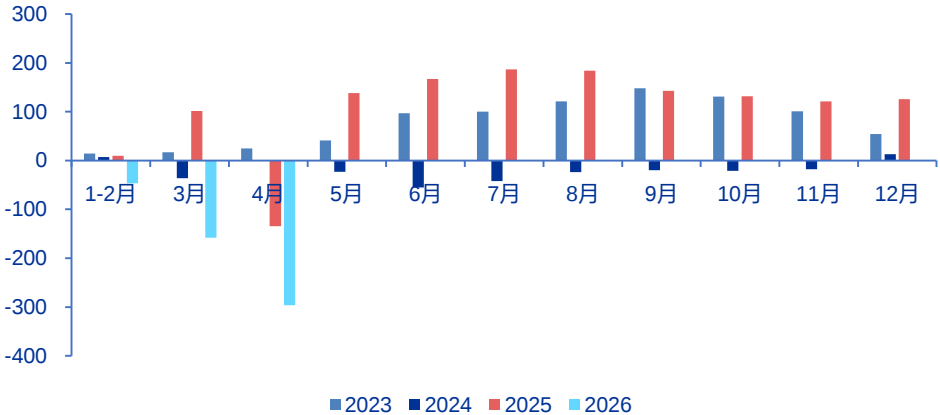
资料来源：公司公告，申万宏源研究

2.3 核电出台电价托底政策

■ 辽桂落地核电保底定价机制，保障核电平稳运营

- 从月度发电数据看，2026 年 1-2 月核电发电量与 2025 年基本持平，3月4月月度发电量相较 2025 年同期明显下滑，主要受机组计划性集中检修拖累，机组利用小时回落压制整体发电量。
- 辽桂率先落地核电价格托底长效机制：辽宁针对红沿河核电出台专项结算细则，每日 21 小时内 80% 电量锁定固定机制电价（红沿河机组均价 0.3798 元 /kWh），仅剩余 3 小时低谷电量完全市场化；月度通过市场均价与保底电价差额统筹结算，锁定绝大部分电量收益、平抑现货价格波动。广西同步跟进同类核电保价政策，通过政策托底稳定核电收益。

图：核电平均利用小时同比增减（单位：h）



资料来源：国家能源局，申万宏源研究

表：辽宁核电可持续发展价格结算机制细则

项目	细则
机制电量规模	每日21小时时段的80%上网电量被纳入机制，剩余3小时不纳入。
不纳入机制的时段	由省电力公司结合新能源消纳情况动态调整，1-3月暂定为每日2:00-5:00（新能源发电低谷期）
机制电价	辽宁省在运的红沿河1-6号机组平均机制电价定为0.3798元/千瓦时，其中1-4号机组电价为0.3823元/千瓦时，5-6号机组为0.3749元/千瓦时。
差价结算	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暂纳入系统运行费用；不再开展其他形式的差价结算。

资料来源：北极星电力网，申万宏源研究

2.4 新能源机制电价：竞价价格触底回升，机制电量扩容

- 电价走势：前期底价竞标，2027 年报价回暖抬升。**2025、2026 年甘肃风光全部按下限 0.1954 元 /kWh 中标，行业低价内卷；2027 上半年陆上风电中标价抬至 0.244 元 /kWh、光伏贴近上限 0.2447 元 /kWh，项目竞价摆脱地板价，电价随资源稀缺与成本上行修复。全省统一设置上限 0.2447 元 /kWh、下限 0.1954 元 /kWh，通过价格区间约束，规避非理性低价恶性竞争。
- 机制电量：年度配额逐年扩容。**甘肃机制竞价电量由 2025 年 83 亿千瓦时→2026 年 152 亿千瓦时→2027 上半年 300 亿千瓦时，年度机制电量随装机扩容上调；政策锚定消纳考核，存量项目逐年缩减保底电量、新增项目保底配额管控收紧，风光非机制电量持续入市交易。
- 机制电价为市场化过渡政策。**未来机制保底电量持续压降，新能源逐步全电量参与电力市场，盈利由单一上网电价，转变为市场化电量 + 容量电价 + 绿证 + 辅助服务多元化收益模式。

表：甘肃2025、2026、2027上半年机制电价竞价结果对比

竞价年份	电源类型	竞价电量规模 (兆瓦时)	竞价上限 (元/千瓦时)	竞价下限 (元/千瓦时)	中标电量规模 (兆瓦时)	中标电价结果 (元/千瓦时)	执行期限 (年)	中标项目数量	中标电量/竞价电量
2025年	集中式陆上风电	/	0.2447	0.1954	346,402	0.1954	12	8	100%
2025年	集中式光伏	/	0.2447	0.1954	482,824	0.1954	12	10	100%
2025年	分布式光伏	/	0.2447	0.1954	775	0.1954	12	43	100%
2025年	合计	830,000	0.2447	0.1954	830,000	/	/	61	100%
2026年	集中式陆上风电	/	0.2447	0.1954	1,214,428	0.1954	12	23	100%
2026年	分散式陆上风电	/	0.2447	0.1954	18,315	0.1954	12	2	100%
2026年	集中式光伏	/	0.2447	0.1954	279,475	0.1954	12	9	100%
2026年	分布式光伏	/	0.2447	0.1954	7,782	0.1954	12	667	100%
2026年	合计	1,520,000	0.2447	0.1954	1,520,000	/	/	701	100%
2027上半年	集中式陆上风电	/	0.2447	0.1954	1,682,654	0.244	12	32	100%
2027上半年	分散式陆上风电	/	0.2447	0.1954	17,346	0.244	12	2	100%
2027上半年	集中式光伏	/	0.2447	0.1954	885,623	0.2447	12	13	100%
2027上半年	分布式光伏	/	0.2447	0.1954	414,377	0.2447	12	898	100%
上半年		“	.	.	“	/	/		%

资料来源：国家能源局，申万宏源研究

主要内容

1. 产业升级及气候异常 电力供需两旺
2. 燃料价增及市场联动 电价迎来拐点
3. 算电协同及低碳发展 电力攻守兼备
4. 多气源防御国际动荡 燃气平稳应对
5. 投资观点

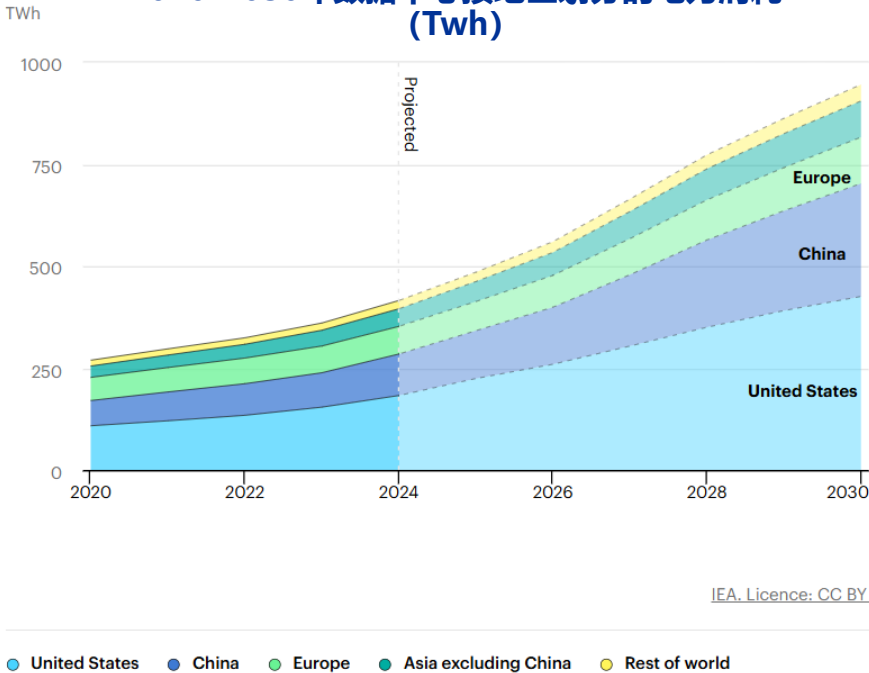
3.1.1煤电：算力用电持续高增，政策催化算电协同提速落地

- 政策端：顶层文件密集落地，算电协同上升国家战略。**2026 年政府工作报告首次写入算电协同，十五五纲要明确推动绿电与算力协同布局；自 2023 年起，多部委、地方接连出台配套政策，引导风光基地与算力枢纽配套建设、推广绿电直供、绿电园区模式。
- 全球算力用电高增，算力是稳定优质负荷。**2024 全球数据中心耗电 415TWh，年增速 12%；2030 年全球耗电翻倍至 945TWh，占全球用电量 3%，年均增速 15%。

表：算电协同相关政策文件

2026年1-4月		同比增速
2026年3月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	推动绿色电力与算力协同布局
2026年3月	《政府工作报告》	实施超大规模智算集群、算电协同等新基建工程。
2024年12月	《国家数据基础设施建设指引》	推进算力与绿色电力融合。支持绿电资源丰富的非枢纽节点融入全国一体化算力网建设。加强大型风光基地和算力枢纽节点协同联动，把绿色电力转换成绿色算力。
2024年7月	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	鼓励数据中心通过参与绿电绿证交易等方式提高可再生能源利用率。鼓励有关地区探索开展数据中心绿电直供。
2024年7月	《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027年)》	探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式。整合调节资源，提升算力与电力协同运行水平，提高数据中心电网保障容量需求。探索光热发电与风电、光伏发电联营的绿电稳定供应模式。
2023年12月	《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》	面向国家枢纽节点内部及国家枢纽节点之间开展算力电力协同试点。
2024年10月	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	支持新型基础设施发展绿电直供、源网荷储一体化项目，开展绿证绿电交易和“绿电园区”建设，提高“东数西算”等战略工程中的新能源电力消费占比。

2020-2030年数据中心按地区划分的电力消耗 (Twh)



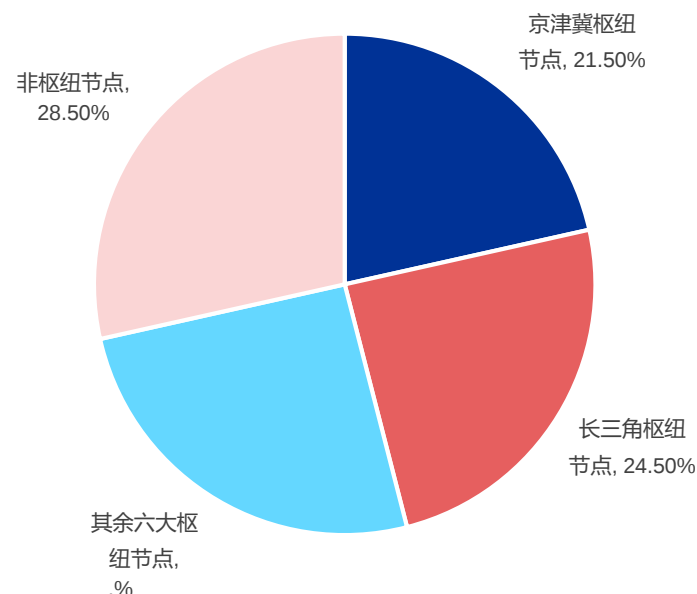
资料来源：中商情报网，申万宏源研究

资料来源：IEA，申万宏源研究

3.1.2 煤电：京津冀算力用电高增，煤电一体化打开火电估值新空间

- **华北区域作为全国一体化算力网络核心节点，承接北京实时性、高时延敏感型算力需求，是京津冀协同发展的数字经济核心载体。**京津冀区域算力机架布局占比达21.5%，枢纽节点内如张家口用电量急剧增长，数据中心用电量从2019年的占比6.8%增长至2023年的20.1%，2025年上半年，张家口市大数据产业用电量达40.71亿千瓦时，同比飙升47.57%。
- **煤电一体化为基石保障算力用电。**AI算力中心需7x24小时不间断高负荷运行，对供电可靠性、电压稳定性要求严苛。传统单一绿电受自然条件制约，难以独立承载核心算力负荷。煤电的可调节性使其从基础负荷电源转变为保障电网安全的“稳定器”与“调节器”。传统电力企业正转型为“稳定现金流+高股息+算力新业务成长”的复合资产。低成本电力资源构筑护城河，算力业务使其估值体系有望重构。

2023年我国算力中心机架布局



资料来源：中国信息通信研究院，申万宏源研究

3.2 新能源：非化石能源消费核算体系完善 新能源绿色价值有望体现

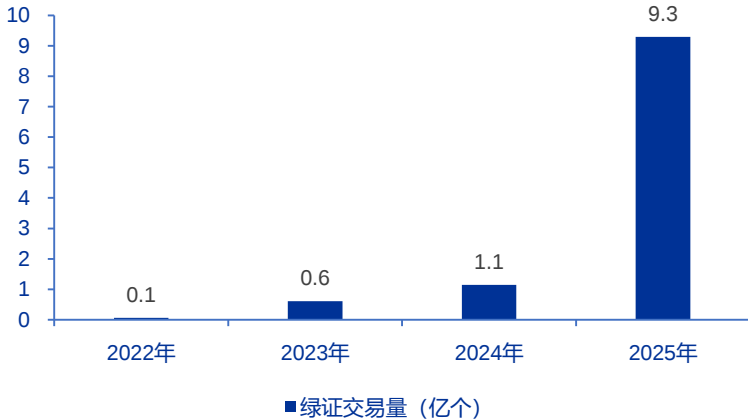
- 6月1日，国家发改委、国家能源局、生态环境部、国家统计局、国家数据局联合印发《非化石能源电力消费核算指南（试行）》。指导非化石能源电力消费核算工作，以更好推动碳排放双控制度实施。
- 《指南》确立**统筹衔接、稳妥有序、科学合理三大核心核算原则**。明确物理认定、交易认定、分摊认定三大非化石能源电力归属方式，覆盖全部电量场景。构建省级—地市—电力用户三级分层核算体系，配套明确责任分工与落地机制。省级层面由国家发展改革委、国家能源局组织开展核算，地市层面由省级能源主管部门组织开展核算。
- 政策层面同步打通电能量交易、绿证交易、碳排放核算三大核心政策通道，实现与可再生能源消纳权重、碳排放双控、碳排放统计核算等政策全面衔接。**随着核算规则全国统一落地，绿证刚需属性、环境价值大幅强化，新能源发电运营、绿电交易、碳资产管理全链条迎来业务扩容与估值提升。

表：非化石能源电力消费核算指南主要内容

政策		细则
三大核心核算原则	统筹衔接	加强与能源统计、碳排放核算等制度衔接，统筹考虑物理连接、电能量交易、绿证绿电交易等因素，分类明确非化石能源电力消费认定规则和省（自治区、直辖市，下同）市（地级）两级、电力用户核算方法
	稳妥有序	结合电力市场、绿证市场等建设，稳妥有序推动核算规则由以电能量交易为基础向电能量交易与绿证交易并行转变。试行过程中按年核算，后续研究探索缩短核算周期。
	科学合理	优先基于物理连接、市场交易等方式开展直接认定，无法直接认定的合理分摊，做好省间和地级行政区域间非化石能源电力消费核算增减平衡、避免重复计入。
确认非化石能源电力归属方式		明确物理认定、交易认定、分摊认定三大非化石能源电力归属方式，覆盖全部电量场景。
构建分层核算体系		构建省级—地市—电力用户三级分层核算体系，配套明确责任分工与落地机制。政策层面同步打通电能量交易、绿证交易、碳排放核算三大核心政策通道，实现与可再生能源消纳权重、碳排放双控、碳排放统计核算等政策全面衔接。

资料来源：国家能源局，申万宏源研究

全国绿证交易量

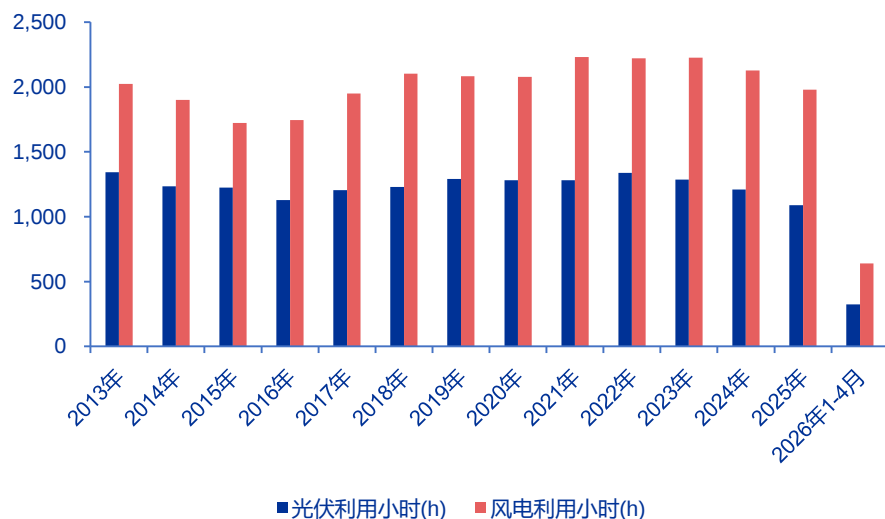


资料来源：国家能源局、澎湃新闻，申万宏源研究

3.2 新能源：量价走弱叠加退税退坡，算力配套打开消纳空间

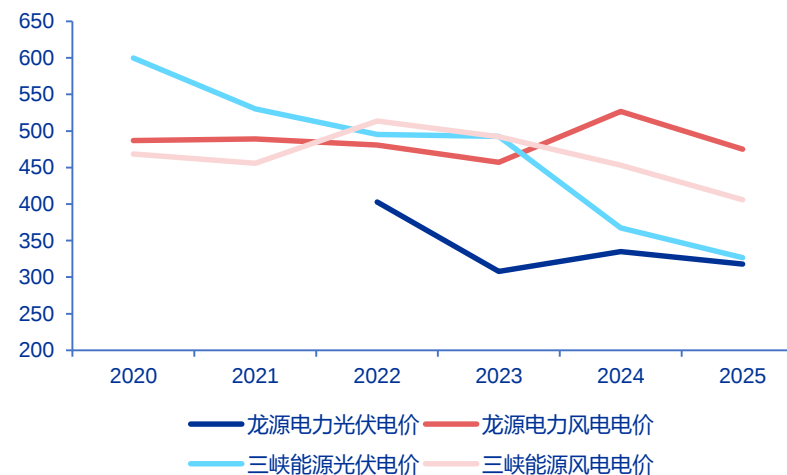
- **风光装机扩容压制利用小时，近年持续回落。**从历史数据看，风电、光伏利用小时自 2021-2022 年高点逐年下行：光伏利用小时由 2022 年 1337h 回落至 2025 年 1088h；风电利用小时从 2022 年 2221h 下滑至 2025 年 1979h，装机持续放量带来消纳压力，机组发电效率逐年走弱。
- **市场化落地推动风光上网电价震荡下行。**龙头运营商电价同步承压，2020-2025 年，龙源电力光伏电价自 403 元 / MWh 降至 318 元 / MWh，三峡能源光伏电价由 600.1 元 / MWh 回落至 326.5 元 / MWh；风电电价同样整体下行，量价双降压缩新能源发电企业盈利空间。
- **新能源设备出口退税退坡，新能源基本面仍有压力。**2026.4.1 起光伏全品类取消 9% 出口退税；储能 / 动力电池 4-12 月退税 9%→6%，2027 年全额取消退税。制造端出海性价比下滑，产能回流国内，政策引导风光配套算力负荷，华北算力园区配套风电、分布式光伏装机提速，新能源运营商新增项目储备扩容。

我国风电和光伏历年利用小时数



资料来源：iFinD，申万宏源研究

三峡能源和龙源电力历年光伏和风电电价
(元/兆瓦时)



资料来源：公司公告，申万宏源研究

3.3.1 水电：折旧到期增厚利润 预计26年是小高峰

■ 三峡水电站机组折旧到期，预期2026年为小高峰

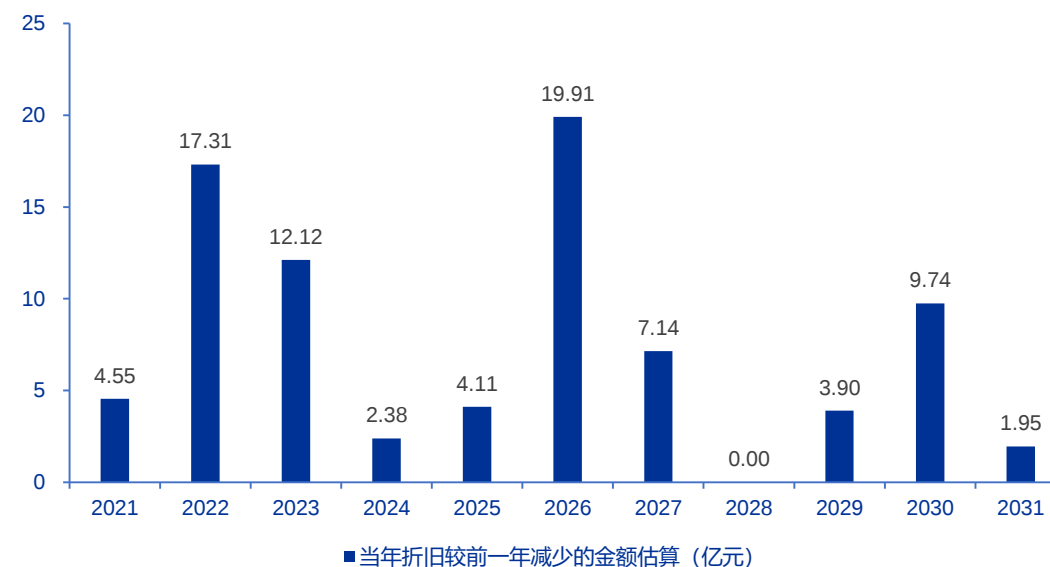
- 三峡水电站发电机组陆续从2003年到2012年投产，对应折旧到期时间为 2021到2030 年，参考历史投产进度，预计2026年是三峡折旧到期的小高峰。

表：长江电力三峡机组折旧到期时间

三峡设备名称			实际投产日期	折旧到期时间	设备名称			实际投产日期	折旧到期时间
左岸	1#机组	2003年11月	2021年11月	右岸	17#机组	2007年12月	2025年12月		
	2#机组	2003年7月	2021年7月		18#机组	2007年10月	2025年10月		
	3#机组	2003年8月	2021年8月		19#机组	2008年6月	2026年6月		
	4#机组	2003年10月	2021年10月		20#机组	2007年12月	2025年12月		
	5#机组	2003年7月	2021年7月		21#机组	2007年8月	2025年8月		
	6#机组	2003年8月	2021年8月		22#机组	2007年6月	2025年6月		
	7#机组	2004年4月	2022年4月		23#机组	2008年7月	2026年7月		
	8#机组	2004年8月	2022年8月		24#机组	2008年4月	2026年4月		
	9#机组	2005年9月	2023年9月		25#机组	2007年11月	2025年10月		
	10#机组	2004年4月	2022年4月		26#机组	2007年7月	2025年7月		
	11#机组	2004年7月	2022年7月		27#机组	2012年7月	2030年7月		
	12#机组	2004年11月	2022年11月		28#机组	2011年12月	2029年12月		
	13#机组	2005年4月	2023年4月		29#机组	2012年2月	2030年2月		
	14#机组	2005年7月	2023年7月		30#机组	2011年7月	2029年7月		
右岸	15#机组	2008年10月	2026年10月	31#机组	2011年6月	2029年6月			
	16#机组	2008年6月	2026年6月	32#机组	2011年5月	2029年5月			

资料来源：公司官网、公司公告，国家能源局、国资委、新华社、环球网、水利部、申万宏源研究

图：三峡机组折旧当年同比折旧减少金额估算（亿元）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

3.3.2 水电：降费增厚利润 分红优势明显

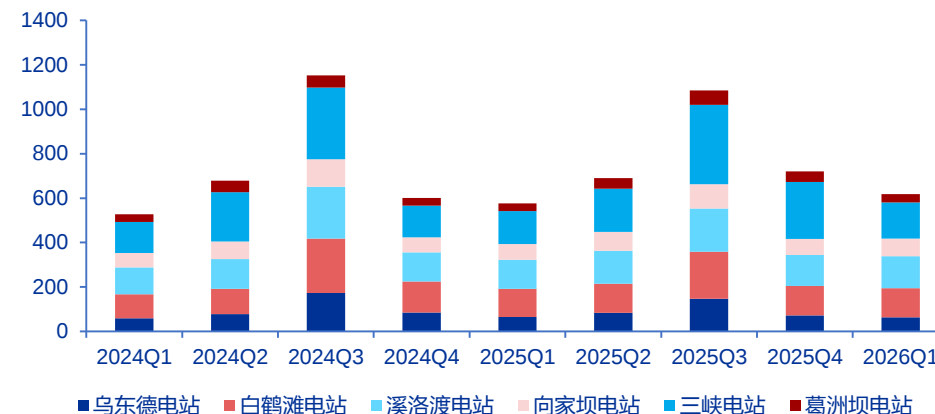
- **LPR累计下调70BP。**5年期以上LPR于2024年2、7、10月、2025年6月分别下调25、10、25、10个基点，2024年以来已合计下降70BP。
- **各家公司财务费用不断改善，分红能力提升。**桂冠电力、华能水电自2021年来财务费用连续下降，国投电力财务费用自2022年以来连续下降。长江电力2023年注入乌白后财务费用规模上涨，财务降费整体趋势不改。
- **一季度发电开门红，气候利好全年来水改善。**2026Q1 长江电力合计发电量 618.25 亿千瓦时，同比提升 7%，开局发电表现亮眼。年内厄尔尼诺发生概率偏高，长江流域降雨、来水预期向好，依托六库联合调度，全年水电发电量有望持续兑现。
- 水电进入资本开支下降阶段，降息周期中可通过债务结构优化等方式降低利息支出，26年是三峡折旧到期的小高峰，打开盈利空间。推荐**长江电力、国投电力、川投能源**和**华能水电**等大水电公司。

表：电力板块公司降息后利润弹性和分红收益率测算（股价日期为2025/6/9）

公司	数据来源	有息负债（亿元）	降低50BP后 利息减少（亿元）	2025年税 前净利润 （亿元）	降低50BP 后利润提升 比例	25年分红 （元）	25年分红收 益率
桂冠电力	2025年	226.73	1.1	32.8	3.46%	0.2430	2.29%
华能水电	2025年	1043.33	5.2	85.0	6.13%	0.2050	2.12%
国投电力	2025年	1408.59	7.0	73.9	9.53%	0.5081	3.73%
川投能源	2025年	165.98	0.8	47.5	1.75%	0.5000	3.31%
长江电力	年	.	.	.	.%	.	.%

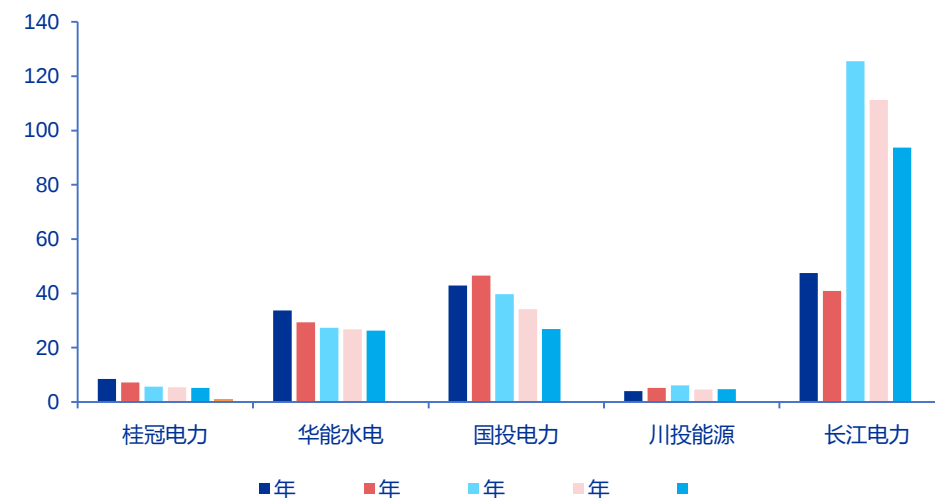
资料来源：各公司公告，申万宏源研究

图：长江电力各季度发电量（单位：亿千瓦时）



资料来源：公司公告，申万宏源研究

图：2021年-2025年水电公司财务费用（单位：亿元）

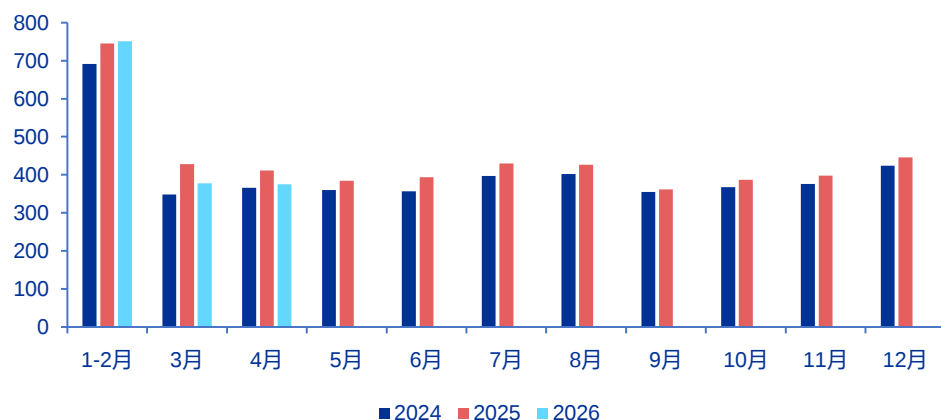


资料来源：公司公告，申万宏源研究

3.4 核电：电价电量触底，基荷电源价值有望迎来重估

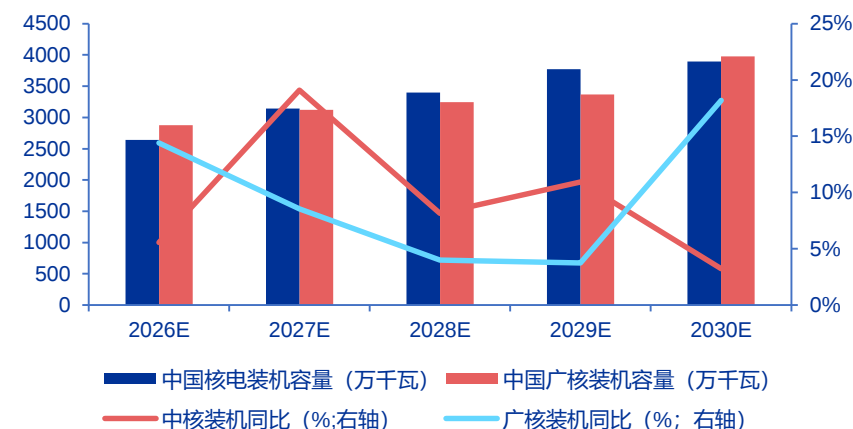
- **电价和检修拖累核电发电量。**从月度发电数据看，2026 年 1-2 月核电发电量与 2025 年基本持平，3月4月月度发电量相较 2025 年同期明显下滑，主要受机组计划性集中检修拖累，机组利用小时回落压制整体发电量。
- **辽桂率先落地核电价格托底长效机制：**辽宁针对红沿河核电出台专项结算细则，月度通过市场均价与保底电价差额统筹结算，锁定绝大部分电量收益、平抑现货价格波动。广西同步跟进同类核电保价政策，通过政策托底稳定核电收益。
- **核电政策底显现，预计电价电量触底回升，核电仍是高成长性标的。**2026-2030年中核和广核的装机增长分别为9.26%和9.63%，中核集中装机增长在27和29年，广核集中在26和30年。

图：核电发电量（单位：亿千瓦时）



资料来源：国家能源局，申万宏源研究

图：两核装机容量和装机同比



资料来源：国家能源局，申万宏源研究

主要内容

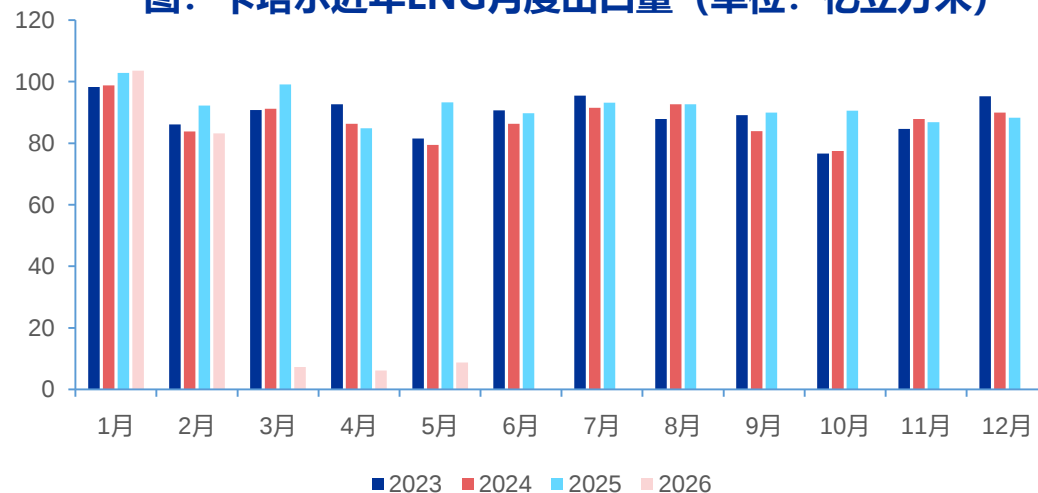
1. 产业升级及气候异常 电力供需两旺
2. 燃料价增及市场联动 电价迎来拐点
3. 算电协同及低碳发展 电力攻守兼备
4. 多气源防御国际动荡 燃气平稳应对
5. 投资观点

4.1.1 霍尔木兹海峡航行中断 全球天然气供需短期陷入紧张局面

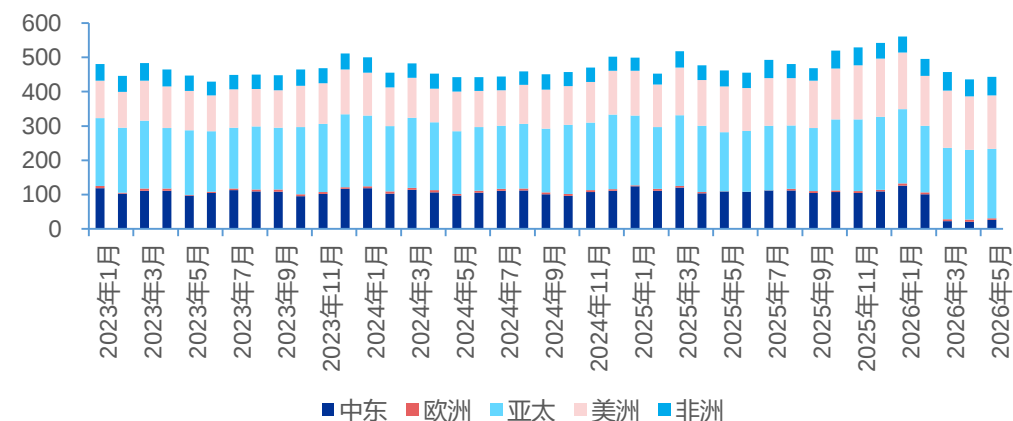
■ 中东冲突导致霍尔木兹海峡航运中断 三月起卡塔尔LNG供给近乎归零

- 卡塔尔是全球最重要的LNG出口国之一，在中东冲突爆发前年产能达7700万吨。根据Refinitiv数据，2023-2025年卡塔尔对全球LNG出口量分别为1069、1049、1104亿m³，约占全球LNG总出口量的18-20%。
- 2月底中东冲突爆发后，受霍尔木兹海峡封锁影响，包括卡塔尔、阿联酋在内的海湾国家LNG供给基本处于中断状态。目前除在波斯湾内卡塔尔对其他中东国家有小幅供给外，3-5月卡塔尔单月LNG出口量较战前下降约90%。
- 假如海峡封锁至年末且卡塔尔LNG供给维持当前水平，2026年全球LNG供给或将同比下降超830亿m³每年，约占2025年全球LNG出口量（约5900亿立方米）的14%。
- 中东冲突爆发后，包括亚太、美洲、非洲、欧洲等LNG出口国小幅增产，但短时间难以弥补中东地区LNG产量降幅。如霍尔木兹海峡海运持续中断，短期内全球天然气仍维持供需紧张局面。

图：卡塔尔近年LNG月度出口量（单位：亿立方米）



图：卡塔尔近年LNG月度出口量（单位：亿立方米）



4.1.2 中东LNG主要供给亚洲 中东供给下降对我国影响整体有限

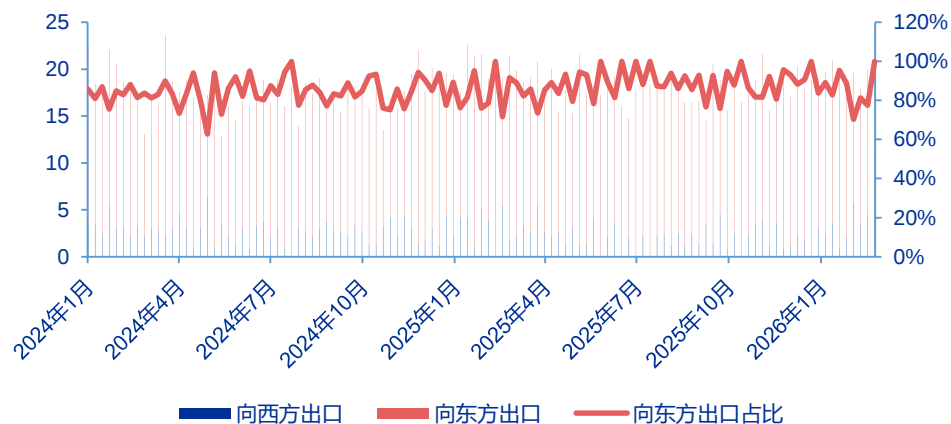
■ 2025年中东区域LNG占我国总LNG进口量近三成

- 受益于较短的航运距离及旺盛的需求，卡塔尔LNG近85%的LNG往东出口至亚洲地区，其中东亚（中国、日本、韩国）、南亚（印度、巴基斯坦）为卡塔尔LNG核心进口区域。
- 根据海关总署数据，2025年中国进口卡塔尔LNG约1943万吨，同时少量进口阿联酋LNG约44万吨，合计约1987万吨，来自中东占我国当年LNG进口量6843万吨的29%。

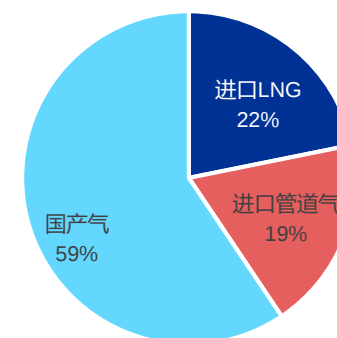
■ 中东LNG约占我国总消费量的6%，我国天然气进口来源多元，单一来源受限影响整体可控

- 2025年我国天然气表观消费量4265.5亿m³，进口中东LNG折合约274亿m³，约占全年天然气表观消费量的6.4%。
- 我国天然气供给结构多元，以2025年数据为例，当年自产天然气占比过半，此外进口管道气占约19%，约22%依赖进口LNG。除中东地区外，澳大利亚、马来西亚、俄罗斯、印尼等均为我国重要LNG来源国。多元供给结构使得我国对于单一进口来源下降的影响可控，保障我国天然气资源供给及价格保持稳定。

图：卡塔尔LNG周度月度出口量及出口结构（单位：亿立方米）



图：2025年我国天然气供给结构

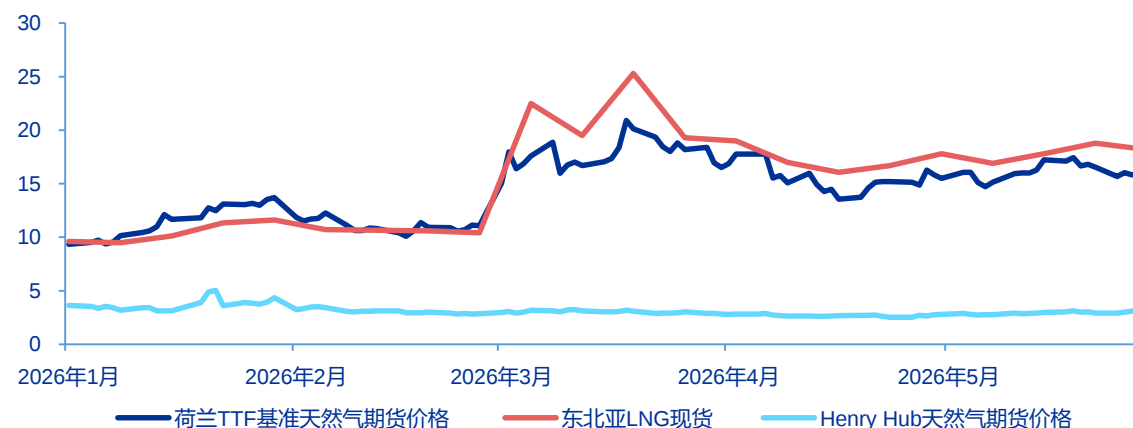


4.2.1 冲突爆发后欧亚气价快速上涨 “欧洲溢价” 切换至 “亚洲溢价”

■ 中东冲突爆发后欧亚天然气价格大幅上涨，美国气价相对稳定

- 2026年初时，受全球LNG供给提升预期驱动，欧亚气价一度位于10美元/百万英热区间以下，维持近三年相对低位。同时东北亚天然气库存相对充足而欧洲库存位于多年低位，欧洲天然气价格相对亚洲天然气价格有一定溢价。
- 3月中东冲突爆发后欧亚气价均快速走高，目前欧亚天然气中枢价格较冲突前上涨50%以上。其中亚洲天然气供给受到的影响大于欧洲，导致亚洲气价涨幅高于欧洲气价，战前“欧洲溢价”模式也在3月后切换至“亚洲溢价”。
- 美国天然气价格主要受国内供需影响，春季美国气候温和，供暖及制冷需求均较弱，美国Henry Hub期货价格在2.5-4美元/百万英热低价区间震荡。
- 欧亚气价上涨而美国气价稳定，美国与欧亚价差从战前约6-7美元/百万英热扩张至15美元/百万英热左右，挂钩HH价格指数的美气长协竞争力显著提升。

图：全球天然气价格趋势（单位：美元/百万英热）

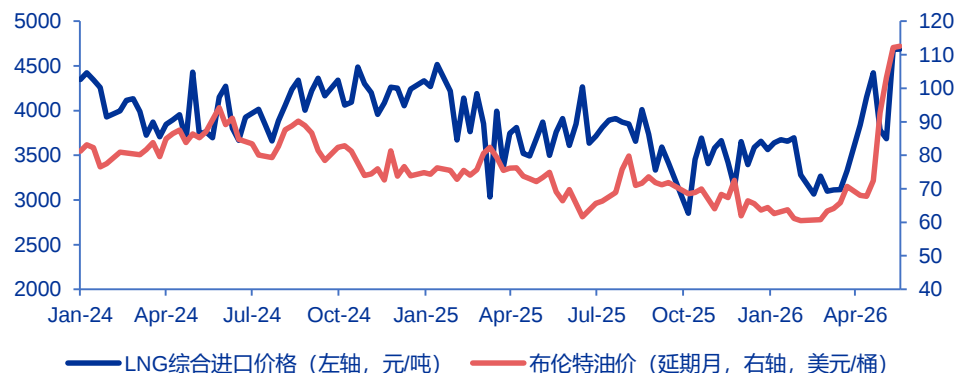


4.2.2 原油成本及国际天然气资源价格上行 进口资源成本走高

■ 我国绝大多数LNG以中长期协议方式进口，油价上行推动进口LNG成本创近年新高

- 我国绝大多数LNG以中长期协议方式进口，且多与国际油价挂钩，同时进口管道气协议也基本挂钩原油价格。我国进口天然气资源与油价联动性较强，原油价格波动同向影响我国天然气进口资源成本。
- 2025年下半年至2026年2月，布伦特原油价格基本在70美元/桶以下低位震荡，我国LNG综合进口价格在4000元/以下运行。
- 2026年3月起中东地区原油供给受限，全球油价飙升，布伦特油价从70美元/桶上涨至100美元/桶左右，且冲突爆发后全球原油库存持续下降，供需缺口或持续推动油价高位运行。
- 受定价周期的滞后性（约2-3月）影响，原油价格上涨对进口天然气成本影响逐步显现，5月中下旬中国LNG综合进口价格创2024年以来的新高。

图：中国LNG综合进口价格与布油（延期2月）价格波动



4.3.1 3月起LNG进口量下滑 中国可通过调节供需结构弥补天然气缺口

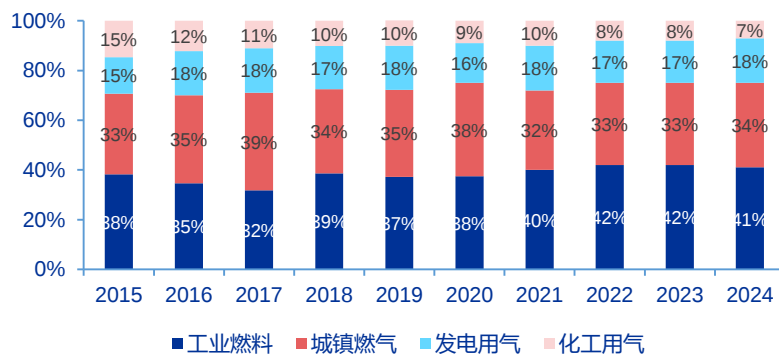
■ 我国近年来天然气消费结构整体稳定，天然气发电具备调减空间

- 我国天然气下游消费布局主要包括工业燃料、城镇燃气、发电用气及化工用气四大领域，根据《中国天然气发展报告2025》，2024年工业燃料、城镇燃气、发电用气及化工用气占比分别为41%、34%、18%、7%。根据2024年数据测算，我国气电用电量约767亿m³。
- 2026年高气价环境削弱天然气发电经济性，考虑到我国新能源发电占比快速提升，同时全国多地出台气电容量电价机制，电厂发电意愿或将降低。根据我们测算，假设其余产业用量维持不变，全国气电消费下降35%（约270亿m³），即可弥补中东LNG供给缺口。

■ 3-4月全国天然气消费用气下降绝对幅度高于LNG进口降幅缺口，供需灵活调节利好行业稳态运行

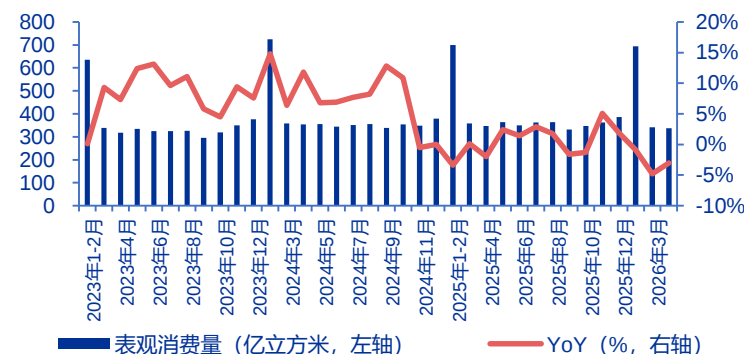
- 2026年1-4月，全国LNG累计进口量为1794万吨，同比下降10.3%，其中3-4月单月进口量分别下滑6.4%及10.3%，单月降幅约3.7及5.6亿m³；1-4月全国天然气表观消费量1372亿立方米，同比下降2.3%，其中3月及4月单月消费量下滑4.8%及3%，单月用气降幅分别约为18及10亿m³。
- 消费侧灵活调节，3-4月消费下降空间高于供给缺口部分，同时国内自产天然气规模同比稳步提升，供需灵活调节有助于天然气行业稳态运行。

图：全国天然气消费结构



资料来源：中国天然气发展报告，申万宏源研究

图：全国分月度天然气表观消费量及增速



资料来源：国家发改委，申万宏源研究

4.3.2 进口管道气贡献重要增量 有望对进口LNG形成替代作用

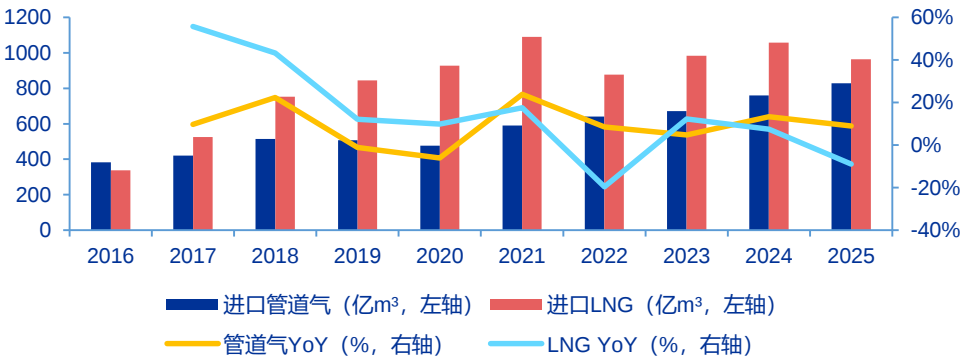
■ 近年来我国进口管道气增量显著

- 2021年起全国进口管道气量保持稳步增长，2025年进口量达828亿m³，2020-2025年CAGR达11.67%，主要系中俄东线产能逐步提升。同期LNG进口受地缘政治，价格较高等因素影响，CAGR为0.76%。管道气为近年来为我国贡献进口气核心增量。

■ 长周期来看，进口管道气仍有较强增长潜力，进口来源多元保障我国天然气进口无虞

- 目前我国已建成进口天然气管道包括中亚A/B/C管道，中缅管道以及中俄东线，合计产能达1050亿m³/年。目前在建管道包括中俄东线（虎林-长春）支线及中亚D线，其中中俄东线支线有望于今年末投产，有望提升100亿m³/年的进口能力。中亚D线及中俄东线产能合计800亿m³/年，远期可提供大量进口管道气增量。
- 进口LNG方面，2025年我国向全球20个国家进口LNG，来源包括澳洲、中东、欧洲、东南亚各地区国家，来源相对分散，抗风险能力强。随着包括加拿大及俄罗斯在内的LNG产能提升，我国LNG进口调节能力也将持续增强。

图：全国进口管道气量及同比增速



资料来源：中国天然气发展报告，申万宏源研究

表8：我国天然气进口管道梳理

方位	管道名称	管道起始国	路线	设计运输能力 (亿立方米/年)	投产时间
西北	中亚管线A线	土库曼斯坦	三线并行，由土库曼斯坦起，途经乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦，终止于新疆霍尔果斯。	550	2009
	中亚管线B线				2010
	中亚管线C线				2014
	中亚管线D线		由土库曼斯坦起，途经乌兹别克斯坦、塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦，终止于新疆伊尔克什坦。	300	在建
西南	中缅管道	缅甸	起于缅甸西海岸兰里岛皎漂港，终于广西贵港。	120	2013
东北	中俄东线（西伯利亚力量）管道	俄罗斯	起于俄罗斯东西伯利亚，由布拉戈维申斯克进入黑龙江省黑河，途经国内9省市，终于上海市。	380	2019年（2024年底全线贯通）
	中俄东线（虎林-长春）	俄罗斯	起自黑龙江省鸡西市虎林市（经乌苏里江从俄罗斯滨海边疆区达利涅列琴斯克入境），终点位于长春。	120	在建，预计2026年底投产
	中俄中线（西伯利亚2号管道）	俄罗斯	起于俄罗斯亚马尔半岛	500	规划，2025年9月签署建设备忘录

资料来源：中国政府网，人民网，申万宏源研究

4.4 两桶油2026/27管道气成本微增 中石化涨幅整体高于中石油

表：中国石油年度管道气长协定价方案

销售季	气源类型		2025-2026年		2026-2027年	
			气量比例	门站价上浮	气量比例	门站价上浮
非采暖季（4-10月）	管制气		60%	18.5%	60%	18.5%
	非管制气	固定	33%	70%	33%	70或80%*
		浮动	7%	联动CLD	7%	联动CLD
采暖季（11-3月）	管制气		55%	18.5%	55%	18.5%
	非管制气	固定	38%	70%	38%	70或80%*
		浮动	7%	联动CLD	7%	联动CLD
调峰量			/	90%	/	90%

资料来源：管网询，申万宏源研究
注：新甘青宁陕蒙黑吉云贵川渝非管制气固定量上浮比例不低于80%

表：中国石化年度管道气长协定价方案

销售季	气源类型	2025-2026年		2026-2027年	
		气量比例	门站价上浮	气量比例	门站价上浮
非采暖季（4-10月）	政府指导价	30%	18%	30%	18%
	基础量	35%	30%	50% (+15%)	46% (+16%)
	定价量	30%	中石化进口长协	13% (-17%)	中石化进口长协
	顺价量	5%	联动CLD	7% (+2%)	联动CLD
采暖季（11-3月）	政府指导价	30%	18%	30%	18%
	基础量	35%	50%	50% (+15%)	50%
	定价量	30%	中石化进口长协	13% (-17%)	中石化进口长协
	顺价量	%	联动CLD	% (+%)	联动CLD

资料来源：管网询，申万宏源研究

■ 2026/27中国石油年度管道气合同整体稳定，中石化合同成本小幅提升

- 2026/27年中石油管道气合同方案整体不变，仅在东北、西北、西南地区省份调高非管制气固定价格部分门站价调增比例，由去年70%小幅提升至80%，其余条款基本不变。
- 2026/27年中国石化管道气合同调高基础量及顺价量，并减少与进口长些挂钩部分的定价量比例，同时在基础量的门站价上浮比例从去年的30%提升至46%。
- 中石油方案与2025年政策相比整体条款基本保持稳定，其中东北、西北、西南受非管制气价格上浮比例提升的影响，该部分气量每方或增加3-6分钱，涨幅整体可控。同时CLD价格预计同比增加，浮动部分非管制气成本也将有所提升，因此在非管制气整体小幅增加的情况下，预计中石油合同整体成本呈微增趋势。
- 中石化方案受基础量比例及门站价上浮比例提升影响，预计整体方案的成本较去年有所提升，预计整体涨幅高于中石油管道气。
- 管道合同气为下游城燃主要气源，相较于国际气价，我国管道气价格涨幅温和利好城燃及终端用户成本温和可控，保障行业经营稳定性。

主要内容

1. 产业升级及气候异常 电力供需两旺
2. 燃料价增及市场联动 电价迎来拐点
3. 算电协同及低碳发展 电力攻守兼备
4. 多气源防御国际动荡 燃气平稳应对
5. 投资观点

5.1 投资观点

- **1、电力供需两旺，结构优化：**2026 年电力供需呈现 “供需两旺、结构优化” 格局。供给端，来水偏丰带动水电发电量同比高增，火电作为系统压舱石持续稳供托底用电，风光装机增速分化。需求端，第二产业用电修复是核心拉动力，高端装备、电子制造等高新制造及第三产业中信息技术服务等用电增速领跑。
- **2、电价市场化机制持续深化，煤价与现货供需共同驱动电价中枢抬升：**随着煤价自 2026 年初持续反弹，江苏等地区月度交易电价同步上行，煤价与电价的市场化联动机制成效显著。现货市场层面，广东现货价格受火电检修、来水偏枯、需求回暖影响大幅冲高，带动中长期交易电价同步抬升，现货价格已成为中长期电价的风向标。
- **3、算电协同与低碳发展共振，为电力行业打开全新估值空间：**煤电依托算力枢纽调峰刚需实现 “稳定现金流 + 高股息 + 算力新业务” 的复合价值重构，而新能源受益于非化石能源核算体系完善，绿证与绿电交易的环境价值大幅强化，同时算力配套消纳压力缓解，全行业在算电协同与低碳转型的双重驱动下，迎来业务扩容与估值抬升的双重机遇。
- **4、天然气：地缘扰动推升国际油气价格，国内气源多元保障供应稳定。**中东冲突引发霍尔木兹海峡航运受阻，全球约20%LNG供给中断导致短期全球天然气供需紧张。欧亚气价以及全球油价在3月后大幅上涨，其中中东LNG近80%供给亚洲，东北亚LNG现货价格涨幅更为显著。国际高油气价环境提升我国LNG进口成本，但我国供给来源多元，三桶油管道气合同年内仅小幅上涨，内部供需具有灵活调整空间，保障我国天然气产业稳态运行。
- **5、推荐标的：**1) **水电：**厄尔尼诺有利于今年水电来水，折旧和财务费用下降增厚水电利润，推荐大水电标的**国投电力、长江电力、川投能源、华能水电、桂冠电力**。2) **火电：**算电协同利好区域龙头，现货电价上涨修复盈利能力。推荐**华能国际(A+H)、建投能源、国电电力、华能蒙电、广州发展、华润电力等**。3) **核电：**核电出台电价托底政策，本身具有显著的成长性，建议关注**中国核电、中国广核 (A+H)**。4) **绿电：**绿证等环境价值释放后长期增加绿电运营商回报，建议关注**新天绿色能源、龙源电力、华润电力、福能股份**。5) **天然气：**短期来看，具有海外长协资源天然气贸易商有海外转售能力，短期盈利能力增强，推荐**新奥股份、九丰能源、新天绿色能源、深圳燃气等**。国内城燃运营商经营稳健，低碳政策利好天然气长期发展，推荐**昆仑能源、新奥能源、华润燃气、香港中华煤气、中国燃气等**
- **风险提示：**天然气价格高波动风险、国内顺价机制落地情况不及预期风险、电价波动风险

5.2 重点公用事业公司估值表

表：公用事业重点公司估值表

板块	代码	简称	评级	2026/6/9 收盘价	25E	EPS 26E	27E	25E	PE 26E	27E	PB(1f)
火电	00836.HK	华润电力	买入	21.02	2.52	2.73	2.89	8	8	7	0.89
	600795.SH	国电电力	买入	5.07	0.38	0.42	0.47	13	12	11	1.48
	600011.SH	华能国际	买入	8.39	0.84	0.89	1.04	10	9	8	1.88
	600483.SH	福能股份	买入	11.58	1.01	1.12	1.41	11	10	8	1.16
	600027.SH	华电国际	买入	5.20	0.45	0.53	0.59	12	10	9	1.21
	600863.SH	华能蒙电	买入	6.23	0.31	0.35	0.38	20	18	16	2.33
	600098.SH	广州发展	买入	7.71	0.69	0.67	0.78	11	12	10	0.97
	603071.SH	物产环能	买入	14.02	1.53	1.63	1.82	9	9	8	1.36
	002015.SZ	协鑫能科	买入	22.32	0.67	0.81	0.93	33	28	24	3.00
新能源	600905.SH	三峡能源	买入	4.21	0.13	0.13	0.14	32	32	30	1.34
	00916.HK	龙源电力	买入	5.57	0.53	0.59	0.66	11	9	8	0.70
核电	601985.SH	中国核电	买入	8.99	0.42	0.48	0.51	21	19	18	1.54
	003816.SZ	中国广核	买入	4.33	0.21	0.23	0.25	21	19	17	1.74
水电	600900.SH	长江电力	买入	27.61	1.50	1.61	1.63	18	17	17	2.96
	600886.SH	国投电力	买入	13.74	0.94	0.98	1.03	15	14	13	1.59
	600236.SH	桂冠电力	买入	10.77	0.43	0.45	0.50	25	24	22	4.44
	600025.SH	华能水电	买入	9.73	0.49	0.53	0.56	20	18	17	2.55
	600674.SH	川投能源	买入	15.15	1.04	1.10	1.15	15	14	13	1.59
天然气	605090.SH	九丰能源	买入	35.69	2.28	2.43	2.60	16	15	14	2.14
	601139.SH	深圳燃气	买入	6.20	0.66	0.70	0.74	9	9	8	1.08
	300435.SZ	中泰股份	买入	17.14	1.53	2.13	2.59	11	8	7	1.96
	00956.HK	新天绿色能源	买入	2.93	0.53	0.6	0.65	6	5	5	0.51
	00384.HK	中国燃气	买入	6.96	0.69	0.77		10	9		0.70
	01193.HK	华润燃气	买入	17.19	1.88	2.08	2.34	9	8	7	0.90
	600803.SH	新奥股份	买入	18.28	1.88	2.04	2.24	10	9	8	2.34
	02688.HK	新奥能源	买入	45.08	5.47	5.67	5.99	8	8	8	1.11
	01083.HK	港华智慧能源	买入	3.22	0.44	0.47	0.50	7	7	6	0.46
	00003.HK	香港中华煤气	买入	6.79	0.33	0.34	0.36	21	20	19	2.13
	.HK	昆仑能源	买入								

资料来源：Wind，申万宏源研究。注：表中香港中华煤气、华润电力、港华智慧能源、中国燃气、华润燃气股价和EPS采用港币，其他港股公司股价和EPS采用人民币。三峡能源、龙源电力、新奥能源EPS预测取wind一致预期，其他为申万宏源预测

5.3 风险提示

■ 天然气价格高波动风险

- 尽管进入2023年后全球天然气供需趋于宽松，价格有所回落，但是供给侧风险频发，气价短期高波动频发。在国内定价机制与国际气价联动程度加深，城燃企业对海气进口依赖程度增加的背景下，城燃企业盈利能力仍受上游气源价格震荡风险影响。

■ 国内顺价机制落地情况不及预期风险

- 尽管国家引导地方政府陆续出台顺价政策，但落地时间和效果存在地区差异性。目前顺价机制在包括河北、江苏等省份集中落地，效果相对明显，而在其他一些省份落地执行力度仍有改善空间。如天然气顺价政策落地效果不及预期，将会导致城燃企业毛差下降，影响企业盈利。

■ 电价波动风险

- 电力市场化持续深化，现货电价随供需、煤价、来水季节性波动加剧。火电受燃煤成本扰动，新能源受装机过剩拖累电价下行，核电、水电部分电量参与市场化交易同样面临电价波动冲击；虽依托保底电价、长协合同、算电配套负荷对冲部分风险，但现货价格大幅波动仍会对各电源企业盈利形成阶段性扰动。

信息披露

证券分析师承诺

本报告署名分析师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，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、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

与公司有关的信息披露

本公司隶属于申万宏源证券有限公司。本公司经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司关联机构在法律许可情况下可能持有或交易本报告提到的投资标的，还可能为或争取为这些标的提供投资银行服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。客户可通过compliance@swsresearch.com索取有关披露资料或登录www.swsresearch.com信息披露栏目查询从业人员资质情况、静默期安排及其他有关的信息披露。

机构销售团队联系人

华东团队	茅炯	021-33388488	maojiong@swhyse.com
华北团队	肖霞	15724767486	xiaoxia@swhyse.com
华南团队	王维宇	0755-82990590	wangweiyu@swhyse.com
华北创新团队	潘烨明	15201910123	panyeming@swhyse.com
华东创新团队	朱晓艺	18702179817	zhuxiaoyi@swhyse.com

股票投资评级说明

证券的投资评级：

以报告日后的6个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入（Buy）	：相对强于市场表现20%以上；
增持（Outperform）	：相对强于市场表现5%～20%；
中性（Neutral）	：相对市场表现在 - 5% ~ + 5% 之间波动；
减持（Underperform）	：相对弱于市场表现5%以下。

行业的投资评级：

以报告日后的6个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好（Overweight）	：行业超越整体市场表现；
中性（Neutral）	：行业与整体市场表现基本持平；
看淡（Underweight）	：行业弱于整体市场表现。

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。申银万国使用自己的行业分类体系，如果您对我们的行业分类有兴趣，可以向我们的销售员索取。

本报告采用的基准指数：沪深300指数（A股）、恒生中国企业指数（H股）、纳斯达克指数（美股）

法律声明

本报告由上海申银万国证券研究所有限公司（隶属于申万宏源证券有限公司，以下简称“本公司”）在中华人民共和国内地（香港、澳门、台湾除外）发布，仅供本公司的客户（包括合格的境外机构投资者等合法合规的客户）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司 <http://www.swsresearch.com> 网站刊载的完整报告为准，本公司并接受客户的后续问询。本报告首页列示的联系人，除非另有说明，仅作为本公司就本报告与客户的联络人，承担联络工作，不从事任何证券投资咨询服务业务。

本报告是基于已公开信息撰写，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。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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。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。

客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为作出投资决策的惟一因素。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本公司特别提示，本公司不会与任何客户以任何形式分享证券投资收益或分担证券投资损失，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。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户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。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。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。市场有风险，投资需谨慎。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

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。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。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制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，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。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，未获本公司同意，任何人均无权在任何情况下使用他们。

有信仰 敢担当 守正创新 追求卓越

上海申银万国证券研究所有限公司
(隶属于申万宏源证券有限公司)

王璐
wanglu@swsresearch.com



申万宏源研究微信订阅号



申万宏源研究微信服务号