

电价研究系列（二）

煤价上涨、供需反转，电价面临周期拐点

核心观点：

- **成本守电价底线，供需定利润空间。**我们曾经在深度报告《电价研究框架：燃煤电量电价三因子模型》中，拆解燃煤电量电价影响因素至发电成本、电力供需及竞争格局三方面。本篇报告我们进一步分析并提出成本和供需对电价的影响方式，“成本守电价底线，供需定利润空间”，**在当前煤价持续回升、供需即将反转的背景下，电价正面临周期性拐点。**部分省份电价已率先反弹，在煤价气价上涨、供需偏紧下，广东4月现货电价大涨，最高超过1元/千瓦时，5月双边协商电价涨至0.479元/千瓦时，江苏月度电价连续三个月环比提升并接近年度长协电价，电价上涨有望由点及面向全国铺开。
- **煤价上涨支撑电价反弹，绿电提升对电价冲击有限。**电价确定的底层逻辑是成本加成，火电在发电结构中占据主导地位，年度长协电价更多反应煤价，其他电源锚定火电报价，过去三年电价下滑的主因是煤价的持续走低。而2026年煤价趋势反转，最新秦皇岛动力煤价相比年初提升157元/吨，煤电度电燃料成本提升接近6分，美伊冲突以来天然气价格也大幅上涨，火电利润承压支撑电价反弹。市场担忧绿电占比提升冲击电价，目前绿电度电成本已稳定在0.17~0.25元/千瓦时左右，外送电考虑特高压输配成本后，度电成本仍要增加0.8~1.2分，落地成本将会提升到0.25元/千瓦时以上，额外考虑系统运行费用后成本更高，对电价冲击有限，此外西北地区的新能源电价也出现企稳迹象，甘肃2027上半年风光机制电价竞价接近上限（此前为下限）。
- **需求稳定供给放缓，供需面临周期性拐点。**十四五期间，火电的大规模核准和风光的快速发展导致电力供给增速高于用电量增速，电力供需走向宽松格局。**展望未来供需格局有望在今年出现拐点，需求端：**一方面用电量随经济增长稳定提升，另一方面新兴产业如数据中心、新能源汽车等快速发展，有望带动用电量超预期增长。**供给端：**火电核准规模下滑，2025年仅核准32GW，近期国务院发布《关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》中提出“合理控制煤电装机规模和发电量”；风光预期2026年开始新增装机和增速均会下滑，风光发电量占比达到22%，近两年弃风弃光率提升、利用小时数下滑，新能源新增装机效益边际递减，绿电企业盈利显著承压投资意愿下降，此外特高压输电通道和调峰资源不足也制约风光消纳。当前电力供需面临拐点。测算火电2028年利用小时数触底，代表电力供需恢复平衡。
- **建议关注电价预期改善水火核盈利弹性：1.火电：**盈利稳定性强高股息：华能国际电力股份、华电国际电力股份、国电电力、申能股份、华能蒙电；**2.水电：**业绩超预期、分红提升的川投能源、长江电力；**3.核电：**电价预期扭转的中国核电。
- **风险提示。**改革不及预期；煤价超额上涨；利用小时波动超预期。

行业评级

买入

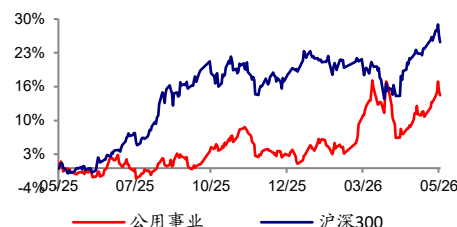
前次评级

买入

报告日期

2026-05-18

相对市场表现



分析师：

郭鹏



SAC 执证号：S0260514030003

SFC CE No. BNX688



021-38003655



guopeng@gf.com.cn

分析师：

郝兆升



SAC 执证号：S0260524070001



0755-82557403



haozhaosheng@gf.com.cn

请注意，郝兆升并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

相关研究：

- 公用事业行业深度跟踪：算电 2026-05-10
- 协同政策项目双落地，板块盈利企稳估值低位
- 公用事业行业 2025 年报及 2026 年 1 季报总结：水火低估值优高股息，电价预期向上提弹性 2026-05-05
- 公用事业行业深度跟踪：广东 2026-04-26
- 现货电价大涨，关注火电一季报超预期

联系人：

刘恒君 021-38003779

liuhengjun@gf.com.cn

重点公司估值和财务分析表

股票简称	股票代码	货币	最新	最近	评级	合理价值	EPS(元)		PE(x)		EV/EBITDA(x)		ROE(%)	
			收盘价	报告日期			2026E	2027E	2026E	2027E	2026E	2027E	2026E	2027E
华能国际	600011.SH	CNY	7.53	2026/04/16	买入	10.02	0.84	0.89	9.17	8.65	2.26	2.14	8.80	8.90
华能国际 电力股份	00902.HK	HKD	6.57	2026/04/16	买入	10.02	0.84	0.89	6.87	6.45	1.68	1.59	8.80	8.90
华电国际	600027.SH	CNY	5.34	2026/04/24	买入	5.37	0.49	0.54	11.00	9.98	2.91	2.77	8.10	8.80
华电国际 电力股份	01071.HK	HKD	4.51	2026/04/24	买入	5.37	0.49	0.54	5.69	5.35	2.13	2.02	8.10	8.80
国电电力	600795.SH	CNY	4.92	2026/04/19	买入	5.33	0.36	0.40	14.03	12.62	2.23	2.03	10.20	11.10
华能蒙电	600863.SH	CNY	4.84	2026/05/05	买入	5.37	0.30	0.33	16.50	15.00	5.87	5.54	14.90	15.60
中能股份	600642.SH	CNY	9.50	2026/05/13	买入	11.51	0.75	0.77	12.73	12.40	5.23	5.03	8.50	8.40
川投能源	600674.SH	CNY	14.99	2026/05/08	买入	20.80	1.04	1.09	14.80	14.12	78.72	77.90	10.70	10.60
长江电力	600900.SH	CNY	27.03	2026/05/13	买入	36.73	1.47	1.53	18.37	17.65	9.96	9.76	15.50	15.40
中国核电	601985.SH	CNY	9.14	2026/05/07	买入	10.17	0.41	0.45	22.54	20.53	3.65	3.30	6.80	7.20

数据来源：Wind、广发证券发展研究中心

备注：表中估值指标按照最新收盘价计算

目录索引

一、电价研究框架——成本守电价底线，供需定利润空间.....	5
二、煤价上涨、供需拐点，电价预期企稳反弹.....	8
（一）煤价上涨，火电成本提升支撑电价反转.....	8
（二）火电、绿电新增装机下降，供需面临周期拐点.....	11
三、盈利稳定分红提升，板块公用事业化加速.....	15
四、风险提示.....	20



图表索引

图 1: 成本守电价底线，供需定利润空间	5
图 2: 煤电电价机制持续演进，从燃煤标杆电价→基准+浮动的市场化电价→电量+容量+辅助服务的三部制电价	6
图 3: 广东年度长协电价与标煤单价	6
图 4: 江苏年度长协电价与标煤单价	6
图 5: 广东燃煤机组实时现货价月度中枢与广东电厂用煤成本走势	7
图 6: 云南十三五期间电力供需宽松弃水电量较多	7
图 7: 云南省 2019 年后电价回升	7
图 8: 云南省省内直接交易月度平均电价走势	8
图 9: 2026 年秦皇岛动力煤价格持续回升（Q5500，元/吨）	8
图 10: 广东 5 月市场化电价环比大涨	10
图 11: 江苏 3-5 月月度电价环比持续提升	10
图 12: 用电量增速与装机增速周期性变化	11
图 13: 全社会用电量稳定增长	11
图 14: 用电量结构中第三产业和城乡居民用电量占比持续提升	12
图 15: 十四五期间火电和新能源装机快速增长（单位：GW）	12
图 16: 2020-2026 年火电核准和开工装机规模	13
图 17: 2025 年绿电发电量占比提升至 22%	13
图 18: 风光利用小时数连续两年明显下滑	13
图 19: 典型省份风电利用小时数	14
图 20: 典型省份光伏利用小时数	14
图 21: 风光外送省份风光利用率下滑	14
图 22: 2025 年公用事业板块营收同比-3.5%	16
图 23: 2025 年公用事业板块归母净利润同比+0.9%	16
图 24: 公用事业板块单季归母净利润（单位：亿元）	16
图 25: 经营性现金流净额：2025 年同比+15.0%	17
图 26: 投资性现金流净额：2025 年同比-8.0%	17
图 27: 2025 年公用板块分红总额 1226 亿元	17
图 28: 2025 年公用分板块分红率稳中有升	17
图 29: 转型的契机：火电分析要素正在发生变化	18
图 30: 长江电力股息率与十年期国债收益率	19
图 31: 预期在建机组投产节奏	19
图 32: 绿电当前面临消纳、电价、现金流问题	20
表 1: 风电光伏项目度电成本测算	9
表 2: 国网区域跨省跨区专项工程输电价格	9
表 3: 电力供需平衡表预测	14
表 4: 公司盈利预测与估值（收盘价日期：2026/5/15）	20

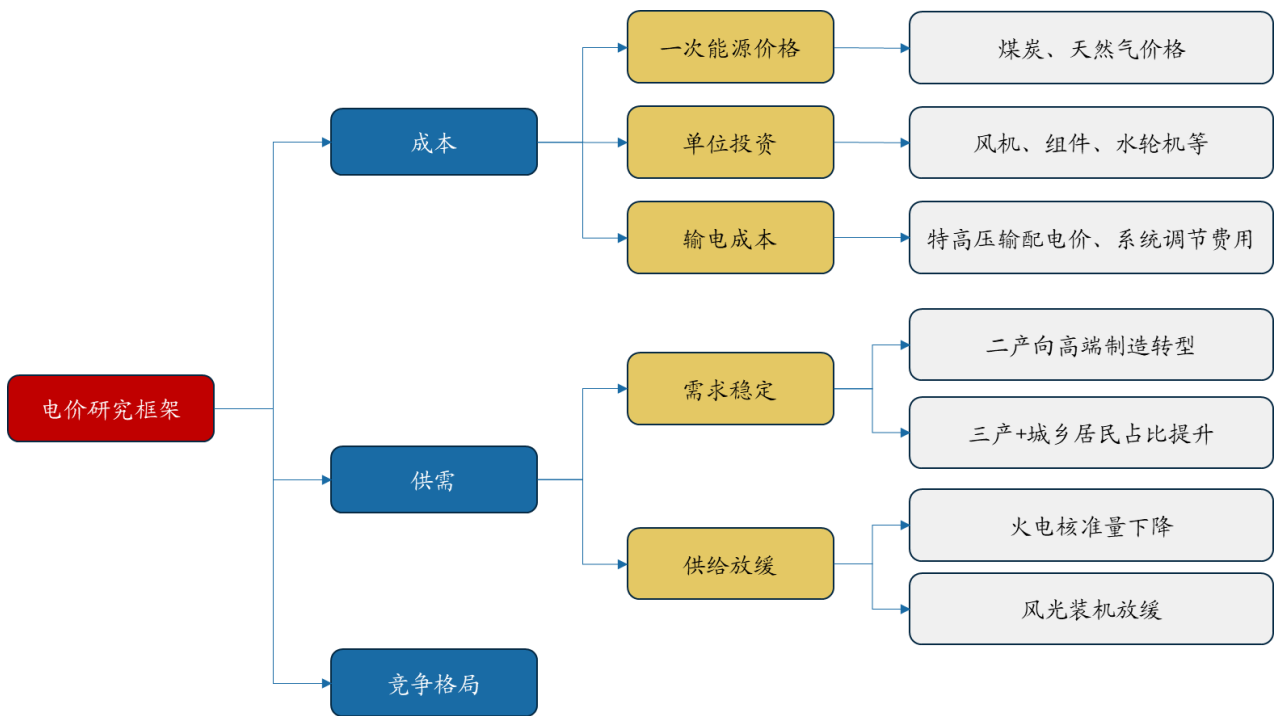
一、电价研究框架——成本守电价底线，供需定利润空间

我们曾经在深度报告《电价研究框架：燃煤电量电价三因子模型》中，拆解燃煤电量电价影响因素至发电成本、电力供需及竞争格局三方面。本篇报告我们进一步分析并提出成本和供需对电价的影响方式，“**成本守电价底线，供需定利润空间**”，在当前煤价持续回升、供需即将反转的背景下，电价正面临周期性拐点。

电价确定的底层逻辑是成本加成。计划电价时期电价的确定方法是在成本的基础上给予合理利润，进入市场化电价后，火电的报价逻辑同样以成本为底线，其他电源则以火电电价为锚定，因此在2024-2026年煤价持续下跌期间电价随之下跌，进入2026年后煤价持续走高，终结了此前煤价持续下跌的趋势，电价预期也随煤价向上。

供需影响利润空间。电力供需偏紧时，电价倾向于上升，电力利润空间扩大，电力供需宽松时，未来更多的电量消纳，利润空间缩窄，电价下降。十四五期间，火电的大规模核准和风光的快速发展导致电力供给增速高于用电量增速，电力供需走向宽松格局。但目前火电核准量下降、风光装机增速放缓，供给增速下降，需求端在AI数据中心和新能源汽车等新兴产业带动下有望超预期，电力供需格局正面临周期拐点。

图 1：成本守电价底线，供需定利润空间

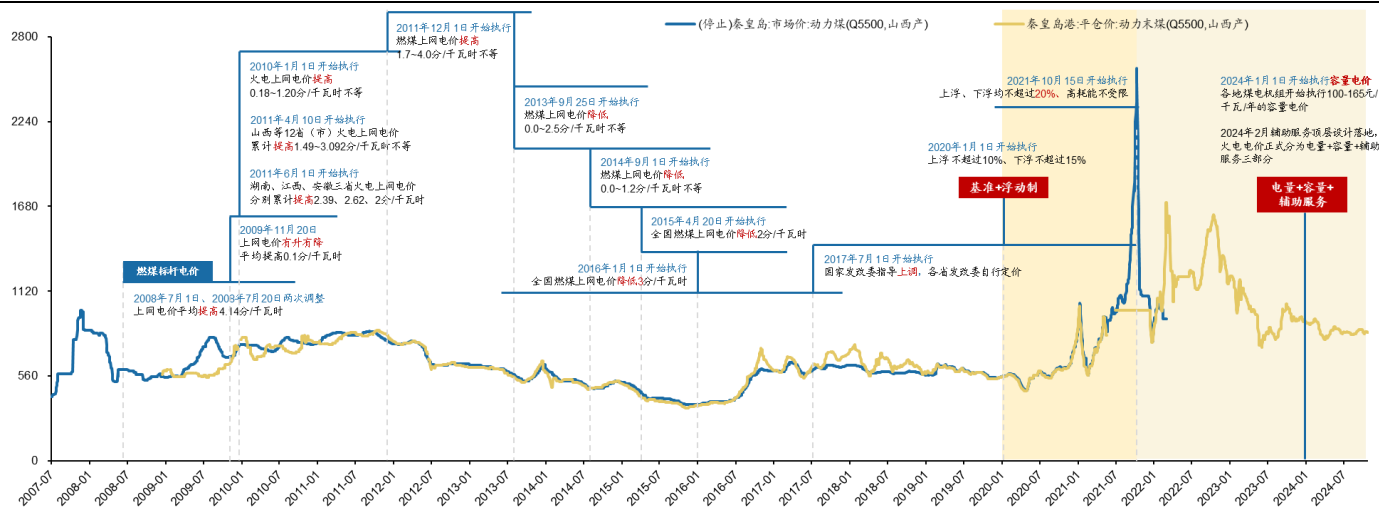


数据来源：自行绘制，广发证券发展研究中心

从“煤电联动”到“市场化交易”，计划电价向市场定价过渡。复盘我国燃煤电价的演进脉络：2004年我国首次公布各地燃煤标杆上网电价，而后燃煤标杆上网电价共经历了12次调整，其中7次上调、4次下调，1次各地区涨跌不一，历年燃煤标杆上网电价调整多与煤炭价格相关（煤电联动机制），遵循着成本加成法定价的逻辑，

但煤价变动的高频与电价联动的低频导致了火电利润的周期性波动。因此2020年起变为可浮动的市场化机制电价；2021年10月，燃煤电价浮动区间扩大至上、下20%，市场定价的比例和浮动范围扩大，但电价定价的本质仍然延续着成本加成的逻辑，正如2021年煤价大涨之后，2022-2023年电价随之大幅提升，而在煤价下跌之后电价也随之下跌，火电的度电利润在此期间虽有波动，但最终仍会回归合理利润的均值附近。水电作为发展较早的电源，早期的电价机制同样是以成本加成法确定一厂一价，风光发展早期也是在成本的基础上给予一定的补贴从而获得合理利润。除了基本的定价逻辑之外，其他电价政策更多针对不同电源发挥的作用给予额外的补偿，例如火电的容量电价补偿基荷价值、辅助服务收入补偿调节价值；绿电交易、绿证交易补偿绿电的环境价值，随着电力体系的完善，理想状态下最终各电源品种均能获得合理利润。

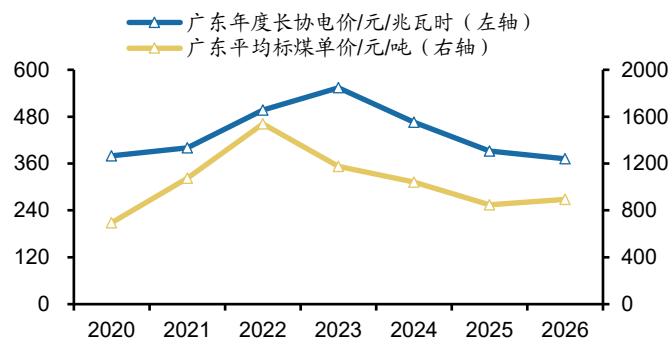
图 2：煤电电价机制持续演进，从燃煤标杆电价→基准+浮动的市场化电价→电量+容量+辅助服务的三部制电价



数据来源：Wind，发改委，广发证券发展研究中心 备注：煤价单位为元/吨

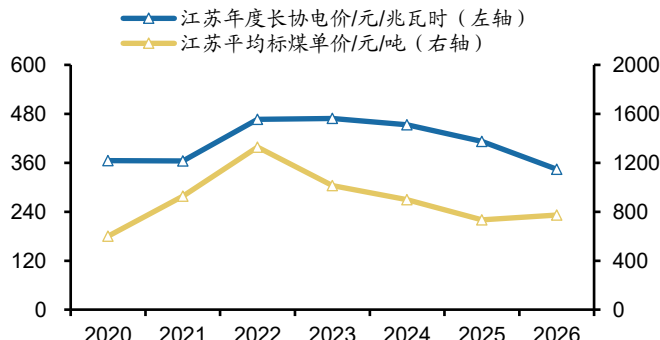
火电年度长协中电价更多反应煤价，其他电源锚定火电。电力公司一年的上网电量中年度长协签约电量占据绝大部分，因此在签约年度长协电价时，会更多考虑当前和预期的煤价，以此获得稳定收入和合理利润，而核电、水电、绿电的市场化电价则参考火电的报价，最终煤价成为年度长协电价的主要影响因素。在过去一轮煤价周期波动中，2021年煤价大涨，2022年维持高位，2023年后开始下降，年度长协电价变化略微滞后从2022年开始上涨、2023年维持高位，2024-2025年持续下降。

图 3：广东年度长协电价与标煤单价



数据来源：广东省电力交易中心，广发证券发展研究中心

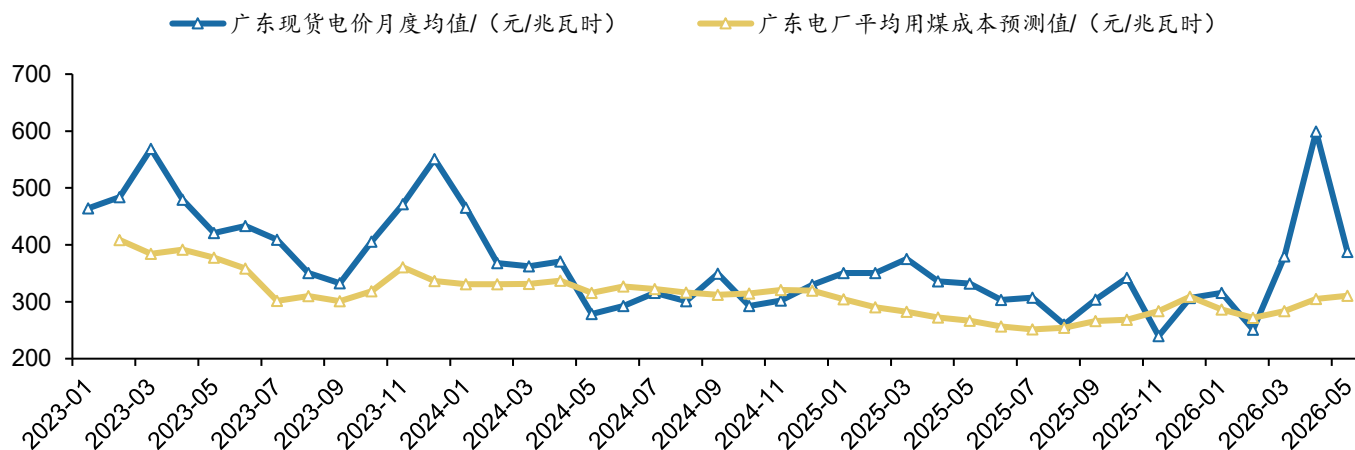
图 4：江苏年度长协电价与标煤单价



数据来源：江苏省电力交易中心，广发证券发展研究中心

对于月度和现货电价的定位，更多是修正年度电价、作为一次能源价格和电力供需情况的高频传导。我们以广东电力现货市场的数据为例，可以发现：除了煤价的影响之外，现货电价会更频繁受电力供需的影响，在电力供需季节性偏紧的时候广东现货电价中枢会逆煤价上扬、体现出明显的冬夏双峰的特性电力供需平衡或宽松的阶段现货电价中枢亦收敛至较用煤成本稍高的位置。

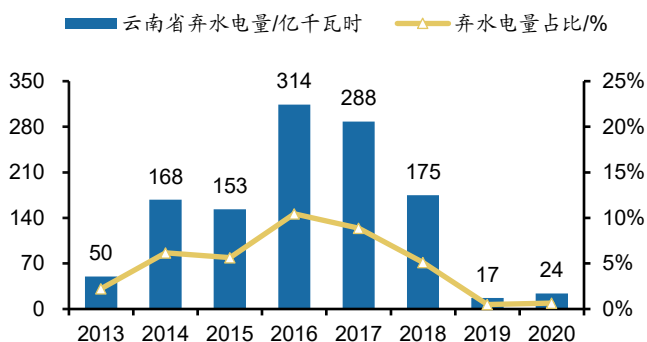
图 5：广东燃煤机组实时现货价月度中枢与广东电厂用煤成本走势



数据来源：Wind，广东电力交易中心，广发证券发展研究中心

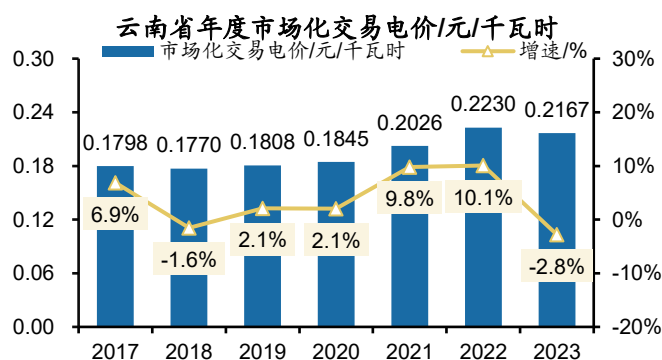
当电力获得较高利润的时候，供需对电价的影响更加明显。由于火电的度电利润较低，且对煤价更加敏感，供需的影响不是十分明显，我们以水电为例，水电度电成本低、盈利性较好，且存在季节性和年度的来水丰枯影响，供给端时常存在波动。云南省2014年开始试点市场化交易，2016年全面放开，当时正值云南水电大规模投产供给快速增加时期，云南每年弃水电量较高，电力供需宽松，电价快速下降至0.18元/千瓦时以下，成为全国各省中电价最低的几个省份之一，直到云南引入电解铝等高耗能企业，用电量快速增加，弃水电量大幅下降电力供需恢复平衡，2019年开始电价开始回升，并在2021-2023年频繁出现缺电限电问题，电力供给紧张之下，电价快速提升，云南电价的变化是长周期电力供需格局变化的典型案例。此外来水丰枯对云南的电价存在较大影响，由于来水存在季节性波动，因此每年汛期、水电度电成本最低、电力供需最宽松的时期，电价都是一年中最低的，四川的市场化电价同样体现出类似的特点，当利润较高时，供需成为电价的主导因素。

图 6：云南十三五期间电力供需宽松弃水电量较多



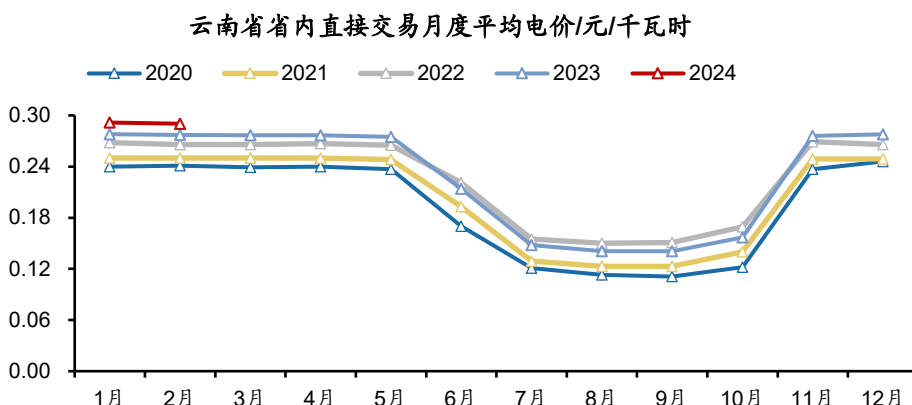
数据来源：昆明电力交易中心，广发证券发展研究中心

图 7：云南省2019年后电价回升



数据来源：昆明电力交易中心，广发证券发展研究中心

图 8：云南省省内直接交易月度平均电价走势



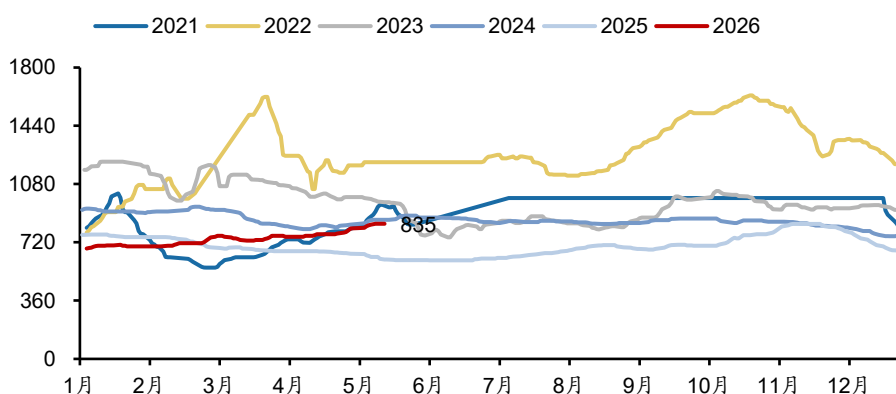
数据来源：昆明电力交易中心，广发证券发展研究中心

二、煤价上涨、供需拐点，电价预期企稳反弹

（一）煤价上涨，火电成本提升支撑电价反转

煤价持续上涨，电力成本提升。2026年煤价持续提升，结束了2022-2025年的持续下降趋势，2022-2025年秦皇岛动力煤Q5500价格均值分别为1264、965、855、697元/吨，2026年至今均价735元/吨，最新值达到825元/吨，2026年的年度长协电价是站在2025年12月时的低煤价基础之上，在煤价提升后，电价预期也将提升。以当前煤价和300克/千瓦时的标准煤耗计算，度电燃料成本已经达到0.315元/千瓦时，相比2025年均值提高接近5分/千瓦时。

图 9：2026年秦皇岛动力煤价格持续回升（Q5500，元/吨）



数据来源：百川盈孚，广发证券发展研究中心

风光占比提升对火电的冲击有限。随着风机、组件等价格企稳，风电和光伏的建设成本已经不再下降，参考电力公司公告项目投资额，目前陆上风电单位投资成本大约在5000-5500元/千瓦左右，光伏单位投资成本大约在3800-4200元/千瓦左右，参考绿电公司成本结构，以及全国平均风电光伏利用小时数，假设折旧成本占营业成本的70%，风电利用小时数2100小时，光伏利用小时数1200小时，风光的度电成

本约在0.17-0.25元/千瓦时左右，此外随着弃风弃光率提升利用小时数下降，度电成本还会进一步提升，因此风光的成本相比火电虽然有一定优势，但这一优势并不会进一步扩大，而且通过系统调节费用还是进一步弥补。

表 1：风电光伏项目度电成本测算

单位投资					单位投资				
利用小时	4500	5000	5500	6000	利用小时	3000	3500	4000	4500
1800	0.179	0.198	0.218	0.238	900	0.238	0.278	0.317	0.357
1900	0.169	0.188	0.207	0.226	1000	0.214	0.250	0.286	0.321
2000	0.161	0.179	0.196	0.214	1100	0.195	0.227	0.260	0.292
2100	0.153	0.170	0.187	0.204	1200	0.179	0.208	0.238	0.268
2200	0.146	0.162	0.179	0.195	1300	0.165	0.192	0.220	0.247
2300	0.140	0.155	0.171	0.186	1400	0.153	0.179	0.204	0.230
2400	0.134	0.149	0.164	0.179	1500	0.143	0.167	0.190	0.214
2500	0.129	0.143	0.157	0.171	1600	0.134	0.156	0.179	0.201

数据来源：广发证券发展研究中心

备注：利用小时数（单位：小时），单位投资（单位：元/千瓦），表中数据为度电成本（单位：元/千瓦时）

外送绿电对落地省份的电价冲击同样有限。考虑西北地区资源禀赋较好利用小时数高，度电成本更低，但是经过特高压输送之外，额外增加了特高压的输配电价和线损、以及送电和受电省份的输配电价后，度电成本仍要增加0.8~1.2分左右，落地成本将会提升到0.25元/千瓦时以上，叠加系统调节费用等的分摊，落地电价相比受端省份本地电价优势同样有限，甚至可能出现倒挂情况，因此绿电的成本优势对火电也并不明显。在市场化电价同样遵循成本加成的逻辑之下，火电和绿电的成本均对电价底线有一定支撑，因此电价持续下降的可能性极低，而在火电成本提升之后，电价也会随之提升。

表 2：国网区域跨省跨区专项工程输电价格

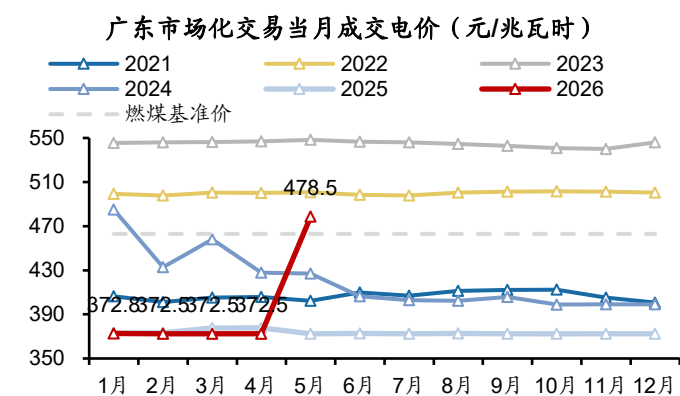
序号	名称	电量电价（分 / 千瓦时）	容量电价（元 / 千瓦·年）	线损率
1	灵宝直流	4.03	-	1.00%
2	德宝直流	3.36	-	3.00%
3	锦苏直流	5.11	-	7.00%
4	高岭直流	2.35	-	1.70%
5	龙政直流	6.75	-	7.50%
6	葛南直流	5.58	-	7.50%
7	林枫直流	4.39	-	7.50%
8	宜华直流	6.85	-	7.50%
9	江城直流	3.85	-	7.65%
10	中俄直流	3.71	-	1.30%
11	青藏直流	6	-	13.70%
12	呼辽直流	4.2	-	4.12%
13	阳城送出	2.07	-	3.00%
14	锦界送出	1.81	-	2.50%
15	府谷送出	1.45	-	2.50%
16	辛洹线	-	40	-

17	三峡送华中	4.51	-	0.70%
18	长南荆特高压交流	2.51	-	1.50%
19	天中直流	6.13	-	7.20%
20	向上直流	5.71	-	7.00%
21	宾金直流	4.54	-	6.50%
22	宁东直流	5.08	-	7.00%
23	灵绍直流	4.88	-	4.26%
24	祁韶直流	6.37	-	4.14%
25	鲁固直流	4.12	-	2.69%
26	锡泰直流	4.83	-	3.32%
27	雁淮直流	3.59	-	2.77%
28	吉泉直流	8.29	-	7.00%
29	昭沂直流	5.895	-	6.50%
30	青豫直流	6.489	-	5.83%
31	孟县送出	0.81	-	2.50%
32	雅湖直流	6.85	-	6.00%
33	陕武直流	5.12	-	5.00%
34	建苏直流	8.36	-	6.00%
35	金塘直流	8.14	-	6.00%
36	云霄直流	-	115	-

数据来源：国家电网，广发证券发展研究中心

今年4月广东现货电价大涨，也体现出成本和供需对电价的影响。今年4月广东提前入夏，在高温天气加持下，广东用电负荷大增，同时西南地区少雨外送电量减少，本地阴天光伏出力下降，供需出现阶段性偏紧，在此情况下启用高成本气电，气电成为边际定价机组。此时正值美伊冲突爆发之际，国际油价大涨带动天然气价格和煤价持续提升，成本提升+供需偏紧下，广东现货电价最高超过1元/度，同时广东5月双边协商电价大幅提升至0.4785元/千瓦时，远超年度长协电价0.372元。此外，江苏等省份电价也持续提升，江苏月度长协电价连续三个月环比提升，最新5月电价0.338元/千瓦时，已经接近年度长协电价0.344元/千瓦时，若煤价持续维持高位，明年长协电价预期将上涨。

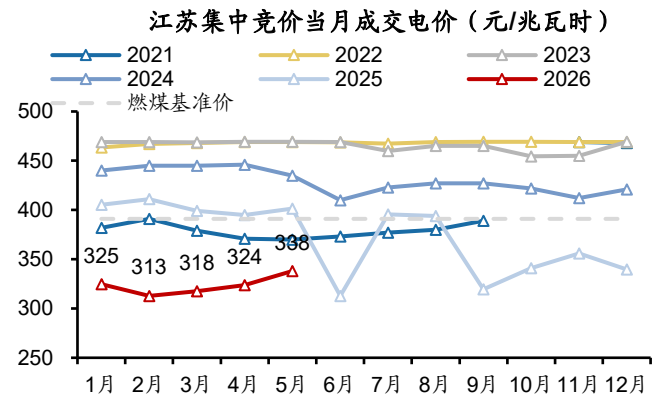
图 10：广东5月市场化电价环比大涨



数据来源：广东省电力交易中心，广发证券发展研究中心

备注：5月电价使用双边协商电价

图 11：江苏3-5月月度电价环比持续提升

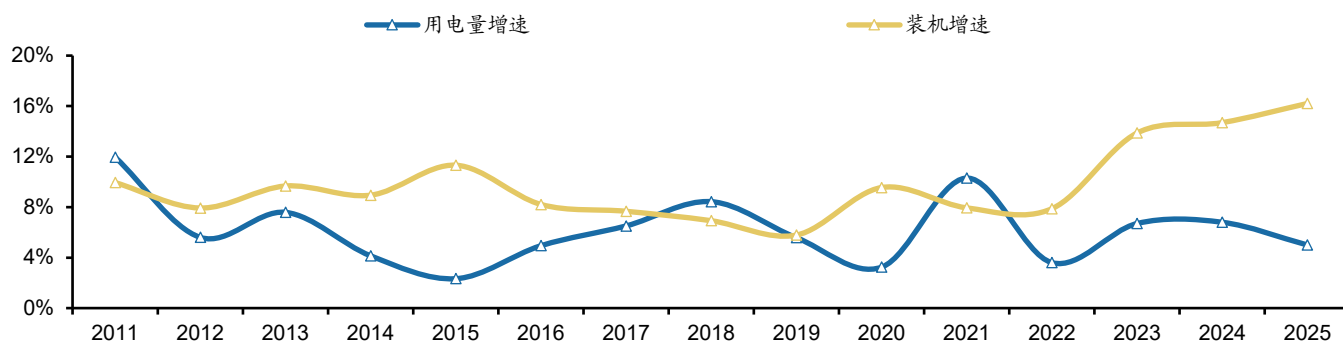


数据来源：江苏省电力交易中心，广发证券发展研究中心

（二）火电、绿电新增装机下降，供需面临周期拐点

电力供给快速增长，2023年后电力供需进入宽松周期。电力行业供需存在周期性，一方面需求端用电量的增长受宏观经济、温度等影响存在一定波动，另一方面供给端装机的增长需要政府审批和建设期存在一定滞后，因此电力供需总会出现周期性的宽松和紧张交替的情况。以这一轮供需转换为例，十三五期间国内装机增速持续下降，火电核准规模较小，导致2021年发生大规模缺电限电问题，随后国内大规模核准火电，火电经过2-3年建设期集中于2024-2027年投产，同时新能源快速发展新增装机逐年增长，近三年装机增速明显加快，导致电力供需逐渐转向宽松。

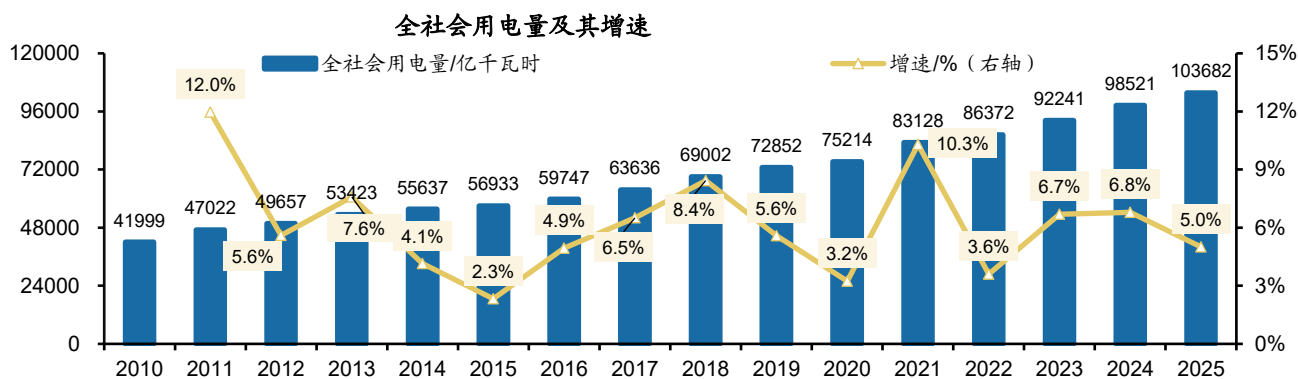
图 12：用电量增速与装机增速周期性变化



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

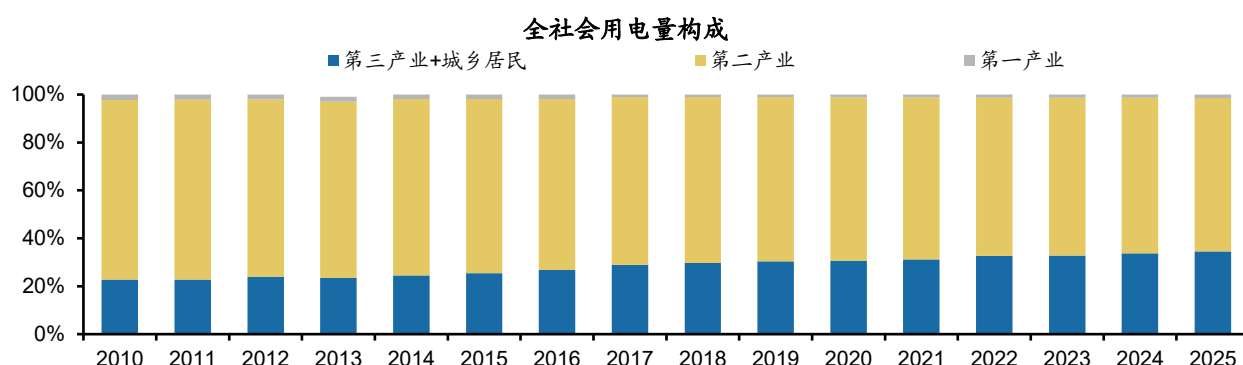
需求端：我国用电量随经济增长稳定提升，产业转型有望带动用电量超预期增长。近五年我国全社会用电量CAGR为5.68%，2025年全社会用电量超过10万亿度，同比增长5%。未来随着我国经济仍然保持增长，电力需求也将保持稳定提升。此外，随着我国经济结构的变化，经济转型也带动用电结构发生变化，二产用电量在全社会用电量中的占比逐渐下降，三产和城乡居民用电量逐渐提升，其背后原因是新兴产业（如数据中心、新能源汽车等）快速发展，单位用电量更高带来更高的用电弹性，2025年充换电服务业用电量增速达到48.8%、软件和信息技术服务业用电量增速达到17%，是拉动第三产业用电量增长的重要原因，未来新兴产业的发展有望进一步带动用电量超预期增长。

图 13：全社会用电量稳定增长



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

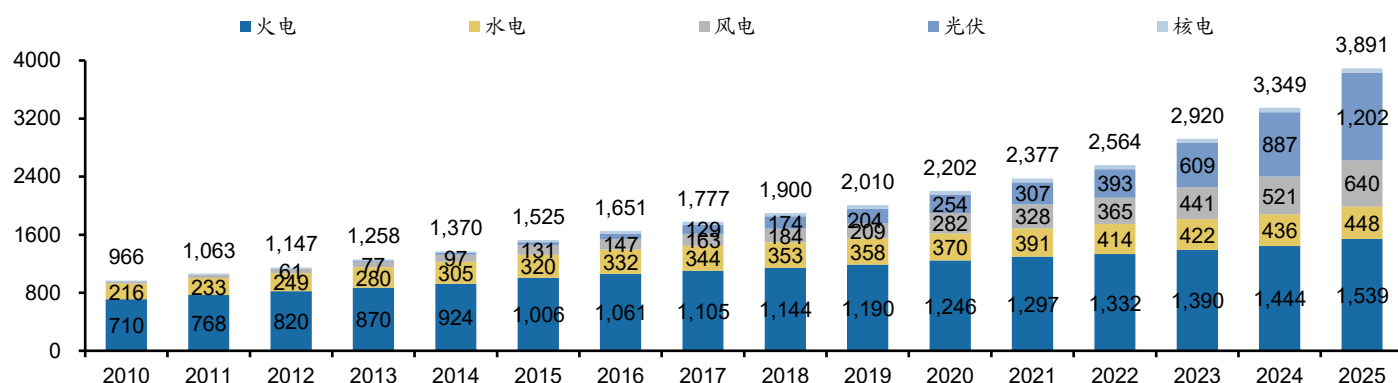
图 14: 用电量结构中第三产业和城乡居民用电量占比持续提升



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

供给端: 十四五期间火电和新能源装机快速增长。过去我国发电结构中火电占比最高, 2010年以前火电发电量占比超过80%, 但随着新能源的快速发展, 火电占比逐渐下降, 尤其2022年以来这一趋势明显加速, 2022-2025年, 绿电新增装机分别为123、293、357、434GW, 逐年增长, 2025年末绿电装机达到18GW, 远超当初2030年12GW的目标, 2025年绿电占比提升至22%, 火电占比降至60%, 在此期间火电装机增长也逐渐加速, 2025年火电投产95GW, 是2010年以来投产最多的一年, 火电和新能源的大量增加导致电力供需走向宽松。

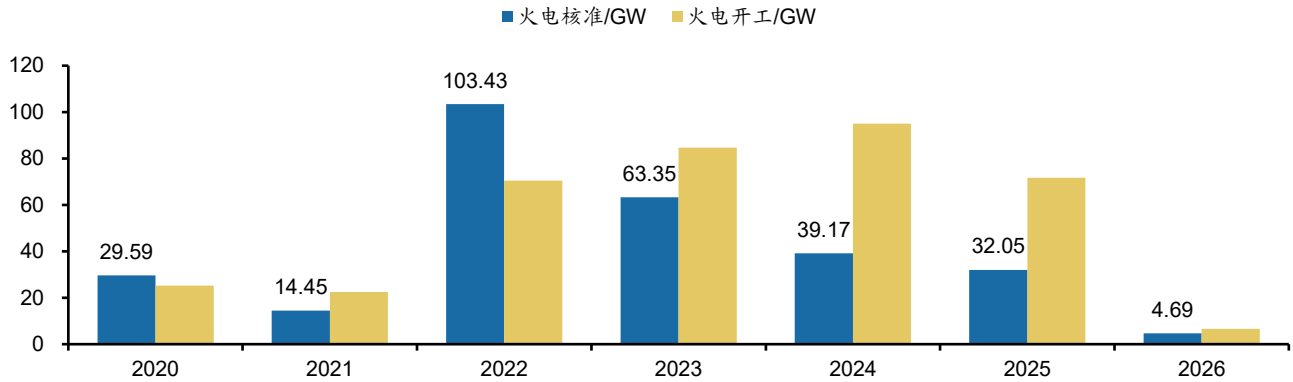
图 15: 十四五期间火电和新能源装机快速增长 (单位: GW)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

展望未来, 火电装机核准量开始下降。2025年火电核准规模下降至32GW, 开工装机也同比下滑, 近期国务院发布《关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》中提出, “合理控制煤电装机规模和发电量, 大力发展非化石能源和新型储能, 加快建设新型电力系统, 科学布局抽水蓄能, 创新发展绿电直连、智能微电网等业态, 促进绿色电力消纳, 推动新增清洁能源发电量逐步覆盖全社会新增用电需求。” 预计十四五期间核准的火电投产之后火电装机基本见顶。

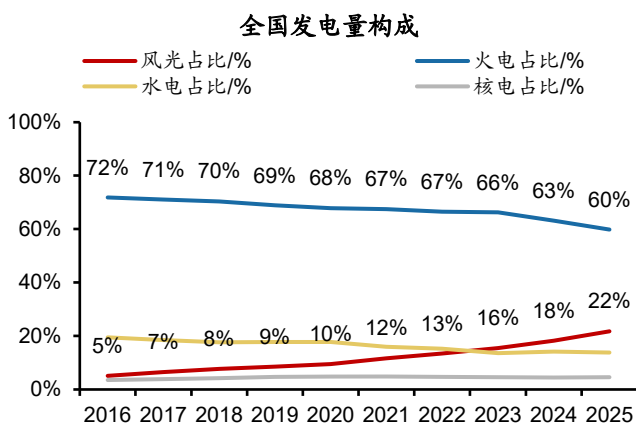
图 16: 2020-2026年火电核准和开工装机规模



数据来源：北极星电力网，广发证券发展研究中心

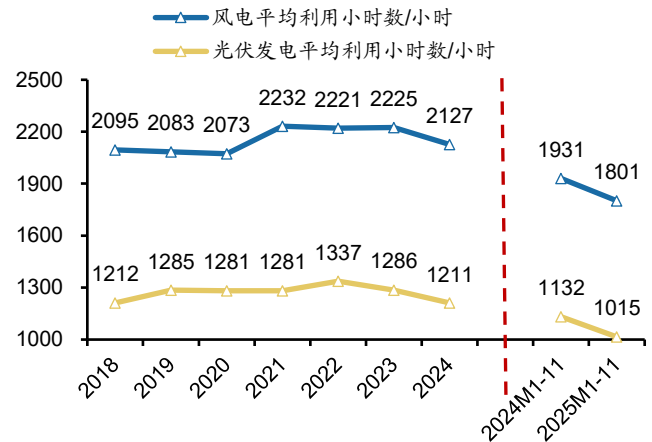
弃风弃光率提升、利用小时数下滑，风光项目边际效益递减。2025年全年风光发电量占总发电量比例22%，由于风光发电的波动性，对调节电源的辅助服务需求也在持续增长，调节资源不足也成为制约风光消纳的关键。近两年风光利用小时数持续下滑，2024年风电、光伏利用小时数分别同比降低98、75小时，2025年1-11月分别下降130、117小时，弃风弃光率提升，典型风光大省近两年利用小时数均在下滑，且相比全国平均值并没有明显优势，新能源新增装机效益边际递减。

图 17: 2025年绿电发电量占比提升至22%



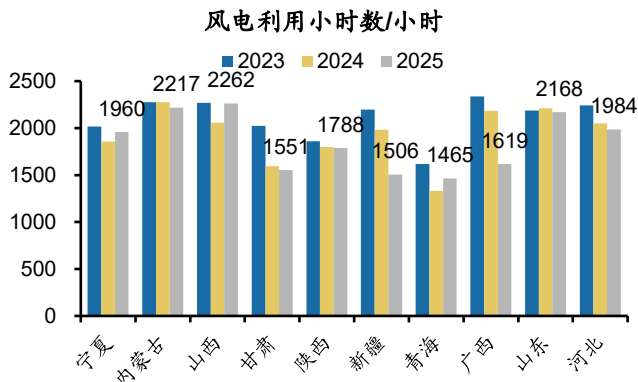
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 18: 风光利用小时数连续两年明显下滑



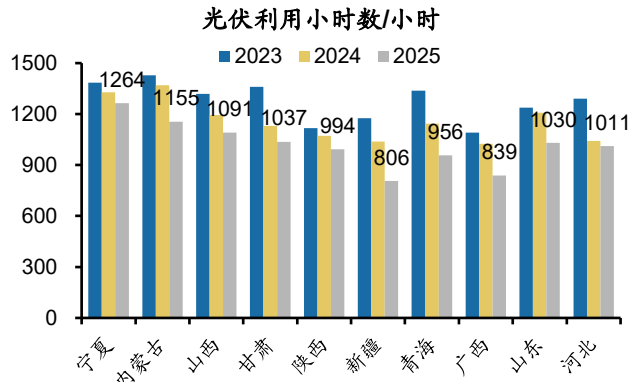
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 19：典型省份风电利用小时数



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

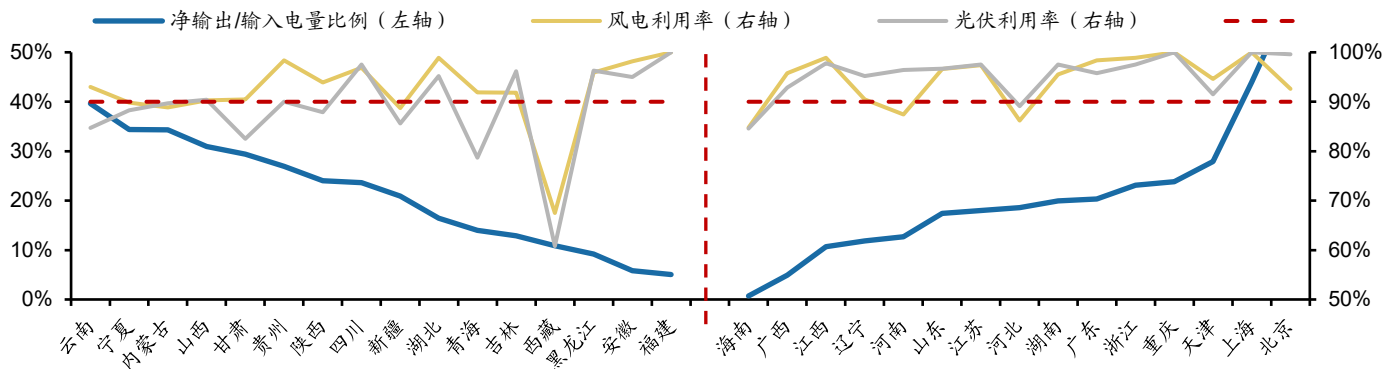
图 20：典型省份光伏利用小时数



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

外送需求增长但通道建设不足，送出省份风光利用率下滑。截至2025年6月底，西北电网外送能力仅8671万千瓦，远低于西北地区新能源装机，2025年西北电网跨区外送电量4110亿千瓦时，其中新能源电量1402.3亿千瓦时，占总外送电量仅34.1%，在外送通道容量不足的情况下，新能源占比也偏低，特高压和调峰资源均有不足。

图 21：风光外送省份风光利用率下滑



数据来源：Wind，电力行业规划研究与监测预警中心，广发证券发展研究中心

综合需求侧和供给侧来看，需求侧一方面我国用电量跟随经济保持稳定增长，另一方面AI数据中心等新兴产业有望带动用电量超预期增长。供给侧经过十四五的快速增长后，火电的核准量和风光的新增装机量均开始下降，装机增长开始放缓，虽然当前仍然处于电力供需宽松周期，但电力供需面临拐点。

参考我国GDP增速预期和电力弹性系数，预期2025-2030年我国用电量复合增速约5.2%，发电量同步增长，火电装机经过2025-2027年密集投产后大幅减少，风光装机年均新增300GW，由于新增风光装机较多，风光利用小时数逐渐下滑，核准装机根据建设有序投产，利用小时数维持高位。在以上假设条件下，预期火电发电量维持1%-2%的正增长，同时2028年利用小时数触底，2029年开始反弹，代表电力供需正式恢复平衡。

表 3：电力供需平衡表预测

	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
--	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------

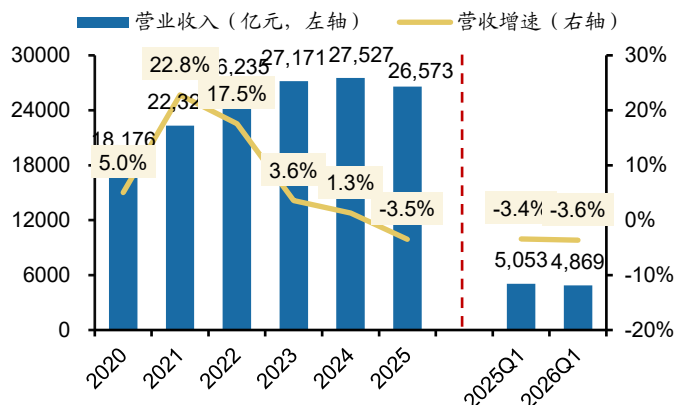
全社会用电量/亿千瓦时	83128	86372	92241	98521	103682	109975	116248	122306	128134	133743
增速	10.34%	3.62%	6.67%	6.80%	5.00%	6.07%	5.70%	5.21%	4.77%	4.38%
发电量/亿千瓦时	83959	88487	94564	100869	105753	112046	118311	124355	130165	135752
火电	56655	58888	62657	63743	63272	64255	65503	66561	67458	68138
水电	13399	13522	12859	14257	14617	15010	15398	15753	16125	16488
风电	6558	7627	8859	9970	11279	13197	15304	17456	19586	21695
光伏	3270	4273	5842	8390	11732	14403	16295	18196	20079	21941
核电	4075	4178	4347	4509	4852	5181	5810	6388	6918	7490
新增发电量/亿千瓦时	7695	4528	6077	6304	4884	6293	6265	6045	5810	5586
火电	4885	2233	3770	1085	-471	983	1249	1058	896	681
水电	-154	123	-664	1398	360	393	388	355	372	363
风电	1893	1069	1232	1112	1309	1917	2108	2152	2130	2108
光伏	659	1003	1569	2549	3342	2670	1892	1902	1882	1863
核电	413	103	169	161	344	329	628	579	530	572
总装机/GW	2376	2559	2920	3349	3891	4319	4713	5067	5405	5746
火电	1297	1332	1390	1444	1539	1639	1709	1739	1754	1769
水电	391	414	422	436	448	467	484	500	517	534
风电	328	365	441	521	640	760	880	1000	1120	1240
光伏	307	393	609	887	1202	1382	1562	1742	1922	2102
核电	53	56	57	61	62	71	79	86	92	101
利用小时数/小时	3534	3457	3239	3012	2718	2594	2510	2454	2408	2363
火电	4369	4420	4507	4413	4111	3920	3833	3828	3846	3852
水电	3428	3270	3050	3270	3263	3215	3184	3148	3117	3087
风电	1996	2087	2007	1915	1762	1736	1739	1746	1749	1750
光伏	1067	1088	958	946	976	1042	1043	1045	1045	1044
核电	7651	7524	7639	7412	7767	7273	7383	7413	7490	7421

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

三、盈利稳定分红提升，板块公用事业化加速

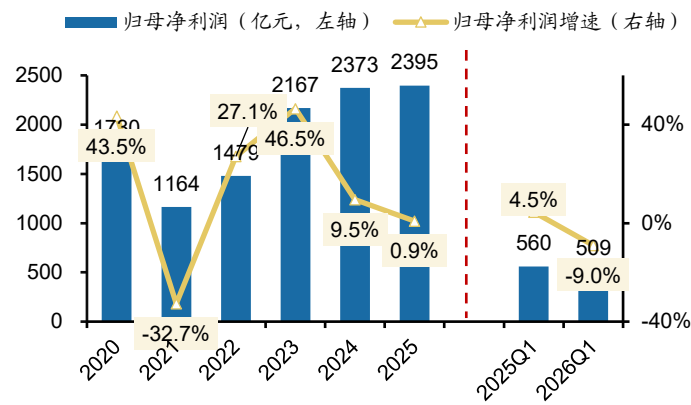
公用事业板块盈利稳定性得到验证，火电、水电表现出色。根据wind数据，并以GFGY样本股（79只）为例，公用事业板块2025年实现营收2.66万亿元（同比下降3.5%），实现归母净利润2395亿元（同比+0.9%），扣非归母净利润2245亿元（同比+0.3%）。业绩（归母净利润、下同）同比略增21亿元，其中火电、水电贡献大部分业绩增量（同比+86亿元、+49亿元），其余板块业绩下滑，其中绿电业绩同比下降97亿元，同比降幅23.1%。火电端煤价中枢下行、容量电价、辅助服务政策叠加市场化交易，火电盈利稳定性提升，业绩同比增速较快；水电端电价稳健成本刚性，电量增长直接转换为利润；绿电端新能源全面进入电力市场，电价持续下滑、消纳压力下电量增速低预期。2026Q1公用事业板块营收同比下降3.6%，归母净利润同比下降9.0%，扣非归母净利润同比下降9.5%。

图 22：2025年公用事业板块营收同比-3.5%



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

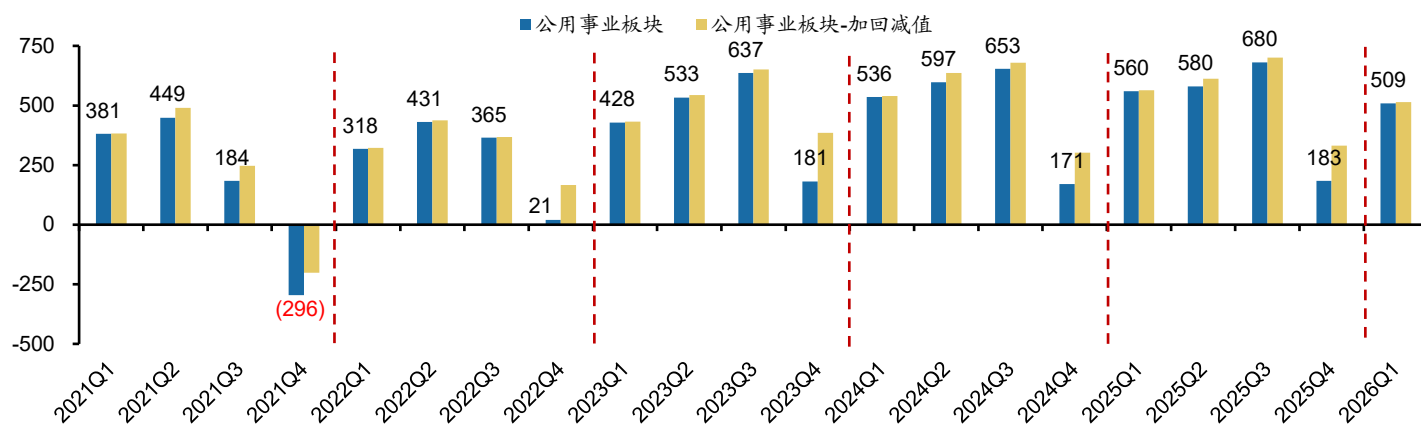
图 23：2025年公用事业板块归母净利润同比+0.9%



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

分单季度来看，公用事业板块单季度业绩盈利稳定性增强。2023年开始公用事业板块单季度归母净利润为正，且业绩稳定性逐步增强。2024年业绩延续改善趋势。25Q1归母净利润557亿元（同比+4.0%），25Q2归母净利润580亿元（同比-2.9%），25Q3归母净利润680亿元（同比+4.1%），25Q4归母净利润183亿元（同比+7.4%），26Q1归母净利润509亿元（同比-9.0%）。从近三年的单季度业绩来看，Q1-Q4的业绩体量基本稳定，并且相对稳中有升，除每年Q4外已有9个季度维持在500亿左右利润体量。

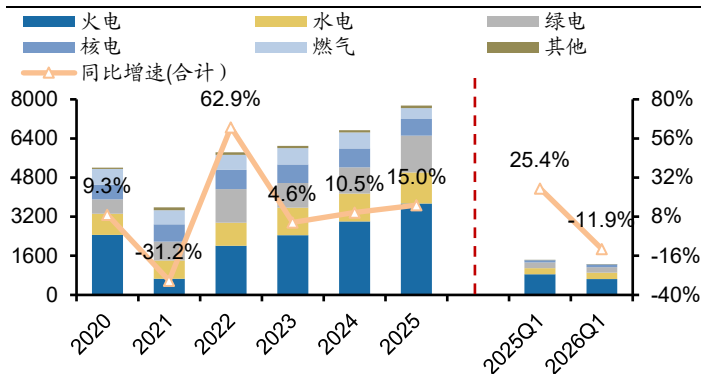
图 24：公用事业板块单季归母净利润（单位：亿元）



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

经营现金流提升，投资现金流下降，自由现金流转正。2025年公用事业板块实现经营性现金流净额7753亿元（同比+15.0%），同比增长主要系火电、水电、绿电同比增速+24.3%、+11.4%、+41.4%，其中火电经营改善及绿电国补发放是主因。投融资方面，2025年公用事业板块投资性现金流净流出额下降8.0%，为7371亿元，主要系火电、绿电资本开支放缓，板块自由现金流转正。

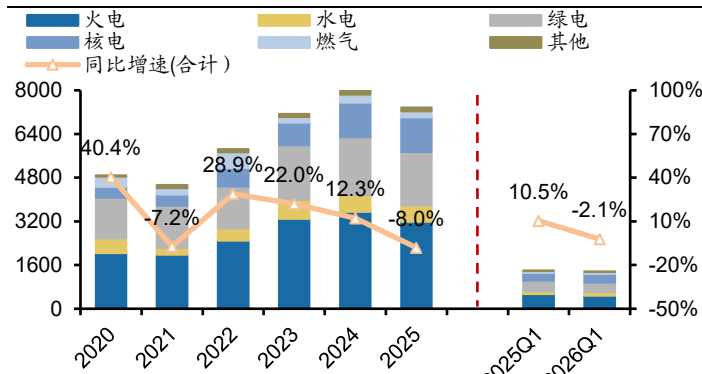
图 25：经营性现金流净额：2025年同比+15.0%



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

备注：同比增长率（合计）值统计公用事业板块相应现金流的同比增长率；单位：亿元

图 26：投资性现金流净额：2025年同比-8.0%

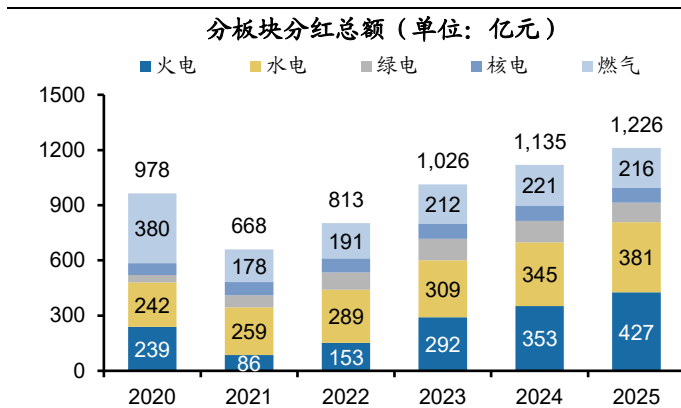


数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

备注：以上图表统计各细分板块投资性现金流净流出绝对量及公用事业板块投资性现金流净流出额的同比增长率；单位：亿元

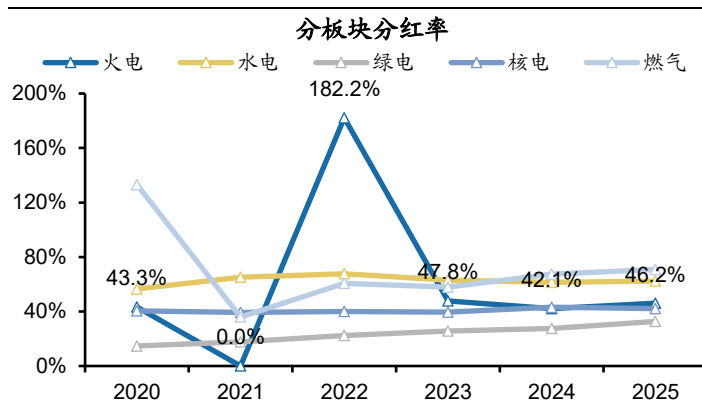
2025年公用板块分红总额1226亿元，分红率逐年稳增。2025年公用事业板块分红总额1225.66亿元（同比+8.0%），分拆来看，2025年火电、水电、绿电、核电、燃气等细分板块分红总额分别同比+74.45、+35.94、-10.61、-4.29、-4.43亿元。火电、水电分红绝对额提升显著。分红率方面，各板块分红率逐年稳增，2025年火电、水电、绿电、核电、燃气分红率分别为46.2%、62.4%、32.7%、42.1%、70.8%（同比+4.1pct、+1.0pct、+5.0pct、-1.1pct、+3.3pct）。

图 27：2025年公用板块分红总额1226亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 28：2025年公用分板块分红率稳中有升

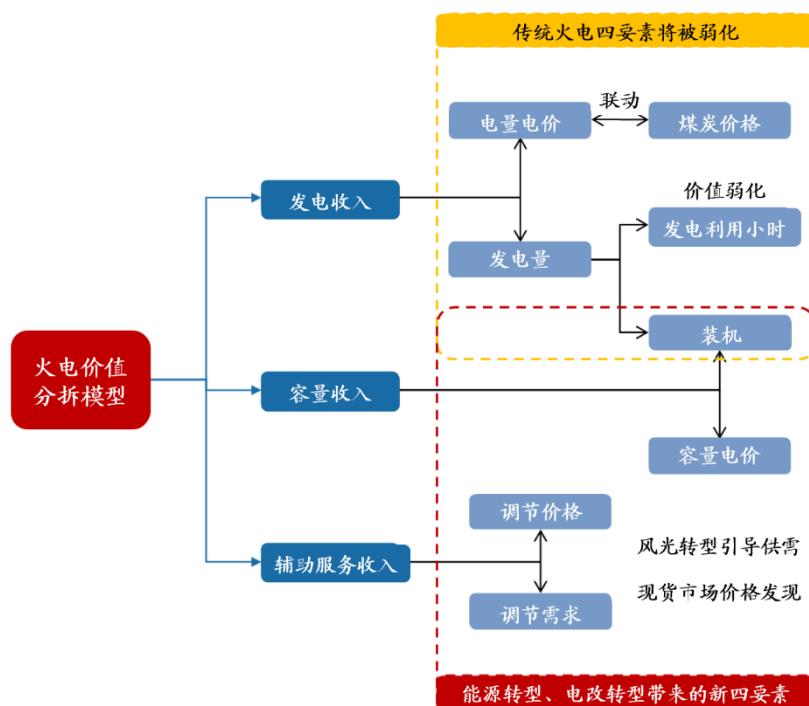


数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

火电商业模式变化周期性减弱，分红提升公用事业化加速。在能源结构变化和电力系统转型的背景下，火电在电力系统中的角色正发生变化，盈利模型中收入端变成电量电价、容量电价和辅助服务收入三部分，盈利判断标准也从度电利润转向单位装机利润。三部分收入稳定性均在增强，其一：**煤电联动正在加速，电量电价带来的收入稳定性提升**：长协电量占比下降，2026年普遍降至60%-70%，长协电量的比例将与长协煤比例匹配，稳定火电长协部分毛差，月度和现货占比的提升，其变动与煤价更加同频，稳定火电月度和现货部分毛差。其二：**容量电价收入对应装机收入十分稳定，且未来利用小时数下降仍有提升空间**。一方面是容量电价的计算方法是根据单位装机赋值，本身其补偿的就是利用小时数下降带来的折旧损耗，所以电量越少，度电容量电价越高，同时伴随煤电利用小时数下降，容量电价也有望继续提升；其三：**调节价值更加突出，且挂钩绿电电量持续提升**。在市场化交易的电改

转型下，火电可以通过在高电价的时段多发电，低电价的时段少发或不发的方式实现度电收入的大幅扩张，即这种交易行为会导致电量的收缩（即部分时段发电意愿的下降），但却获得了辅助服务补偿或者峰时的高电价收益，即调节价格和调节需求更重要。

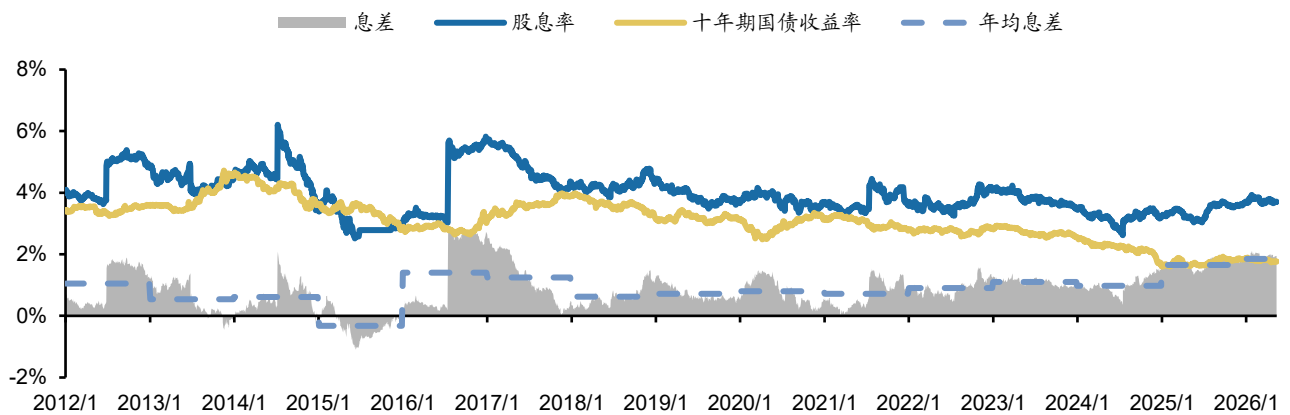
图 29：转型的契机：火电分析要素正在发生变化



数据来源：自行绘制，广发证券发展研究中心

水电盈利稳定，利率下降周期中股息价值更加突出。水电公司盈利稳定、受宏观经济波动影响，而且市场化比例低电价承受能力强。水电公司由于现金流稳定充裕，资本开支小，常年保持50%以上高分红率，2025年长江电力、桂冠电力分红率超70%，国投电力、川投能源分红率超50%，体现了水电公司的分红能力和分红意愿。以长江电力为代表的成熟水电公司适用于股息率定价，分红金额、合理股息率是关注重点，其中合理股息率锚定无风险利率。2024年至今我国利率持续下行，2025年后十年期国债收益率始终维持在2%以下，长江电力2026年息差最高超过200bp，最新约193bp，当前息差远超十三五至今平均水平。

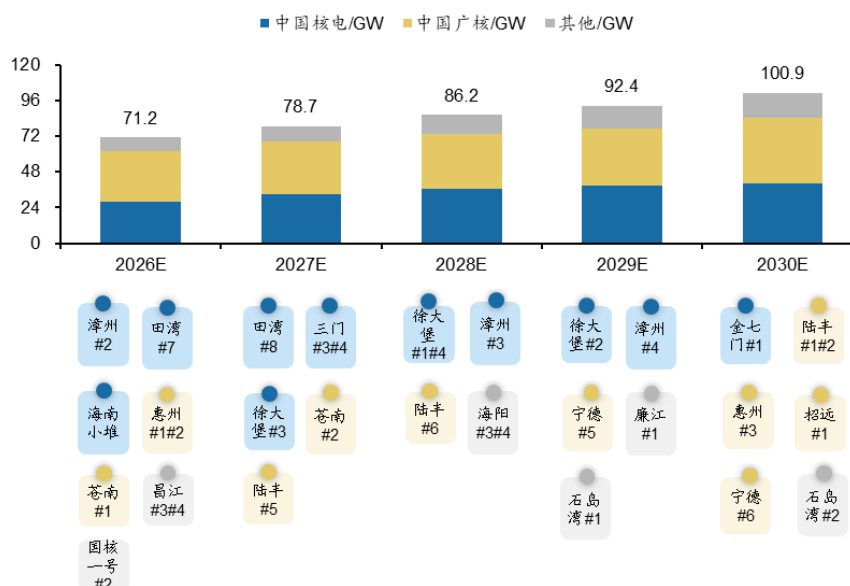
图 30：长江电力股息率与十年期国债收益率



数据来源：Wind、广发证券发展研究中心

核电电价风险消退，机组有序投产带动业绩稳定增长。2025年江苏、广东、广西电价下降对中国广核和中国核电盈利均有明显影响。2026年广东电价降幅较小、辽宁出台核电机制电价政策中国广核已率先走出困境，电价风险明显降低。而江苏、浙江2026年电价大幅降低，中国核电业绩压力较大，但电价有望触底反弹之后，核电可展望装机持续投产带来的业绩提升。2022-2025年我国连续四年核准10台以上机组，核电核准常态化，核电发展未来成长空间广阔。截至2026年4月末，我国核电在运62台核电机组，装机容量65.31GW，在建33台机组，核准19台机组，在建+核准合计62GW，2019年核准重启后在建及核准机组将在2024-2030年陆续投运，2026年开始核电逐渐进入投产高峰期。

图 31：预期在建机组投产节奏



数据来源：国常会，中国核能行业协会，中国核电、中国广核财报，国电投、华能集团债券募集说明书，广发证券发展研究中心

绿电期待消纳问题解决、电价理顺，关注业绩触底。绿电当前来看仍有如下问题待解：（1）消纳：绿电装机快速增长，电力供需宽松，部分地区弃风弃光率快速提

升、风光利用小时数下降，关注政策缓解绿电消纳压力。（2）**电价**：绿电市场化比例提升，市场化电价下降，目前 136 号文通过合约电价稳定老项目盈利预期、对新项目盈利情况也将形成指引，关注 136 号文执行后对绿电平均电价的影响，以及市场化及现货价格是否承压；（3）**环境价值**：绿证价格持续上涨，关注绿电环境价值能否体现；（4）**调节费用**：伴随现货市场打开，辅助服务费用的支付强度；（5）**补贴**：2025 年补贴发放力度大，关注后续的补贴发放进展；（6）优惠政策如增值税退税政策的调整。

图 32：绿电当前面临消纳、电价、现金流问题



数据来源：广发证券发展研究中心

建议关注电价预期改善水火核盈利弹性：1.火电:盈利稳定性高股息：华能国际电力股份、华电国际电力股份、国电电力、中电股份、华能蒙电；2.水电:业绩超预期、分红提升的川投能源、长江电力；3.核电：电价预期扭转的中国核电。

表 4：公司盈利预测与估值（收盘价日期：2026/5/15）

公司代码	公司名称	市值 /亿元	最新收盘 价/元/股	单位	PE 倍				归母净利润/亿元			
					2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E
00902.HK	华能国际电力股份	1,031.36	6.57	HKD	7.09	7.87	7.38	6.90	145.37	131.11	139.73	149.41
600011.SH	华能国际	1,182.07	7.53	CNY	8.20	9.02	8.46	7.91	144.10	131.11	139.73	149.41
01071.HK	华电国际电力股份	523.69	4.51	HKD	8.63	9.24	8.38	7.88	60.70	56.69	62.49	66.45
600027.SH	华电国际	620.07	5.34	CNY	10.21	10.94	9.92	9.33	60.70	56.69	62.49	66.45
600795.SH	国电电力	877.51	4.92	CNY	12.25	13.86	12.16	11.00	71.61	63.32	72.15	79.80
600642.SH	中电股份	464.94	9.50	CNY	11.58	12.62	12.30	11.90	40.13	36.85	37.80	39.08
600863.SH	华能蒙电	379.22	4.84	CNY	15.21	16.22	14.49	13.90	24.93	23.38	26.16	27.27
600674.SH	川投能源	730.70	14.99	CNY	15.37	14.39	13.77	13.20	47.54	50.78	53.07	55.37
600900.SH	长江电力	6,613.76	27.03	CNY	19.17	18.40	17.64	17.20	345.03	359.45	375.00	384.45
601985.SH	中国核电	1,879.92	9.14	CNY	20.20	22.47	20.40	18.12	93.04	83.65	92.17	103.74

数据来源：盈利预测来自个股最新报告，广发证券发展研究中心

四、风险提示

改革不及预期：电力市场改革持续推进，火电收入端逐渐由原来的电量电价为主，变为电量电价、容量电价、辅助服务电价三者共同定价，目前容量电价政策已出台，

辅助服务市场正在推进，若辅助服务政策进度或力度不及预期，将影响火电收入，也将影响绿电公司装机进度。

煤价超额上涨：由于火电公司盈利水平受动力煤价格影响较大，虽预计未来一段时间内，随着煤炭行业下游需求的放缓和新增产能的增加，我国煤炭市场供求整体形势将相对宽松，煤炭价格将处于平稳态势，但也不排除煤炭价格的再次大幅上涨挤压火电公司的盈利空间，带来盈利水平波动的风险。

利用小时波动超预期：经济发展情况对全社会用电量影响较大，从而影响电力公司需求，用电量需求不足、电力供需宽松则会影响发电利用小时数，弃风弃光率提升也会导致风光利用小时数下降进而影响业绩。

广发证券环保及公用事业研究小组

- 郭 鹏：首席分析师，华中科技大学工学硕士。
- 陈 龙：联席首席分析师，新加坡管理大学应用金融学硕士，厦门大学生态学学士，2021 年加入广发证券发展研究中心。
- 荣 凌 琪：资深分析师，帝国理工学院金融科技硕士，同济大学金融学学士，2021 年加入广发证券发展研究中心。
- 陈 舒 心：资深分析师，新加坡国立大学硕士，2022 年加入广发证券发展研究中心。
- 郝 兆 升：资深分析师，复旦大学金融硕士，中央财经大学经济学学士，2022 年加入广发证券发展研究中心。
- 刘 恒 君：高级研究员，同济大学硕士，2024 年加入广发证券发展研究中心。

广发证券—行业投资评级说明

- 买入：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 10%以上。
- 持有：预期未来 12 个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。
- 卖出：预期未来 12 个月内，股价表现弱于大盘 10%以上。

广发证券—公司投资评级说明

- 买入：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 15%以上。
- 增持：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 5%-15%。
- 持有：预期未来 12 个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。
- 卖出：预期未来 12 个月内，股价表现弱于大盘 5%以上。

联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河区马场路 26 号广发证券大厦 47 楼	深圳市福田区益田路 6001 号太平金融大厦 31 层	北京市西城区月坛北 街 2 号月坛大厦 18 层	上海市浦东新区南泉 北路 429 号泰康保险 大厦 37 楼	香港湾仔骆克道 81 号 广发大厦 27 楼
邮政编码	510627	518026	100045	200120	-
客服邮箱	gfzqyf@gf.com.cn				

法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4 号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，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者口头承诺均为无效。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收

入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

本研究报告可能包括和/或描述/呈列期货合约价格的事实历史信息（“信息”）。请注意此信息仅供用作组成我们的研究方法/分析中的部分论点/依据/证据，以支持我们对所述相关行业/公司的观点的结论。在任何情况下，它并不（明示或暗示）与香港证监会第5类受规管活动（就期货合约提供意见）有关联或构成此活动。

权益披露

(1) 广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去12个月内并没有任何投资银行业务的关系。

版权声明

未经广发证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、转载和引用，否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、刊登、转载和引用者承担。