



电改持续深化，电力设备需求有望延续高景气

电力行业2026年春季投资策略

姓名 王高展（分析师）

证书编号：S0790525070003

邮箱：wanggaozhan@kysec.cn

姓名 黄懿轩（联系人）

证书编号：S0790125070014

邮箱：huangyixuan1@kysec.cn

2026年2月22日

核心观点

1. 行业回顾：红利风格表现不佳，电力需求平稳增长

2025年，A股红利风格板块整体表现不佳。2025年，电力需求维持平稳增长，我国全社会用电10.37万亿千瓦时，同比增长5.0%。预计十五五期间我国将呈现“宽电量、紧电力”的电力供需格局，综合电价有望企稳。

2. 电力：电价下探、补贴退坡，电力体制改革步入深水区

(1) 火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑火电商业模式。2025年北方火电单位盈利整体同比向好，东南沿海火电单位盈利承压。2026年江苏、浙江年度长协电价同比下降68.26、67.54元/兆瓦时。容量电价基本能够覆盖煤电固定成本，折旧到期后有望贡献稳定盈利，红利属性有望强化。

(2) 水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值。2025年，主要水电上市公司经营稳健。2024H2起，水电股息率与国债收益率的息差走阔；2025年初至今水电净息差均值较2023.5-2024.4区间均值扩大71bp。低利率环境下，水电资产作为稳定盈利品种具备配置价值。

(3) 核电：广东核电电价止跌，政策首提核电低碳价值。2026年，广东取消核电变动成本补偿机制冲抵市场化电价下跌影响，核电电价止跌；江苏电价下跌侵蚀中国核电2026年净利润约8.0亿元。天然铀价格上涨对运营商影响可控；铀价上涨至90美元/磅时，核电毛利率下降约1.7pct。

(4) 绿电：收入端政策不确定性落地，市场化改革进入深水区，风电政策底已现。136号文推动新能源全面入市，辅以外价差结算机制，绿电收入端政策不确定性落地。从机制电价竞价结果来看，高价主要集中在东部以及西南省份，三北地区机制电价较低；风电电价整体高于光伏。风电增值税补贴退坡，政策底已现。

3. 电网设备：国网宣布4万亿投资，十五五期间全球需求有望延续高景气

国家电网宣布十五五期间固定资产投资预计达4万亿，特高压规划有望再创新高。2025年，国内电网投资分化，国网输变电设备/特高压设备/电能表集招919.52/220.63/93.13亿元，yoy+25.2%/-15.6%/-54.2%；一次设备出口金额同比保持高增长，液体变压器/高压开关出口金额445.20/384.27亿元，yoy+48.6%/+31.5%。

4. 关注火电、风电、国内特高压和设备出海机会

受益标的：(1) 火电：华能国际(A/H)、华电国际(A/H)、华润电力(H)、大唐发电(A/H)、建投能源、国电电力、内蒙华电、江苏国信、申能股份、皖能电力、浙能电力等；(2) 水电：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源等；(3) 核电：中国核电、中国广核、中广核电力(H)等；(4) 绿电：龙源电力(H)、中国电力(H)、大唐新能源(H)、中广核新能源(H)、江苏新能、浙江新能、中闽能源、三峡能源等；(5) 电网设备：平高电气、许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、华明装备、思源电气、金盘科技、三星医疗、海兴电力等。

4. 风险提示：电源投资不及预期；利用小时数下降风险；电网建设不及预期；电力市场建设不及预期；燃料成本上涨风险；市场化电价波动风险。

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增

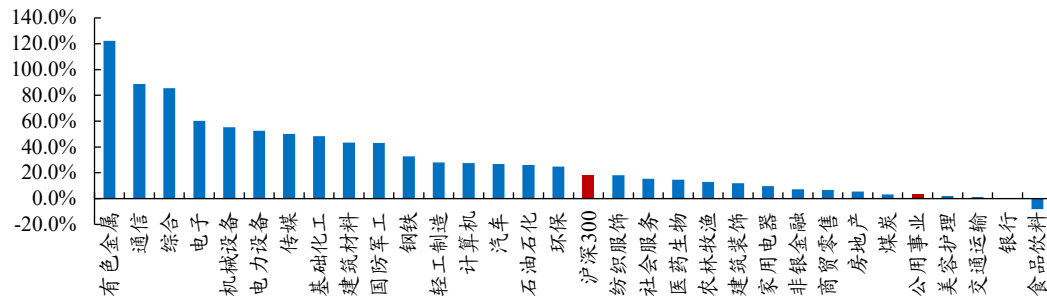
7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

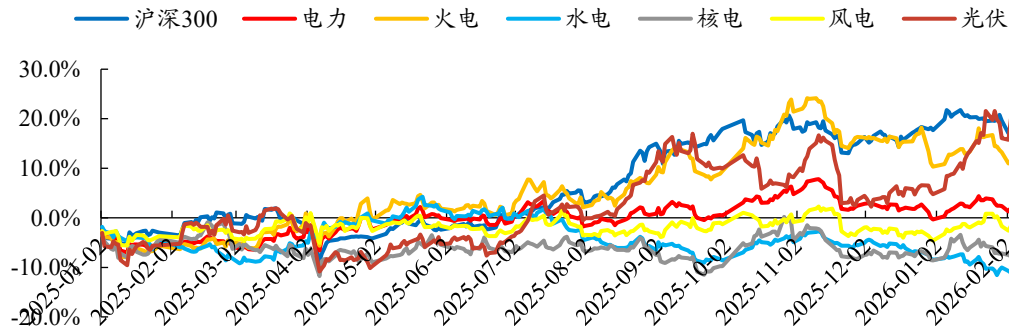
风险提示

图1：2025年初至2026年2月13日，公用事业板块累计涨幅3.1%



数据来源：Wind、开源证券研究所

图2：2025年初至2026年2月13日，光伏发电和火电行业涨幅居前



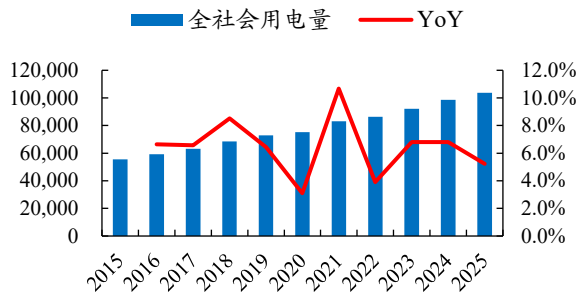
数据来源：Wind、开源证券研究所

2025年初至2026年2月13日，红利风格整体表现不佳；公用事业(+3.1%)、电力(+1.5%)均跑输沪深300(+18.4%)；细分行业来看，光伏发电(+19.5%)、火电(+11.8%)涨幅居前，水电(-11.3%)、核电(-8.3%)、风电(-2.2%)下跌。

电力需求平稳增长。2025年我国全社会用电量10.37万亿千瓦时，同比增长5.0%；其中第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民生活用电量分别为0.15、6.64、1.99、1.59万亿千瓦时，同比增长9.9%、3.7%、8.2%、6.3%。第三产业和城乡居民生活用电对用电量增长的贡献达到50%。

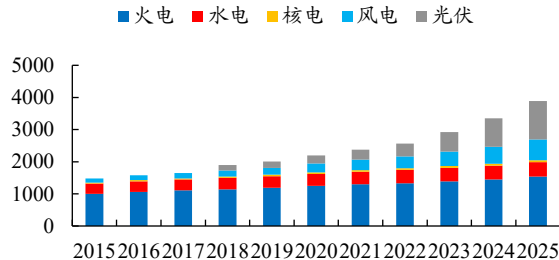
电力供给格局分化，新能源装机&发电占比持续提升。截至2025年末，全国并网火电、水电、核电、风电、光伏发电装机容量1539.04、448.02、62.48、640.01、1201.73GW，同比新增分别为94.59、12.07、1.65、119.33、315.07GW，装机占比分别为39.6%、11.5%、1.6%、16.4%、30.9%，**新能源发电装机容量占比47.3%**。136号文推动光伏装机回归平稳，2025年1-5月全国新增风电、光伏46.81、197.79GW，6-12月全国新增风电、光伏72.52、117.28GW，光伏装机增速下滑。2025年，全国总发电量8.06万亿千瓦时，其中火电、水电、核电、风电、光伏发电量分别为6.29、1.31、0.48、1.05、0.57万亿千瓦时，占比64.8%、13.5%、5.0%、10.8%、5.9%，**新能源发电量占比16.7%**。

图3：2025年我国全社会用电量10.37万亿千瓦时，同比增长4.8%（单位：亿千瓦时）



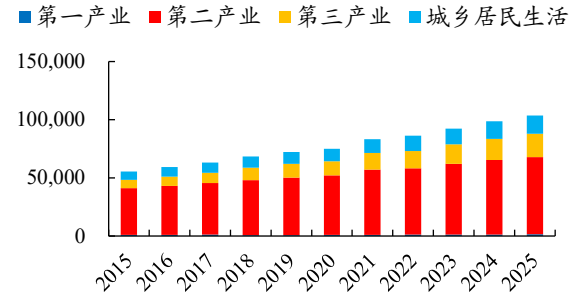
数据来源：Wind、开源证券研究所

图5：截至2025年末，全国新能源装机容量占比47.3%（单位：GW）



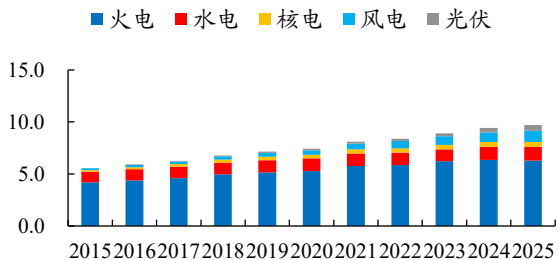
数据来源：Wind、开源证券研究所

图4：2025年我国第二产业用电量在全社会用电量中占比64.0%（单位：亿千瓦时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图6：2025年，全国新能源发电量占比16.7%（单位：万亿千瓦时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

从电力电量供需平衡表来看，“十五五”乃至更长时期里全国将呈现电量（能量）供需宽松，电力（功率）供需偏紧的格局，综合电价有望企稳。

假设“十五五”期间全国最大用电负荷CAGR约为4.1%；此处引入保证出力系数（可控功率维度表征机组顶峰发电能力），假设火电、水电、抽水蓄能、核电、生物质能发电的置信容量系数均为1.0，风电、光伏发电保证出力系数分别为0.1、0.0；随着新能源装机维持快速增长、装机占比逐年提升，电力系统备用率（保证出力容量/最大电力负荷-1）持续下降，电力供需趋紧，系统灵活性资源稀缺性愈发凸显；此外，在惯性机组中，火电选址要求低于水电和核电且建设周期较短，从电力供需的平衡角度出发，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长，通过新建60到100万千瓦的大型机组和淘汰30万千瓦以下机组来实现。

表1：考虑电力供需平衡，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长

电力供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025(E)	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会用电量	亿千瓦时	75110	83128	86372	92241	98521	103682	108348	112980	117568	122104	126579
YoY	/	3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	6.8%	5.0%	4.5%	4.3%	4.1%	3.9%	3.7%
用电量年增长	亿千瓦时		8018	3244	5869	6280	5161	4666	4632	4588	4536	4475
统调最大负荷	亿千瓦	10.76	11.92	12.90	13.40	14.50	15.50	16.52	17.54	18.58	19.62	20.67
YoY	/	2.3%	10.8%	8.2%	3.9%	8.2%	6.9%	6.6%	6.2%	5.9%	5.6%	5.3%
最大负荷年增长	亿千瓦		1.16	0.98	0.50	1.10	1.00	1.02	1.03	1.04	1.04	1.05
火水核备用率 (不含抽蓄)	/	45.6%	36.4%	28.9%	28.2%	22.5%	20.5%	16.8%	13.4%	10.7%	8.2%	6.0%
全电源备用率(含 风电抽蓄生物质能)	/	53.9%	45.4%	38.5%	38.6%	33.3%	38.3%	35.0%	32.0%	29.6%	27.4%	25.4%
累计装机容量 (全电源合计)	亿千瓦	21.62	23.35	25.08	28.64	32.88	39.21	43.15	46.89	50.69	54.49	58.29
燃煤	亿千瓦	10.80	11.09	11.24	11.65	11.95	12.59	12.89	13.19	13.49	13.79	14.09
燃气	亿千瓦	0.98	1.09	1.15	1.26	1.44	1.64	1.79	1.94	2.09	2.24	2.39
常规水电	亿千瓦	3.39	3.55	3.68	3.71	3.77	3.82	3.92	4.02	4.12	4.22	4.32
抽水蓄能	亿千瓦	0.31	0.36	0.46	0.51	0.59	0.66	0.76	0.86	0.96	1.06	1.16
核电	亿千瓦	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.62	0.68	0.74	0.86	0.98	1.10
风电	亿千瓦	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	6.40	7.60	8.80	10.00	11.20	12.40
光伏	亿千瓦	2.53	3.07	3.93	6.09	8.87	12.02	14.02	15.82	17.62	19.42	21.22
生物质能	亿千瓦	0.30	0.38	0.41	0.44	0.46	1.46	1.49	1.52	1.55	1.58	1.61
年新增装机容量 (全电源合计)	亿千瓦	1.91	1.73	1.73	3.56	4.25	6.33	3.94	3.74	3.80	3.80	3.80
燃煤	亿千瓦	0.39	0.29	0.15	0.41	0.30	0.64	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
燃气	亿千瓦	0.08	0.11	0.06	0.11	0.18	0.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
常规水电	亿千瓦	0.14	0.16	0.13	0.03	0.06	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
抽水蓄能	亿千瓦	0.01	0.05	0.10	0.05	0.08	0.07	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
核电	亿千瓦	0.01	0.03	0.02	0.01	0.04	0.02	0.06	0.06	0.12	0.12	0.12
风电	亿千瓦	0.72	0.47	0.37	0.76	0.79	1.19	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
光伏	亿千瓦	0.49	0.53	0.86	2.17	2.77	3.15	2.00	1.80	1.80	1.80	1.80
生物质能	亿千瓦	0.07	0.08	0.03	0.03	0.02	1.00	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

不考虑规模以下发电机组和系统损耗电量，假设发电量与全社会用电量相等；燃气发电、水电、生物质能发电利用小时数保持稳定；假设核电小幅参与调峰，利用小时数逐年小幅下降；风电尽管存在优质风场资源有限限制，但是考虑风机大型化和海风开发，利用小时数趋于稳定；光伏受限于消纳条件，利用小时数逐年小幅下降。从电量供需平衡角度测算，考虑容量市场和辅助服务市场顺利建成且机制公允，预计“十五五”期间火电利用小时数逐年小幅下降，预计将于2030年下降至3500左右。

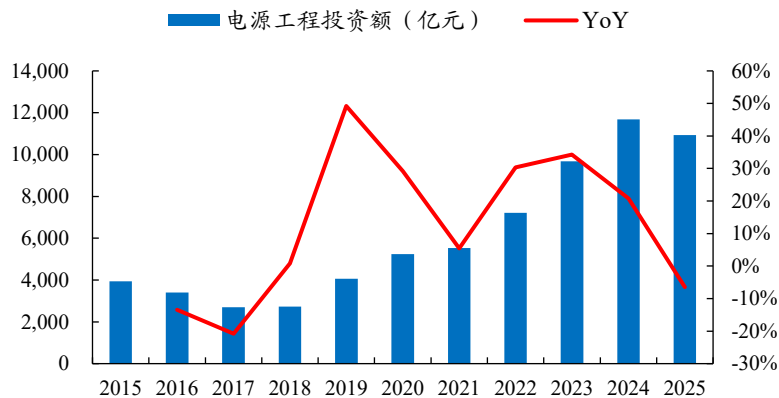
表2：考虑电量供需平衡，火电利用小时数或将于2030年前后下降至3500左右

电量供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025(E)	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会发电量 (全社会用电量)	亿千瓦时	75110	83128	86372	92241	98521	103682	108348	112980	117568	122104	126579
燃煤	亿千瓦时	46525	51271	53298	55806	56452	52947	51396	51518	51547	50381	49170
燃气	亿千瓦时	2566	3056	2790	3060	3395	3589	4298	4658	5018	5378	5738
常规水电	亿千瓦时	12955	12858	12546	11611	12627	12850	12925	13255	13585	13915	14245
核电	亿千瓦时	3718	4155	4229	4365	4673	4879	5306	5727	6597	7454	8296
风电	亿千瓦时	5086	6808	7706	8975	10233	11488	14700	16810	18800	21200	23600
光伏	亿千瓦时	2934	3343	4674	6444	9058	11360	13017	14171	15046	16666	18286
生物质能	亿千瓦时	1326	1637	1129	1980	2083	6570	6705	6840	6975	7110	7245
利用小时数 (全电源综合)	小时	3474	3560	3445	3221	2996	2644	2511	2409	2319	2241	2171
燃煤	小时	4308	4623	4741	4791	4724	4204	3986	3905	3820	3653	3489
燃气	小时	2618	2814	2429	2436	2363	2187	2400	2400	2400	2400	2400
常规水电	小时	3827	3622	3412	3133	3349	3367	3300	3300	3300	3300	3300
核电	小时	7453	7802	7616	7670	7683	7809	7749	7689	7629	7569	7509
风电	小时	2073	2232	2221	2225	2127	1979	2100	2050	2000	2000	2000
光伏	小时	1281	1194	1337	1286	1211	1088	1000	950	900	900	900
生物质能	小时	4492	4310	2732	4486	4529	4500	4500	4500	4500	4500	4500

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

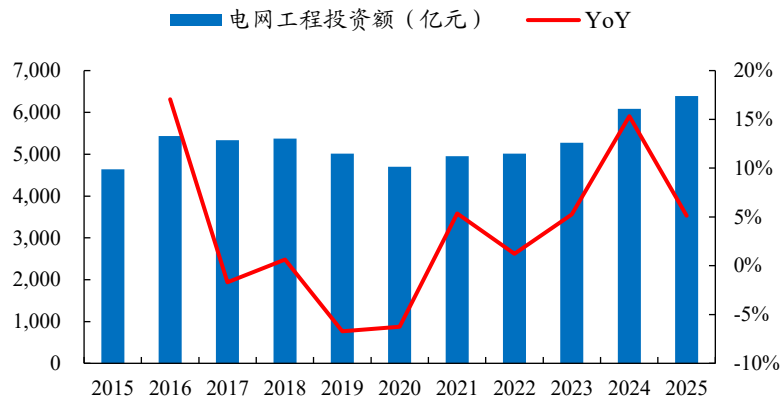
电源投资维持高位，电网投资持续高增。2025年，我国主要发电企业电力工程投资完成额1.09万亿元，同比减少6.5%；火电/水电/核电/风电/光伏发电完成投资2400/1033/1610/3078/2805亿元，同比+51.1%/-4.8%/+9.6%/-0.1%/-37.1%。2025年，我国电网投资完成额6395亿元，同比增长5.1%。2026年1月，国家电网宣布“十五五”期间固定资产投资预计达4万亿元，较“十四五”时期增长40%，以2025年为基期CAGR约7.6%。南方电网2026年固定资产投资安排1800亿元，连续五年创新高，年均增速达9.5%。

图7：2025年我国主要发电企业电力工程投资完成额10.9万亿元，同比减少6.5%



数据来源：Wind、开源证券研究所

图8：2025年我国电网投资完成额6395亿元，同比增长5.1%



数据来源：Wind、开源证券研究所

目录

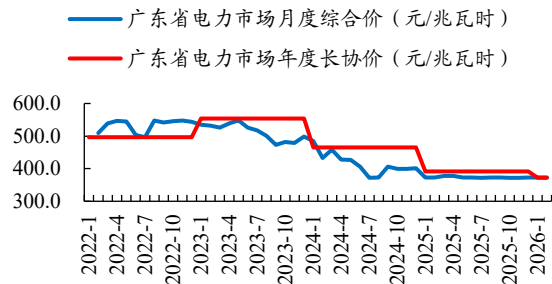
CONTENTS

- 1 行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划
- 2 火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式
- 3 水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值
- 4 核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小
- 5 绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现
- 6 电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增
- 7 受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会
- 8 风险提示

电量供需宽松，广东、江苏、浙江电力市场年度长协电价下降。2026年，广东、江苏、浙江年度交易均价分别为372.14、344.19、344.85元/兆瓦时，同比下降19.72%、68.26%、67.54元/兆瓦时，较燃煤基准价下浮17.8%、12.0%、17.0%。

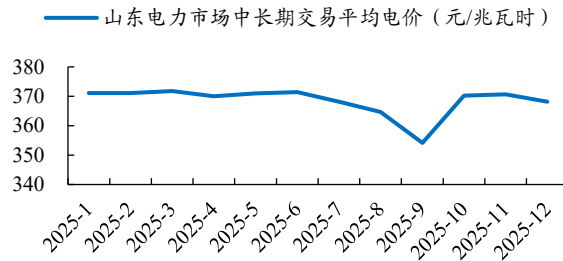
截至最新数据，2026年2月，广东月度交易均价372.48元/兆瓦时，环比基本持平；2026年2月，江苏月度集中竞价均价312.8元/兆瓦时，环比降低11.91元/兆瓦时；2025年12月，山东月度交易均价368.16元/兆瓦时，环比降低2.53元/兆瓦时；2025年12月，甘肃省内中长期交易均价251.85元/兆瓦时，环比提高10.02元/兆瓦时，甘肃外送电量交易均价298.88元/兆瓦时，环比提高53.87元/兆瓦时。

图9：2026年，广东年度交易均价372.14元/兆瓦时



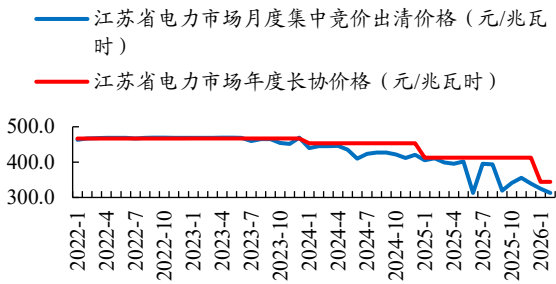
数据来源：广东电力交易中心公众号、开源证券研究所

图11：2025M12，山东月度交易均价368.16元/兆瓦时



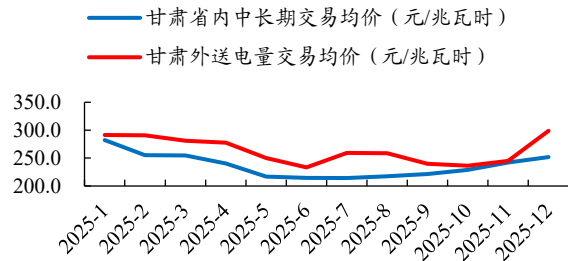
数据来源：奥信光智能公众号、开源证券研究所

图10：2026年，江苏年度交易均价344.19元/兆瓦时



数据来源：中电售电公众号、开源证券研究所

图12：2025M12甘肃省内中长期均价251.85元/兆瓦时

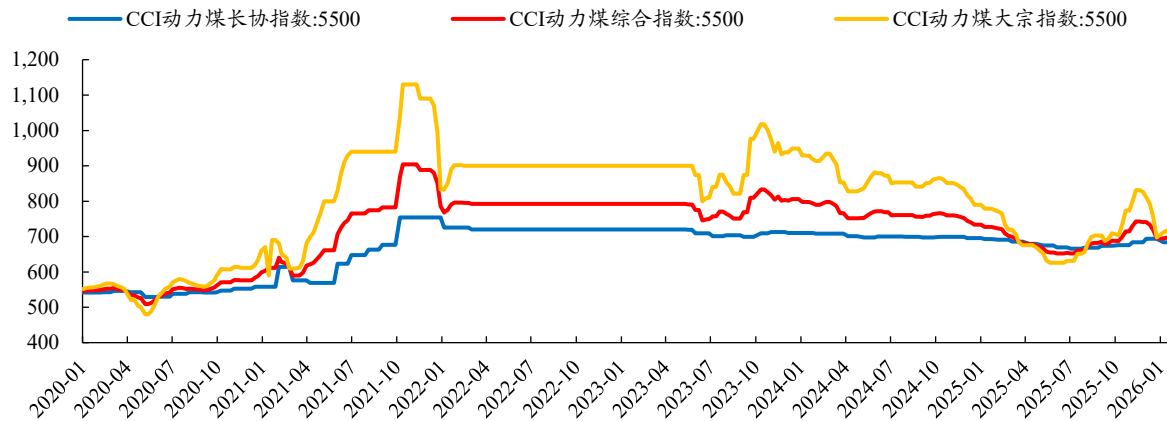


数据来源：甘肃电力交易中心有限公司公众号、开源证券研究所

2.1 火电：2025H1动力煤现货价格持续下降，2025Q3动力煤价格反弹

2025Q4动力煤现货价格回落趋稳。2025H1，CCI动力煤（5500）大宗价格指数（反映现货价格水平）均值为694元/吨，同比下降189元/吨；2025M7-11动力煤现货价格反弹突破800元/吨，2025M12动力煤现货价格回落至长协价附近。电煤中长期合同价格采用“基准+浮动”的形成机制，基准价与浮动价权重各50%；2023-2025年下水动力煤（5500）中长期合同基准价为675元/吨，浮动价取几种煤炭综合价格指数均值，长协价格波动较小。

图13：2026M1，CCI动力煤大宗均价706元/吨，环比下降58元/吨（单位：元/吨）



数据来源：Wind、开源证券研究所

2.2 火电：北方产煤区、环渤海地区点火价差较高

2015年，国家发改委发布《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》（发改价格〔2015〕3169号）明确以中国电煤价格指数2014年各省（价区）平均价格作为基准煤价，与之对应的上网电价为基准电价；各省电煤到厂价指数（5000动力煤）按月发布。2019年，国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658号），明确从2020年1月1日起不再实行煤电标杆电价，改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，各省电煤到场价停止披露。

为量化各省煤电燃料成本，我们以2019年12月为基期，假设到厂煤中85%为长协煤，15%为现货煤，通过CCI大宗和CCI长协价格指数区间变动幅度来估算2020年至今各省电煤到厂价水平，即：电煤到厂价区间变动幅度=85%×CCI长协变动幅度+15%×CCI大宗变动幅度。

尽管电力市场中年度长协交易占比更高，但是由于该电价数据不透明，我们重点关注变化方向和幅度而非绝对额，除山东、江苏、广东三省使用市场化交易均价之外，其余各省电价采用电网代理购电价格和容量电价加权来表征；根据各省电价、省内累计供电煤耗和电煤到厂价计算点火价差。自2024年起，火电容量电价从电量电价中独立出来单独补贴，为保持前后数据可比性，我们在2024-2025年代理购电价格基础上增加了容量电价部分；各省容量电价折合度电水平计算方式为：各省当期容量电价补贴/各省当期火电利用小时数。

从历史数据来看，各省点火价差数据存在较大差异。北方产煤区（山西、内蒙古、新疆、陕西）、环渤海地区（河北、天津、辽宁）点火价差较高；2025年东部地区（上海、江苏、浙江、广东）点火价差下跌较多；水电大省四川、云南、青海代理购电价格受水电价格影响较大，点火价差季度波动较大，可能失真；广西点火价差偏低且波动较大。从边际变化来看，2025Q4多数省份点火价有所下降。

图14：2025Q4多数省份点火价差环比下降（单位：元/兆瓦时）

省（市、区）	2022	2023	2024	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2025	2025Q4环比	2025同比
海南	192.66	210.89	208.87	213.81	220.70	253.91	313.79	254.25	59.87	45.38
蒙西	122.79	118.15	120.89	150.44	170.74	156.27	156.94	157.53	0.68	36.65
上海	192.72	156.82	154.97	147.14	162.47	175.28	134.47	155.78	-40.80	0.80
天津	152.87	139.78	126.34	172.45	174.52	151.12	136.28	150.42	-14.84	24.08
冀北	115.92	121.39	132.05	174.17	164.20	148.24	139.08	148.61	-9.16	16.56
山西	139.77	143.71	136.91	196.38	144.57	130.38	121.77	143.61	-8.60	6.69
河北	96.90	119.77	125.33	168.01	152.60	133.83	140.37	140.47	6.54	15.14
重庆	69.70	101.02	118.17	130.57	130.63	159.36	90.96	131.22	-68.40	13.05
辽宁	67.28	67.17	105.40	157.77	139.77	120.54	137.15	125.01	16.61	19.61
蒙东	110.14	102.59	94.47	121.64	132.02	129.57	111.48	122.65	-18.09	28.18
新疆	79.51	85.24	94.02	108.52	122.09	123.67	129.35	119.79	5.68	25.77
河南	107.35	115.92	103.97	134.20	133.38	112.65	107.57	116.69	-5.08	12.72
吉林	86.44	96.33	101.31	140.15	111.72	96.76	116.41	102.97	19.66	1.67
浙江	136.99	142.35	129.41	94.73	108.78	100.19	90.13	101.52	-10.06	-27.89
福建	82.35	89.48	104.41	94.79	116.97	88.61	75.90	96.64	-12.71	-7.76
贵州	50.56	90.97	62.84	95.40	105.36	112.10	69.71	96.38	-42.40	33.54
湖南	65.38	101.47	97.61	115.27	116.07	93.68	40.35	92.20	-53.34	-5.40
江西	77.11	87.02	81.44	94.57	94.34	90.16	73.19	88.04	-16.96	6.59
宁夏	53.59	49.32	77.46	93.48	83.20	73.97	90.54	85.53	16.57	8.07
陕西	111.21	120.03	126.66	106.27	104.17	105.41	20.63	84.09	-84.79	-42.58
安徽	84.72	87.16	90.35	82.86	91.41	86.67	63.21	81.86	-23.46	-8.49
湖北	114.57	119.06	104.38	75.88	89.16	76.69	79.65	79.88	2.96	-24.50
江苏	118.50	116.85	105.44	108.04	85.03	77.42	40.48	78.71	-36.94	-26.73
黑龙江	62.99	61.12	75.63	104.24	99.39	76.90	55.90	75.18	-21.00	-0.45
广东	148.69	137.30	80.79	62.77	69.42	65.38	49.84	64.51	-15.53	-16.28
山东	27.83	22.26	53.13	79.76	80.55	62.56	47.42	62.91	-15.14	9.77
甘肃	14.28	25.97	24.59	43.78	44.54	7.74	3.68	21.82	-4.06	-2.77
广西	-98.83	-5.40	13.94	-1.08	9.73	48.18	-25.80	7.06	-73.97	-6.88
四川	6.57	10.30	20.94	81.59	42.57	-63.21	-44.22	6.91	18.99	-14.03
青海	-98.50	-60.04	-19.30	27.46	26.03	19.61	-20.48	4.17	-40.09	23.47
云南	-103.70	-73.29	15.91	16.99	16.71	-11.44	-76.64	-15.16	-65.20	-31.08

数据来源：Wind、中电售电、广东电力交易中心等、开源证券研究所（注：①2025年9月当月各省火电利用小时数未公布，使用上年同期值代替；②不同颜色的突出显示表示北方产煤区、环渤海地区、东部地区三类地区。）

图15：2025年北方省份火电机组单位装机点火差收益整体向好（单位：元/千瓦）

省（市、区）	2022	2023	2024	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2025	2025Q4环比	2025同比
海南	739.62	777.75	759.12	164.11	165.43	199.65	246.64	785.48	47.00	26.36
蒙西	699.82	727.74	699.45	223.21	154.01	176.89	146.29	683.57	-30.60	-15.88
上海	699.00	590.26	621.32	149.97	132.68	205.21	119.76	607.09	-85.45	-14.23
天津	563.93	534.81	477.09	146.14	119.91	142.35	116.63	501.22	-25.73	24.13
冀北	645.41	608.06	553.60	189.80	160.00	169.42	148.53	636.00	-20.90	82.40
山西	627.56	657.47	607.47	211.61	130.15	148.22	131.20	602.01	-17.03	-5.46
河北	409.11	521.02	549.20	184.91	139.90	150.04	152.97	593.96	2.94	44.77
重庆	332.19	496.10	612.83	174.07	141.81	180.16	85.46	589.01	-94.71	-23.82
辽宁	228.89	217.82	315.43	129.89	90.63	98.62	106.52	383.34	7.90	67.91
蒙东	551.47	519.54	482.62	138.26	140.63	175.80	133.93	583.82	-41.87	101.20
新疆	407.55	454.99	491.41	139.40	121.95	143.21	169.73	569.44	26.52	78.03
河南	389.25	408.29	385.60	116.30	103.47	130.07	81.83	415.15	-48.24	29.54
吉林	297.52	348.41	340.28	127.49	71.27	83.85	104.97	341.45	21.11	1.17
浙江	646.59	679.60	635.15	102.65	121.05	147.42	112.66	499.25	-34.76	-135.91
福建	359.87	428.17	535.85	86.35	140.85	132.74	93.48	468.18	-39.27	-67.66
贵州	195.46	413.03	271.31	122.33	107.56	88.23	61.59	382.99	-26.64	111.68
湖南	269.94	427.09	343.25	104.40	78.40	86.58	29.78	299.05	-56.80	-44.20
江西	372.60	404.04	377.67	105.41	96.90	117.03	79.15	398.03	-37.88	20.36
宁夏	263.53	242.27	374.14	115.10	88.34	94.32	113.55	412.44	19.24	38.31
陕西	536.59	572.31	597.66	116.84	96.97	131.13	24.05	373.36	-107.08	-224.30
安徽	414.60	443.66	461.32	94.92	95.47	122.83	74.17	391.34	-48.66	-69.97
湖北	529.67	476.96	425.19	71.02	77.05	83.36	57.77	288.56	-25.59	-136.63
江苏	526.04	530.72	484.55	107.94	85.16	104.37	42.69	346.56	-61.67	-137.98
黑龙江	207.67	215.98	258.04	102.71	72.76	63.74	53.25	263.04	-10.50	5.00
广东	619.00	571.04	319.17	49.69	67.73	70.86	41.67	237.87	-29.19	-81.30
山东	122.89	96.44	226.95	79.63	69.34	69.50	47.68	250.08	-21.82	23.13
甘肃	72.58	121.47	106.99	57.22	38.74	8.22	4.20	95.56	-4.03	-11.43
广西	-388.12	-25.14	48.04	-0.85	7.47	31.94	-15.51	19.87	-47.45	-28.16
四川	28.41	50.70	100.52	108.75	35.53	-59.32	-46.94	28.80	12.38	-71.72
青海	-400.12	-241.77	-62.16	24.23	13.83	9.75	-18.72	11.78	-28.48	73.94
云南	-311.19	-337.00	68.14	20.16	16.95	-5.76	-78.76	-56.58	-73.00	-124.72

从单位装机的点火差收益（点火差×利用小时）的边际变化来看，2025年北方省份火电机组单位盈利整体上同比向好，东部省份火电机组单位盈利承压。

数据来源：Wind、中电售电、广东电力交易中心等、开源证券研究所（注：①2025年9月当月各省火电利用小时数未公布，使用上年同期值代替；②不同颜色的突出显示表示北方产煤区、环渤海地区、东部地区三类地区。）

容量电价将有效容量价值从电能量价格中剥离，进行单独定价、单独结算，通过补偿固定成本的方式激励煤电投资，并推动煤电机组向保障性电源转变。随着新能源渗透率逐渐提高，煤电的功能需要从电量生产转为兜底调节，利用小时数逐年下降，单位发电分摊的固定成本越来越高，容量电价机制对净发电空间内无法回收的固定成本进行补偿。2023年，国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），将煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行；煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，2024~2025年多数地方为30%左右，2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。2026年1月30日，国家发改委 国家能源局印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号），在1501号文的基础上，114号文允许各地结合市场建设进度、煤电利用小时数等因素进一步提高回收比例；同时，在煤电容量电价机制完善后，各地可根据电力市场供需、参与市场的所有机组变动成本等情况，适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限，在确保电力电量平衡的情况下适当放宽煤电中长期合同签订比例要求。

容量电价补偿能够覆盖煤电项目大多数固定成本。假设项目运维费用、人员费用等其他固定成本取固定值每年每千瓦200元，折旧与运维等固定成本总计每年每千瓦400元。考虑极端情景，若项目固定成本全部由容量电费承担，当煤电利用小时数下降至2500小时，容量电费补贴提高至每年每千瓦330元，容量电费无法回收的固定成本折合度电水平仅28元/兆瓦时。

表3：每年每千瓦330元的容量电价水平基本可以保障煤电固定成本回收

容量电价无法补贴的固定成本	5000	4750	4500	4250	4000	3750	3500	3250	3000	2750	2500
100	60.0	63.2	66.7	70.6	75.0	80.0	85.7	92.3	100.0	109.1	120.0
132	53.6	56.4	59.6	63.1	67.0	71.5	76.6	82.5	89.3	97.5	107.2
165	47.0	49.5	52.2	55.3	58.8	62.7	67.1	72.3	78.3	85.5	94.0
200	40.0	42.1	44.4	47.1	50.0	53.3	57.1	61.5	66.7	72.7	80.0
232	33.6	35.4	37.3	39.5	42.0	44.8	48.0	51.7	56.0	61.1	67.2
265	27.0	28.4	30.0	31.8	33.8	36.0	38.6	41.5	45.0	49.1	54.0
297	20.6	21.7	22.9	24.2	25.8	27.5	29.4	31.7	34.3	37.5	41.2
330	14.0	14.7	15.6	16.5	17.5	18.7	20.0	21.5	23.3	25.5	28.0

数据来源：开源证券研究所

中期来看，煤电机组折旧到期后有望释放较多利润。根据中电联《煤电机组灵活性运行与延寿运行研究》，煤电机组设计寿命一般为30年，到期后符合条件的机组可适当延寿；截至2019年末，我国现役机组平均服役年限12年。2019-2024年，我国煤电装机容量净增加1.54亿千瓦，增幅仅14.8%。据此推断，若现役煤电机组折旧年限为20年，则我国大部分现役煤电机组折旧到期时间集中在2027年前后。

以上市公司2019年发电设备当期折旧做线性外推得，截至2019年末，各公司现役发电设备折旧到期时间集中在2031年前后。2019-2024年期间，多数上市公司火电装机增幅较小，2019年之前的存量机组占主导，2030年前后现役机组折旧到期后，上市公司利润有望得到较可观的提升（上市公司2019年之前投产的火电存量机组单位造价约4.0元/瓦，建设期2年，建设期利息费用资本化，假设项目采用20年线性折旧，残值率5%，则年折旧率4.8%，年折旧金额约200元/千瓦）。

表4：现役火电大多为2019年之前的存量机组，设备折旧到期时间在2030年前后（单位：万千瓦、亿元、年）

	火电装机 (2019)	火电装机 (2024)	火电装机增幅	发电设备账面原 值(2019)	发电设备当期折 旧(2019)	发电设备累计折 旧(2019)	发电设备剩余折 旧年限(2019)	发电设备折旧到 期时间(2019)
华能国际	9,925	10,665	7.5%	4,883	201	2,412	12	2031
华电国际	5,011	5,735	14.5%	1,693	79.5	614	14	2033
华润电力	3,097	3,826	23.5%	1,576	84	599	12	2031
大唐发电	5,128	5,381	4.9%	1,945	92	1,075	9	2028
建投能源	815	1,177	44.4%	244	12	111	12	2031
国电电力	6,874	7,463	8.6%	2,786	137	1,296	11	2030
内蒙华电	1,054	1,140	8.2%	439	19	230	11	2030
浙能电力	3,193	3,695	15.7%	856	43	530	8	2027
皖能电力	953	1,736	82.2%	199	10	89	11	2030
江苏国信	1,178	1,643	39.5%	335	13	133	15	2034
中能股份	1,048	1,183	12.9%	391	17	156	14	2033
合计/平均	38,274			15,346				2031

数据来源：各公司定期报告、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增

7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

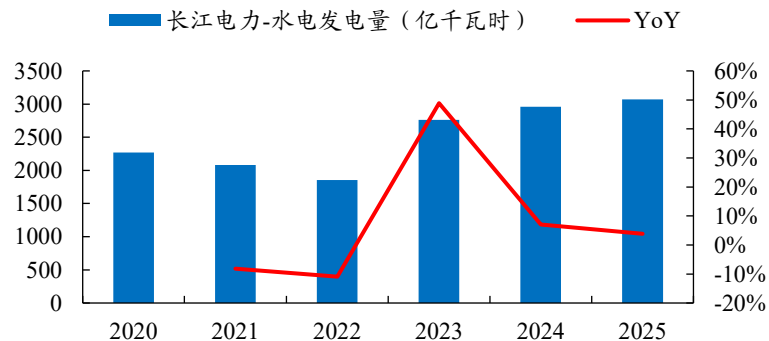
8

风险提示

3.1 水电：来水同比持平，上市公司经营稳健

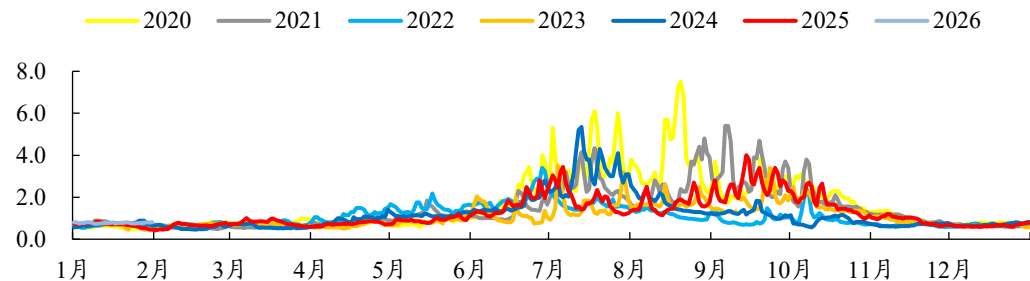
金沙江和长江流域：2025年三峡水库入库流量均值1.30万立方米/秒，同比偏枯0.84%，较2003-2024年均值偏枯5.17%；截至2026年1月末，三峡水库水位166.46米，同比下降1.41米，较2003-2024年均值偏高7.44米。2025年，乌东德水库来水总量约1051.35亿立方米，同比偏枯6.44%；三峡水库来水总量约3962.68亿立方米，同比偏丰5.93%。2025年，长江电力水电发电量3071.94亿千瓦时，同比增长3.82%。

图18：2025年长江电力水电发电量3071.94亿千瓦时，同比增长3.82%



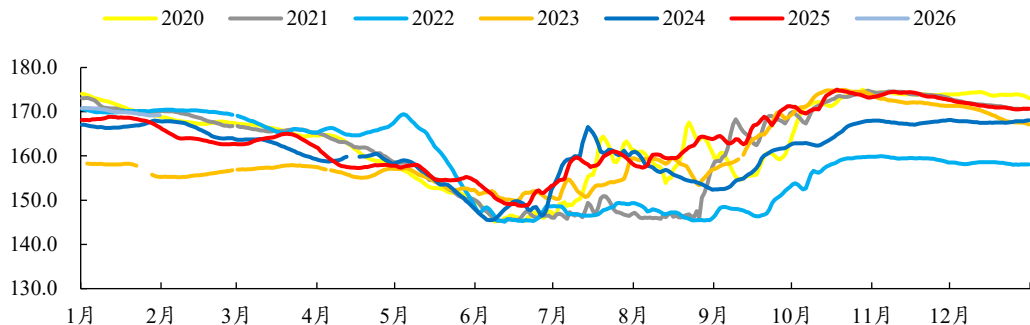
数据来源：长江电力公告、开源证券研究所

图16：2025年三峡水库入库流量均值1.30万立方米/秒，同比偏枯0.84%（单位：万立方米/秒）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图17：截至2026年1月末，三峡水库水位166.46米，同比下降1.41米（单位：米）



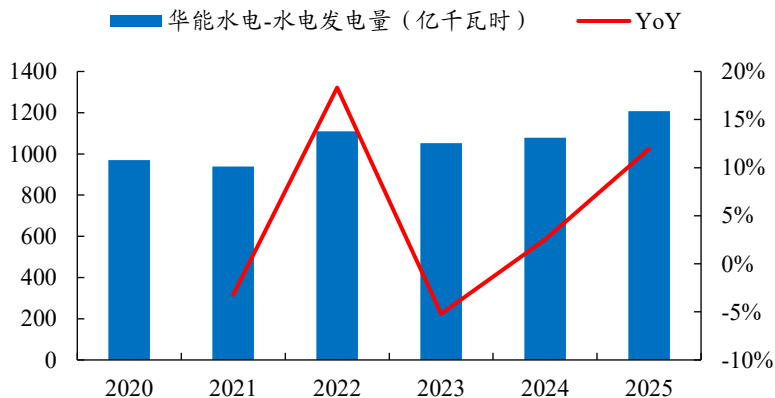
数据来源：Wind、开源证券研究所

3.1 水电：来水同比持平，上市公司经营稳健

澜沧江流域：根据华能水电公告，2025年，澜沧江流域糯扎渡断面来水同比偏丰 1.5 成，华能水电所属水电站发电量1208.15 亿千瓦时，同比增长11.9%，主要原因为托巴电站和硬梁包电站全容量投产；剔除托巴与硬梁包水电后，水电发电量为1112.91 亿千瓦时，同比增长6.0%。

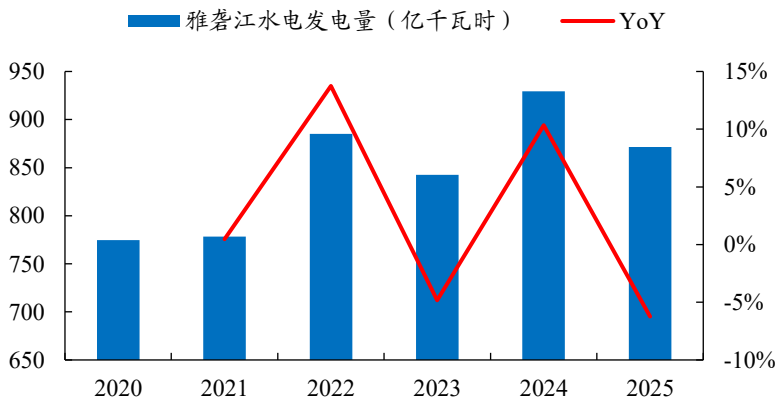
雅砻江流域：根据国投电力公告，2025年，雅砻江水电发电量871.51亿千瓦时，同比减少6.2%。

图19：2025年，华能水电所属水电站发电量1208.15亿千瓦时，同比增长11.9%



数据来源：华能水电公告、开源证券研究所

图20：2025年，雅砻江水电发电量871.51亿千瓦时，同比减少6.2%

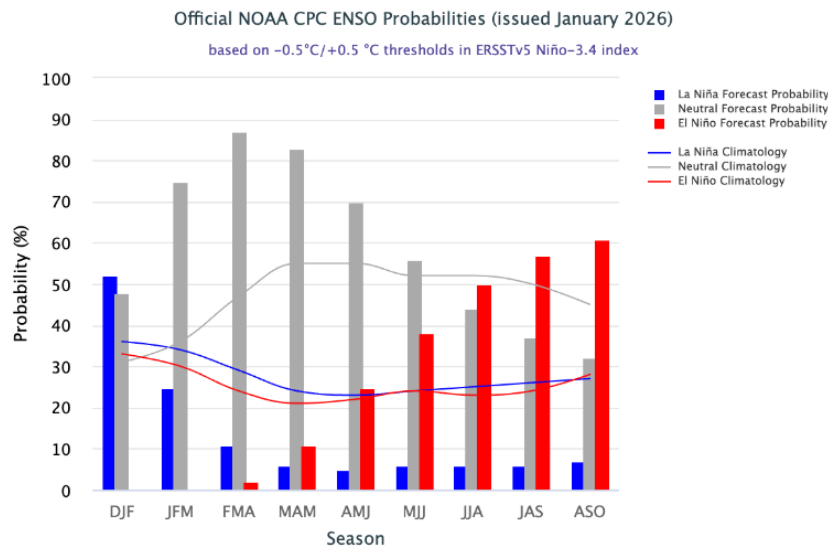


数据来源：国投电力公告、开源证券研究所

3.1 水电：IRI预计2026年初ENSO恢复中性的概率较大

IRI预计2026年初ENSO恢复中性的概率较大。ENSO（厄尔尼诺-南方涛动）事件对我国气候具有重要影响。厄尔尼诺（El Niño）事件通常导致中国南方地区冬季降水增加，北方地区出现干旱和寒冷天气；拉尼娜（La Niña）事件则会带来中国北方地区的夏季降水增多和南方的干旱。NINO3.4指数是用来监测和分析ENSO事件的重要气候指标。据哥伦比亚大学国际气候与社会研究所IRI预测，2026上半年ENSO中性概率较大，2026下半年发生厄尔尼诺现象概率较高。

图21：IRI预计2026下半年发生厄尔尼诺现象概率较高



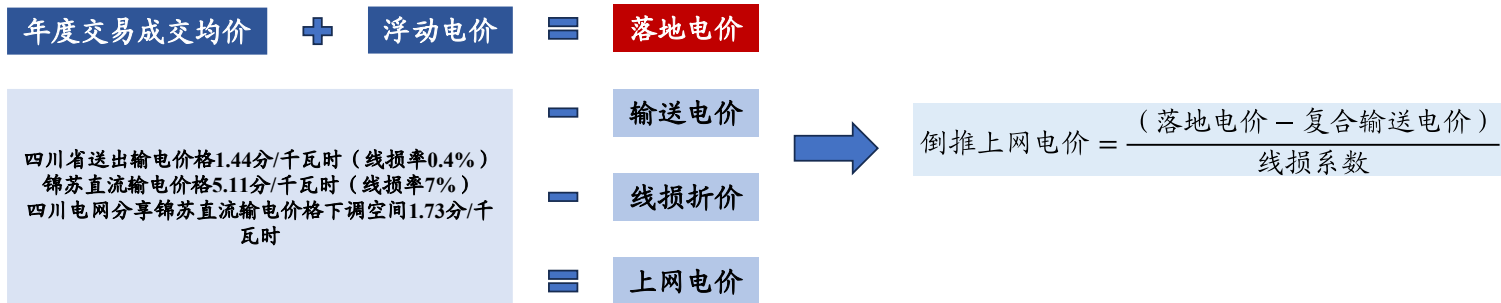
资料来源：IRI（注：横轴坐标代表自2025年12月起的每三个连续月。）

3.1 水电：锦官送苏市场化电价波动由送/受两端共担，市场化电价影响可控

锦官送苏市场化电价波动由送/受两端共担。根据江苏省发改委相关文件，2019年7月起锦官送苏上网电价执行固定价0.2603元/千瓦时。2022年8月起，锦官电源组送苏落地电价形成机制调整为“基准+浮动”形式；基准落地电价为江苏省燃煤发电基准上网电价391元/兆瓦时；浮动电价为江苏电力市场交易年度交易成交均价和燃煤发电基准上网电价之差，由送、受双方按照1:1比例分享（或分担）；锦官电源组送苏上网电价，由落地电价扣除输电环节价格倒推确定。2024年，锦官电源组送苏浮动电价形成机制优化为：（江苏电力市场交易年度交易成交均价+江苏省煤电容量电价度电标准-燃煤发电基准上网电价）×50%，其中煤电容量电价度电标准=国家规定煤电容量电价年度执行标准÷近三年统调燃煤发电机组平均发电利用小时数。2023-2026年江苏省年度交易电量加权均价分别为468.58452.94、412.45、344.19元/兆瓦时，较燃煤基准价分别浮动19.84%、15.84%、5.49%、-11.97%。

2022年8-12月，由落地电价倒推出的锦官电源组送苏部分上网电价为319.5元/千瓦时，较2019年电价政策上浮22.74%；2023年锦官电源组送苏部分倒推电价分标为0.3195元/千瓦时，与2022年持平；2024年浮动电价部分新增煤电容量电价19.66元/兆瓦时，倒推上网电价微降至0.3193元/千瓦时，与2023年基本持平；2025年至今，江苏省发改委暂停披露倒推电价，我们按相关文件规定的计算方式倒推2025、2026年锦官电源组上网电价。

图22：2022年8月起，锦官电源组送苏落地电价形成机制调整为“基准+浮动”形式



资料来源：江苏省发改委、开源证券研究所

3.1 水电：锦官送苏市场化电价波动由送/受两端共担，倒推电价高于计划电价

根据相关参数与计算方法，我们估算复合输送电价为83.89元/兆瓦时，线损系数1.0796；2025-2026年锦官电源组送苏上网电价为307.9、277.7元/兆瓦时。

考虑雅砻江水电公司锦屏一级、锦屏二级、官地三座电站组成的锦官电源组，合计装机容量1080万千瓦，占公司水电装机总量的56.25%；所发电量主要供应四川、重庆和华东电网，其中640万千瓦送江苏，240万千瓦四川省内消纳，200万千瓦送重庆。锦屏一级、锦屏二级、官地电站多年平均发电量分别为166.2、242.3、117.76亿千瓦时，估算锦官电源组年平均送苏电量311.86亿千瓦时。根据历史数据估计，雅砻江水电公司税金及附加占营业收入比例为3.76%；锦官电源组适用西部大开发优惠税率15%；少数股东损益占净利润比例为0.07%。

2022年锦官送苏上网电价采用市场化机制形成后，2023-2026年落地倒推电价高于2019-2021年的计划电价。

表5：2023-2026年，锦官送苏落地倒推上网电价高于2019年的计划电价

项目	2023	2024	2025E	2026E
锦官送苏电量（亿千瓦时）	311.86	311.86	311.86	311.86
计划电价（元/兆瓦时，苏发改价格发〔2019〕596号）	260	260	260	260
落地倒推市场化电价（元/兆瓦时）	320	319	308	278
落地倒推市场化电价较计划电价差异（元/兆瓦时）	59	59	48	17

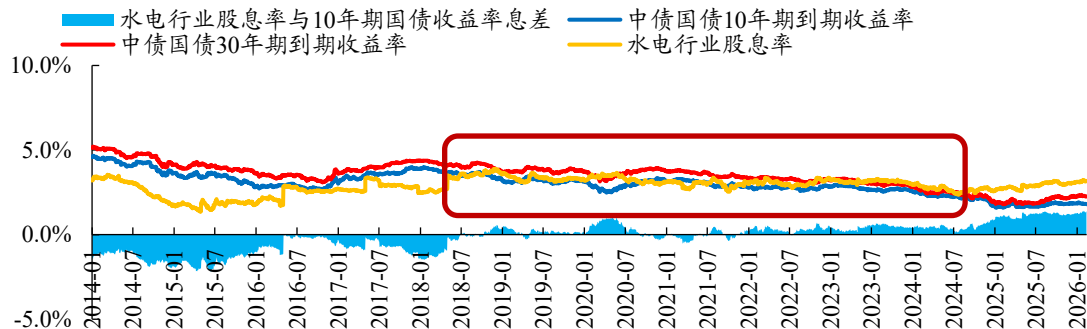
资料来源：江苏省发改委、开源证券研究所

3.2 水电：分红稳健，低利率环境下具备长期配置价值

2018年起（2017年报发布后）水电行业盈利与分红趋稳，其后多数时间水电行业股息率与国债到期收益率之间表现出较强的相关性，呈现出“类债券”特征。为避免不同上市公司年报与分红预案披露时间的差异，假设每年5月第一个交易日更新上一年业绩与分红数据，使用t年的分红计算t+1年5月至t+2年4月期间的股息率。2018年5月至2024年4月水电股息率与10年期国债到期收益率息差均值为0.22%。

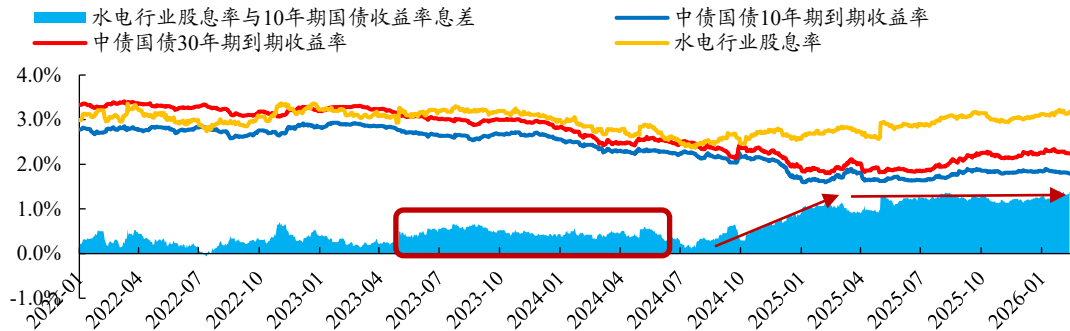
2024下半年，水电股息率与国债收益率的息差走阔。从绝对值来看，2022-2024年水电股息率均值2.97%，2025年初至今均值2.93%，下降4bp；从相对值来看，2025年初至今水电净息差均值较2023.5-2024.4区间均值扩大71bp。2025年内10年期国债收益率均值较2024Q4高点已下降45bp，水电股息升高10bp。从息差角度来看，水电资产相对价值被低估，低利率环境下水电作为稳定盈利品种具备配置价值。

图22：2018-2024年，多数时间水电股息率与国债到期收益率表现出较强的相关性



数据来源：Wind、开源证券研究所

图23：2024H2水电股息率与国债收益率净息差开始走阔



数据来源：Wind、开源证券研究所

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划
- 2 火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式
- 3 水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值
- 4 核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小
- 5 绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现
- 6 电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增
- 7 受益标的：关注火电盈利弹性、优质风电、央国企资产重组机会
- 8 风险提示

4.1 核电：市场化比例逐渐提升，2026年岭澳、阳江市场化电量同比提升14.3%

广东核电市场化电量持续提升，变动成本补偿机制取消。2025年10月，广东电力交易中心发布《关于广东电力市场2026年交易关键机制和参数的通知》，2026年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约312亿千瓦时作为最终交易上限，较2025年提升14.3%；继续应用政府授权单向差价合约机制，合约电量和合约价格不变。政府授权合约差价电费由全体工商业用户按照当月实际电量分享。核电机组不再执行变动成本补偿机制，继续执行发电侧中长期交易偏差考核。在满足系统安全和电力平衡的基础上，按照多发满发原则安排核电机组发电计划。

表6：2026年，广东岭澳、阳江核电市场化电量进一步提升，变动成本补偿机制取消

项目	2025	2026
岭澳、阳江市场化电量	273亿千瓦时	312亿千瓦时
政府授权单向差价合约	按照年月中长期市场交易均价与政府授权合约价格之差（为负置零）对授权合约电量进行单向差价结算回收，其中授权合约电量为核电当月实际市场电量的90%，合约价格为核电核定上网电价。	按照年月中长期市场交易均价与政府授权合约价格之差（为负置零）对授权合约电量进行单向差价结算回收，其中授权合约电量为核电当月实际市场电量的90%，合约价格为核电核定上网电价。
变动成本补偿	当年月中长期市场交易均价低于市场参考价时，核电机组按照核定上网电价、年月中长期市场交易均价中的较大值与市场参考价之差乘以系数k（暂取0.85）执行变动成本补偿机制。	核电机组不再执行变动成本补偿机制。
偏差考核	对核电机组执行发电侧中长期交易偏差考核，其中核电机组的中长期交易偏差考核系数为1.1。	继续执行发电侧中长期交易偏差考核。
发电计划	在满足系统安全和电力平衡的基础上，按照多发满发原则安排核电机组发电计划。	在满足系统安全和电力平衡的基础上，按照多发满发原则安排核电机组发电计划。

资料来源：广东电力交易中心公众号、广东省能源局官网、开源证券研究所

4.1 核电：广东核电变动成本补偿机制取消，核电电价止跌

广东岭澳、阳江核电站总装机容量849.6万千瓦，计划上网电价0.415元/千瓦时。2024-2026年，岭澳、阳江核电站市场化交易电量分别为195、273、321亿千瓦时。2024-2026年，广东省年度长协电价为466、392、372元/兆瓦时。2025年缴纳变动成本补偿（燃煤基准价与核电核准均价的价差×85%）后约351元/兆瓦时。我们使用核电年度长协电价作为市场化交易电量上网电价，假设岭澳、阳江核电年利用小时数为7800小时，损耗率7%，所得税率18%。**2025年，受年度长协电价下行与缴纳变动成本补偿双重影响，岭澳、阳江平均上网电价同比上升5.29元/兆瓦时，低于计划电价67.52元/兆瓦时。**

表7：2026年，广东核电变动成本补偿机制取消，核电电价止跌（表中电价均为含税电价）

	2024	2025E	2026E
广东年度长协电价（元/兆瓦时）	465.6	391.9	372.1
2025变动成本补偿（元/兆瓦时）	/	40.8	/
岭澳、阳江市场化电价（元/兆瓦时）	465.6	351.1	372.1
岭澳、阳江市场化电量（亿千瓦时）	195.0	273.0	321.0
岭澳、阳江平均核准价（元/兆瓦时）	415.0	415.0	415.0
岭澳、阳江计划电量（亿千瓦时）	421.3	343.3	295.3
岭澳、阳江平均电价（元/兆瓦时）	381.4	342.2	347.5

数据来源：中国广核公告、广东电力交易中心、开源证券研究所

4.1 核电：江苏市场化电价持续下行，田湾核电盈利承压

江苏田湾核电站总装机容量660.8万千瓦。2024-2026年，江苏核电所属机组全年市场化交易电量分别约为270、300、300亿千瓦时。2024-2026年，江苏年度长协电价分别为453、413、344元/兆瓦时。假设田湾核电年利用小时数为7800小时，受江苏市场化电价下行影响，2025、2026年中国核电归母净利润同比减少4.2、8.6亿元。相较于核准电价，2026年市场化交易侵蚀中国核电利润约8.0亿元。

表8：2025、2026年江苏市场化电价下行预计导致中国核电归母净利润同比减少4.2、8.6亿元

	2024	2025	2026
江苏年度长协电价（元/兆瓦时）	452.9	412.5	344.19
田湾市场化电量（亿千瓦时）	270	300	300
田湾市场化电价（元/兆瓦时）	446.1	409.7	335.5
所得税税率	13%	13%	13%
中国核电归母影响（亿元）	/	-4.2	-8.6
田湾平均核准价（含增值税，元/兆瓦时）	406.4	406.4	406.4
市场化电价较计划均价差异（含增值税，元/兆瓦时）	46.5	6.1	-62.2
中国核电归母影响（亿元）	/	0.3	-8.0

数据来源：中国核电公告、江苏电力交易中心、开源证券研究所

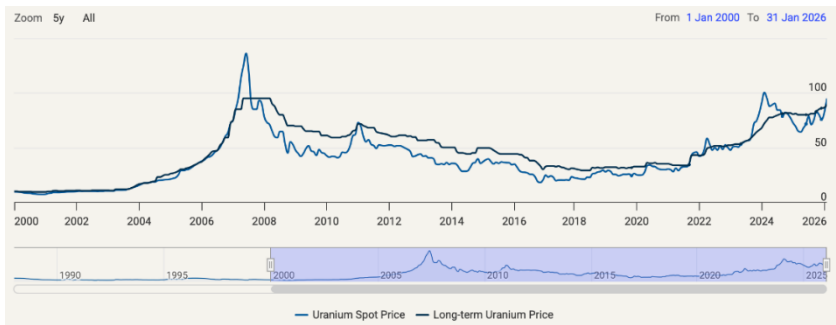
2026年2月11日，国务院办公厅印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号），《意见》明确了2030、2035年两个阶段性目标。到2030年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易电量占全社会用电量的70%左右；跨省跨区和省内实现联合交易，现货市场全面转入正式运行，市场基础规则和技术标准全面统一，市场化电价机制基本健全，公平统一的市场监管体系基本形成。到2035年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易电量占比稳中有升；跨省跨区和省内交易有机融合，**电力资源的电能、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映**，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。另外，《意见》提出进一步推动发电侧经营主体参与电力市场，**探索建立体现核电低碳价值的制度**。

4.2 核电：现货铀价波动较大，核燃料成本在核电营业成本中占比约四分之一

近期天然铀现货价格波动较大。2023年中至2024年中，长协铀价由56美元/磅大幅上涨至近80美元/磅，之后直至2025年中基本维持平稳运行；现货铀价波动较大。

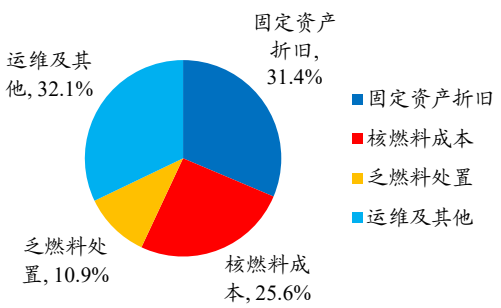
核燃料成本在核电营业收入中占比约七分之一，在营业成本中占比约四分之一。以中国广核为例，核电营业成本主要包含折旧、燃料、乏燃料处置、运维及其他四个部分，2024年中国广核核燃料成本占当期营业收入的14.4%，占营业成本的25.61%；2024年公司核电业务营业收入659.32亿元，假设所有费用和损益由电力业务承担（假设其他业务毛利润=营业利润，此算法下核电毛利率较实际值偏低），核电业务营业利润210.81亿元，营业利润率32.0%。

图25：2021-2024年天然铀长协价格大幅上涨（美元/磅）



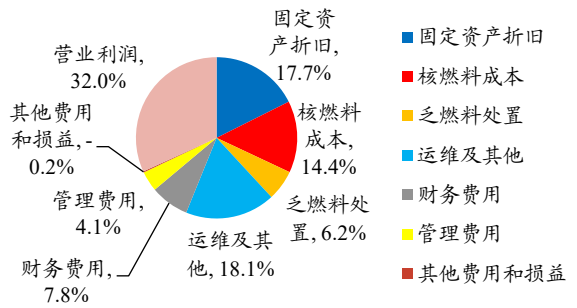
资料来源：Cameco

图26：2024年中国广核核燃料成本占营业成本的25.6%



数据来源：Wind、中国广核公告、开源证券研究所

图27：2024年中国广核核燃料成本占营业收入的14.4%



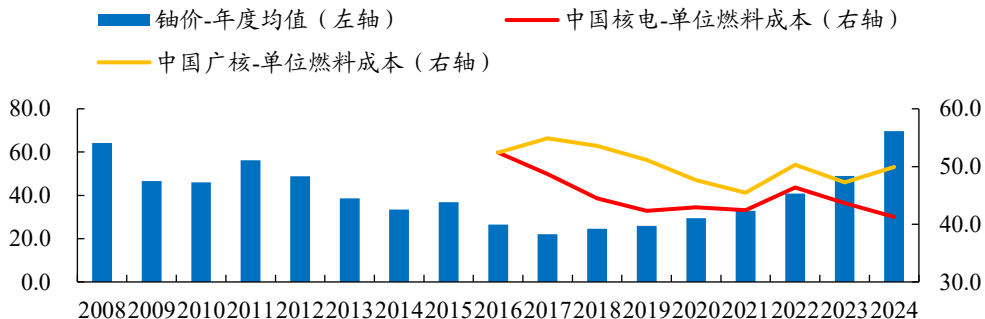
数据来源：Wind、中国广核公告、开源证券研究所

4.2 核电：核电单位燃料成本与铀价呈现一定的相关性，但短期敏感度较低

核电企业与各自集团下铀业公司签订燃料供应长协，短期铀价波动影响有限。上市公司均与各自集团下铀业兄弟公司签订燃料供应长协，确保燃料长期稳定供应。中广核铀业控股世界第二大铀矿，纳米比亚湖山铀矿，2022年产量3358tU，占全球总产量的7%；中核铀业控股世界第六大铀矿，纳米比亚罗辛铀矿，2022年产量2255tU，占全球总产量的5%。据中国广核公告，中广核集团拥有的铀矿能够满足公司在运核电机组未来二、三十年以上的使用需求。据中国核电公告，公司目前采用先采购天然铀再委托加工成燃料组件的方式，供应链全部签订10年长协，根据过去一段时间内现货和长协价格确定本年度价格，短期铀价波动对公司影响有限。

核电单位燃料成本与铀价呈现一定的相关性，但短期敏感度较低。2017-2024年，现货铀价由22.09美元上涨至69.69美元（单位为磅，下同），区间涨幅215.5%，而中国广核单位燃料成本下降9.1%。据卡梅科（Cameco）数据，2021-2024年，天然铀价格大幅上涨，区间内现货价最大涨幅258.3%，长期价最大涨幅143.3%。而2021-2024年，中国广核单位燃料成本上涨9.8%，中国核电单位燃料成本下降2.8%。

图28：核电上市公司燃料成本与铀价呈现一定的相关性（美元/磅，元/兆瓦时）

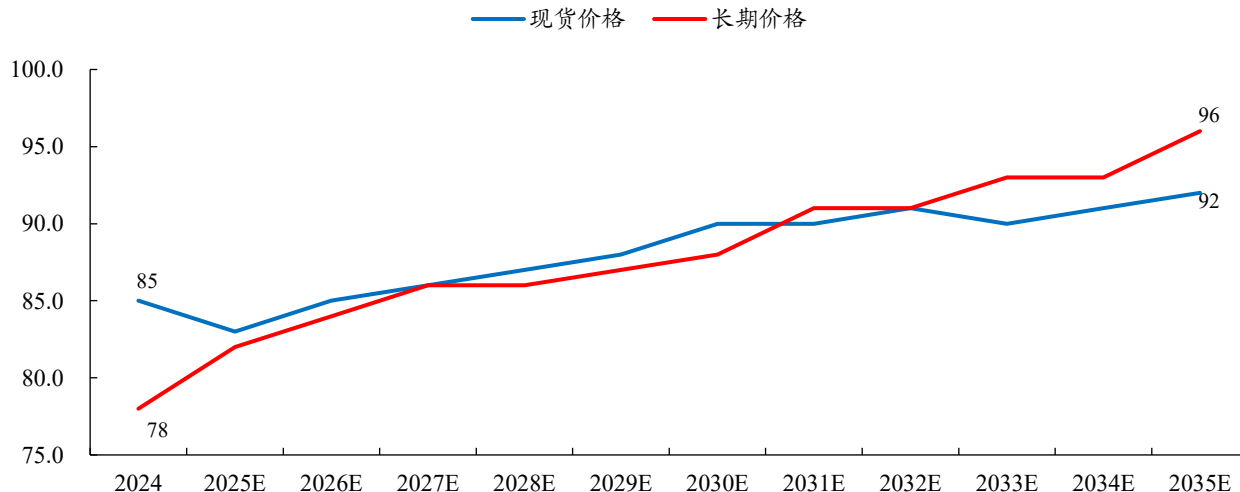


数据来源：Wind、各公司公告、开源证券研究所

4.2 核电：中国核能行业协会预测，未来十年天然铀价格进入缓慢上涨通道

据中国核能行业协会预测，未来十年天然铀价格进入缓慢上涨通道。核电发展维持向好预期，更多国家开始认识到核电在优化能源结构中起到的重要作用，纷纷重启或扩大核电投资。由于存量矿山提产力度有限，新项目上线速度较慢，供应增量低于核电需求增量，供应紧张情绪仍会主导市场。同时，欧美浓缩供应短缺对铀市场的持续影响以及矿山成本中枢上涨的压力将为铀价起托底作用。预计现货、长期价格在未来均将保持向上态势，呈现有节奏的阶段性上涨，并在2030年前后突破90.00美元/磅关口。

图29：中国核能行业协会预计未来十年天然铀价格进入缓慢上涨通道（美元/磅）



数据来源：中国核能行业协会、开源证券研究所

4.2 核电：天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.87元/兆瓦时

世界核协会（WNA）发布的核电经济学报告中提供了两种核燃料成本口径，两种口径计算结果存在一定差异，本文计算燃料成本时，取两种算法结果的平均值，美元兑人民币汇率取7.3。

算法1：制作1kg核燃料需要8.9kg天然铀（U3O8），转换、富集、燃料制造环节成本分别为120、401、300美元；1kg铀燃料可发电360兆瓦时。

算法2：当天然铀价格由25美元上涨至50美元，单位发电燃料成本由5美元/兆瓦时上涨至6.2美元/兆瓦时。由此得，转换、富集、燃料制造环节对应单位成本3.8美元/兆瓦时；天然铀价格每上涨25美元，单位成本提高1.2美元/兆瓦时。

以华龙一号机组为例，假设机组装机容量1200兆瓦，单位造价16000元/千瓦，年均利用小时数7500，30年直线折旧无残值，乏燃料处置金按26元/兆瓦时固定征收，单位运维及其他成本60元/兆瓦时，单位发电收入340元/兆瓦时（不含增值税，下同）。天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.87元/兆瓦时；当天然铀价格达80元且完全传导至运营商时，核电毛利率为38.5%。由于未考虑乏燃料处置金减免等政策优惠因素，测算结果较实际值偏低。

表9：天然铀价格每提高5美元/磅，核电燃料成本增加1.87元/兆瓦时（美元/磅、元/兆瓦时）

天然铀价格	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120
单位发电天然铀成本	22.4	24.3	26.2	28.1	29.9	31.8	33.7	35.5	37.4	39.3	41.2	43.0	44.9
单位发电燃料成本	44.6	46.5	48.4	50.3	52.1	54.0	55.9	57.7	59.6	61.5	63.3	65.2	67.1
单位发电营业成本	201.8	203.6	205.5	207.4	209.2	211.1	213.0	214.8	216.7	218.6	220.5	222.3	224.2
天然铀成本/营业成本	11.1%	11.9%	12.7%	13.5%	14.3%	15.1%	15.8%	16.5%	17.3%	18.0%	18.7%	19.4%	20.0%
燃料成本/营业成本	22.1%	22.8%	23.5%	24.2%	24.9%	25.6%	26.2%	26.9%	27.5%	28.1%	28.7%	29.3%	29.9%
天然铀成本/营业收入	6.6%	7.2%	7.7%	8.3%	8.8%	9.4%	9.9%	10.5%	11.0%	11.6%	12.1%	12.7%	13.2%
燃料成本/营业收入	13.1%	13.7%	14.2%	14.8%	15.3%	15.9%	16.4%	17.0%	17.5%	18.1%	18.6%	19.2%	19.7%
毛利率	40.7%	40.1%	39.6%	39.0%	38.5%	37.9%	37.4%	36.8%	36.3%	35.7%	35.2%	34.6%	34.1%

数据来源：WNA、开源证券研究所

4.2 核电：从运营商历史发电成本来看，燃料成本稳定且已经处于较高水平

从运营商历史发电成本来看，单位燃料成本变动幅度较小，且燃料价格已经处于较高水平。2016-2024年中国广核单位发电燃料成本平均值为50.29元/兆瓦时，在上表中对应天然铀价格约75美元/磅，后续测算过程中将该价格水平作为基准情景；波动幅度约10元/兆瓦时。运营商燃料成本波动不仅仅受天然铀价格波动影响，新机组试运行结束投入商业运行也会导致当期摊销的燃料费用增加。2016-2024年，受到新机组投产增多、新投产机组乏燃料处置金优惠期结束等因素影响，中国广核单位折旧和乏燃料处置成本整体呈现逐年增长趋势，最大涨幅均已超过10元/兆瓦时，完全覆盖燃料成本波动。

表10：2016-2024年，中国广核单位发电燃料成本平均值为50.29元/兆瓦时（元/兆瓦时）

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
单位发电收入	349.78	337.01	336.38	334.78	335.08	319.37	349.73	350.83	345.54
单位折旧	50.47	50.85	50.79	58.88	58.43	55.26	56.02	58.65	61.12
单位燃料成本	52.40	54.89	53.58	51.14	47.65	45.46	50.33	47.24	49.91
单位乏燃料处置	13.21	9.63	9.73	10.57	12.19	15.44	19.75	19.40	21.28
单位运维及其他	57.89	59.61	56.93	55.37	62.51	61.59	62.41	64.68	62.59
单位发电成本	173.97	174.98	171.03	175.96	180.79	177.75	188.51	189.97	194.89
毛利率	50.3%	48.1%	49.2%	47.4%	46.0%	44.3%	46.1%	45.9%	43.6%

数据来源：中国广核公告、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增

7

受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

风险提示

5.1 绿电：136号文推动新能源全面入市，绿电收入端政策不确定性落地

2025年2月，发改委、能源局印发《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》（发改价格〔2025〕136号），**推动新能源上网电价全面由市场形成，建立健全支持新能源高质量发展的制度机制。**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（以下简称机制电价）、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。**电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。

2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：（1）电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。**新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。**鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。（2）机制电价，按现行价格政策执行，**不高于当地煤电基准价。**（3）执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目：（1）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。**超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。**（2）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，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，**初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。**（3）执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

表7：136号文明确新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限

项目类型	2025年6月1日以前投产的存量项目	2025年6月1日起投产的增量项目
机制电量	各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年	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。
机制电价	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价	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	按照现行相关政策保障期限确定。	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定

资料来源：国家发改委、开源证券研究所

表12：从机制电量完成情况来看，多数省份完成度较高

省(市、区)	竞价限制-电量(亿千瓦时)			竞价结果-电量(亿千瓦时)			完成度
	风电	光伏	合计	风电	光伏	合计	
北京	/	/	/	/	/	12	/
天津	/	/	40	/	/	9.39	23.5%
冀北电网	219.35	138.52	357.87	103.7	36.13	139.83	39.1%
河北南网	245.83	45.04	290.87	142.01	14	156.01	53.6%
山西	/	/	/	14.82	39.75	54.57	/
山东	81.73	12.94	94.67	59.67	12.48	72.15	76.2%
辽宁	105.88	12.75	118.63	80.22	1.43	81.65	68.8%
吉林	38.62	7.14	45.76	37.76	27.62	65.38	142.9%
黑龙江	/	/	63.04	/	/	63	99.9%
上海	/	/	22	/	/	5.38	24.5%
江苏	陆风光120; 海风10		130	/	131	131	
浙江	/	14.74	/	/	14.74	/	100.0%
安徽	/	/	90	/	/	58.677	65.2%
湖北	/	/	/	10.84	4.88	15.72	/
福建	/	46.3	/	/	22.58		48.8%
江西	5.7	5.9	11.6	4.6	1.31	5.91	50.9%
湖南	25.18	8.58	33.76	25.18	7.58	32.76	
陕西	62.7	52.3	115	62.7	52.3	115	100.0%
甘肃	/	/	8.3	3.464	4.828	8.292	99.9%
青海	5.43	11.25	16.68	5.43	11.25	16.68	100.0%
宁夏	/	/	102	/	/	102	100.0%
新疆	185.39	36.08	221.48	185	36	221	99.8%
重庆	22.6	26	48.6	20.75	17.02	37.77	77.7%
四川	8.8	41.4	50.2	8.8	41.4	50.2	100.0%
广东	/	/	50	/	46.5	/	93.0%
云南	/	/	/	/	/	/	/

资料来源：光伏们公众号、开源证券研究所

表13：高价主要集中在东部以及西南省份，风电电价基本高于光伏（元/度）

省（市、区）	燃煤基准价	风电		光伏	
		竞价结果	较燃煤基准价	竞价结果	较燃煤基准价
北京	0.3598	0.3598	0.0%	36.0%	0.0%
天津	0.3655	0.3196	-12.6%	/	/
冀北电网	0.372	0.347	-6.7%	0.352	-5.4%
河北南网	0.3644	0.353	-3.1%	0.3344	-8.2%
山西	0.332	0.285	-14.2%	32.0%	-3.6%
山东	0.3949	0.319	-19.2%	0.225	-43.0%
辽宁	0.3749	0.3	-20.0%	0.33	-12.0%
吉林	0.3731	0.25	-33.0%	33.4%	-10.5%
黑龙江	0.374	0.228111	-39.0%	/	/
上海	0.4155	0.4155	0.0%	/	/
江苏	0.391	/	/	0.36	-7.9%
浙江	0.4153	/	/	0.3929	-5.4%
安徽	0.3844	0.384	-0.1%	/	/
湖北	0.45	0.33	-26.7%	37.5%	-16.7%
福建	0.3932	/	/	海上0.388; 陆上0.35	海上-1.3% 陆上-11%
江西	0.4143	0.375	-9.5%	0.33	-20.3%
湖南	0.45	0.33	-26.7%	0.375	-16.7%
陕西	0.3345	0.352	5.2%	0.35	4.6%
甘肃	0.3078	0.1954	-36.5%	/	/
青海	0.3247	0.24	-26.1%	0.24	-26.1%
宁夏	0.2595	0.2595	0.0%	/	/
新疆	0.25	0.252	0.8%	0.235	-6.0%
重庆	0.3964	0.3961	-0.1%	0.3963	0.0%
四川	0.4012	0.393	-2.0%	0.373	-7.0%
广东	0.453	/	/	0.36	-20.5%
云南	0.3358	0.332	-1.1%	0.33	-1.7%

资料来源：光伏们公众号、开源证券研究所

5.1 绿电：风电增值税补贴退坡，政策底已现

2025年10月，财政部、海关总署、税务总局印发《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局公告2025年第10号），**2025年11月1日起，陆上风电不再实行增值税先征后退政策，风电或迎来“政策底”；2025年11月1日至2027年12月31日，海上风电增值税即征即退50%**。2025年10月31日前已正式商业投产的核电机组，继续按照财税〔2008〕38号有关增值税规定执行；2025年10月31日前国务院已核准但尚未正式商业投产的核电机组，自正式商业投产次月起10个年度内，实行增值税先征后退政策，退税比例为已入库税款的50%；**2025年11月1日后核准的核电机组，不再实行增值税先征后退政策。**

表8：根据《关于调整风力发电等增值税政策的公告》，陆上风电、核电增值税补贴退坡

电源类型	新政策	原政策
陆上风电	不再实行增值税先征后退	增值税即征即退50%（财税〔2015〕74号）
海上风电	2025年11月1日至2027年12月31日，增值税即征即退50%	增值税即征即退50%（财税〔2015〕74号）
核电	2025年10月31日前商运的机组按照原有政策执行；2025年10月31日前核准未商运的机组， 正式商运起10年内增值税先征后退50% ；2025年11月1日后核准的核电机组，不再实行增值税先征后退政策。	正式商运起5年内返还75%；第6至第10年返还70%；第11至第15年返还55% ；满15年以后，不再实行增值税先征后退政策。（财税〔2008〕38号）

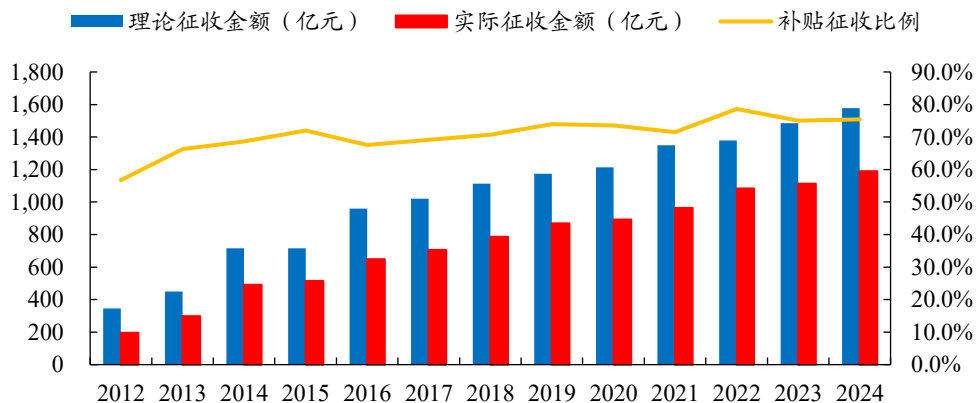
资料来源：国家税务总局、开源证券研究所

5.2 绿电：可再生能源补贴需求上限收口，补贴欠款问题有望加快解决

根据现行政策，享受国家补贴的可再生能源项目，标杆电价与各地煤电标杆电价之差，由从全国销售电量中收取的“可再生能源电价附加”补足（农业生产和西藏用电免征，居民生活用电减征政策各地执行标准不同，为0~8厘/千瓦时）。《可再生能源法》实施以来，“可再生能源电价附加标准”历经五次调整，2006年最初征收标准0.001元/千瓦时，2016年提高至0.019元/千瓦时，这一标准维持至今。这使得“十三五”以来“可再生能源电价附加”征收额远低于实际需求，导致补贴缺口持续加大。同时，可再生能源附加电费未能足额征收，2015-2019年征收率不到85%，每年约有200亿元应收未收资金。据风能专委会统计，2019年底补贴缺口累计超过2600亿元，2020年底缺口或突破3000亿元。

当前补贴总需求已经收口。按照《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号），自2021年1月1日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴；2022年开始，新核准海上风电项目，国家不再补贴。按照国家规划，光伏2021年也将不再新增补贴项目。风电光伏补贴需求的总盘子基本可以收口。根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），依法依规纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按国家发改委制定电价政策时依据的“合理利用小时数”核定中央财政补贴额度，同时明确了总补贴资金额度是“合理利用小时数”乘以年限20年。单个项目每年需要的补贴资金和未来项目寿命周期内所需要的全部补贴资金量基本明确，补贴资金上限收口。

图29：可再生能源补贴未能足额征收，2016年起每年未征收资金约300亿元



数据来源：Wind、开源证券研究所

5.2 绿电：两大电网成立可再生能源发展结算公司，统筹解决补贴问题

2022年三部委授权两大电网成立可再生能源发展结算公司，统筹解决补贴问题。2022年8月，国家发展改革委、财政部、国务院国资委授权两大电网公司设立北京、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。结算公司市场化运作，在财政拨款基础上，补贴资金缺口按照市场化原则通过专项融资解决，专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。

根据三峡能源招股书，纳入补贴目录或补贴清单的项目，将根据可再生能源基金的拨付进度结算新能源补贴电费，未纳入补贴目录或补贴清单的项目，暂时不能获得新能源补贴电费的结算。发电项目实现并网发电后，燃煤脱硫标杆电价部分，由电网公司直接支付，通常跨月结收电费，即本月对上月发电收入进行结算，账龄一般在1个月之内；可再生能源补贴发放周期较长，已经纳入补贴目录或补贴清单的发电项目，通常1-3年方能收回补贴。我们汇总了16家新能源发电板块上市公司2025年中报披露的应收账款，上市公司当期应收账款占当期营业收入的算数平均值为33.2%，加权平均值为25.4%；截至2026年2月13日，上市公司累计应收账款总额占上市公司总市值的61.1%。

表11：汇总16家新能源发电板块上市公司2024中报披露的应收账款，约占当前市值的60.0%

股票代码	公司简称	企业类型	总市值	应收账款(与票据)	营业收入	当期新增应收/当期营收	累计应收/总市值
1798.HK	大唐新能源	中央国有企业					
2380.HK	中国电力	中央国有企业	341.57	363.91	238.58	19.9%	106.5%
0916.HK	龙源电力	中央国有企业	526.25	494.55	156.57	37.9%	94.0%
0579.HK	京能清洁能源	地方国有企业	168.36	159.72	109.00	17.9%	94.9%
000591.SZ	太阳能	中央国有企业	213.88	142.52	26.97	52.4%	66.6%
600821.SH	金开新能	地方国有企业	123.83	86.93	19.22	36.7%	70.2%
1811.HK	中广核新能源	中央国有企业	99.79	70.66	8.57	80.8%	70.8%
601778.SH	晶科科技	民营企业	159.27	69.40	21.24	22.3%	43.6%
600032.SH	浙江新能	地方国有企业	187.08	95.17	24.55	38.7%	50.9%
0956.HK	新天绿色能源	地方国有企业	162.27	80.35	109.04	4.8%	49.5%
601016.SH	节能风电	中央国有企业	199.65	83.77	24.44	31.2%	42.0%
600905.SH	三峡能源	中央国有企业	1166.38	496.51	147.36	33.2%	42.6%
000537.SZ	中绿电	中央国有企业	177.73	70.81	23.33	35.6%	39.8%
600163.SH	中闽能源	地方国有企业	113.61	33.57	7.94	37.7%	29.5%
601619.SH	嘉泽新能	民营企业	169.81	38.81	13.10	35.5%	22.9%
600956.SH	新天绿能	地方国有企业	329.43	78.76	109.04	6.6%	23.9%
	合计		4,270.02	2,609.14	1,107.40	25.4%	61.1%

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：总市值取2026年2月13日收盘价数据，应收账款、营业收入取2025中报数据）

5.2 绿电：可再生能源补贴有望陆续补发，缓解上市公司现金流压力

2025年9月，太阳能、吉电股份、林洋能源、晶科科技、金开新能等多家上市公司公告称，8月收到大量可再生能源补贴资金，同比大幅增长。可再生能源补贴有望陆续补发，缓解上市公司现金流压力。

表12：多家上市公司8月收到大量可再生能源补贴（亿元）

股票代码	公司简称	8月收到补贴	1-8月累计收到补贴	1-8月累计收到补贴同比	1-8月累计收到补贴占2024全年补贴总额
000591.SZ	太阳能	16.92	23.19	232.2%	169.8%
000875.SZ	吉电股份	9.13	12.71	154.2%	135.4%
601222.SH	林洋能源	2.03	3.06	210.1%	177.1%
601778.SH	晶科科技	6.46	8.91	248.0%	166.0%
600821.SH	金开新能	9.39	12.14	341.7%	190.1%

数据来源：各公司公告、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划

2

火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式

3

水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值

4

核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小

5

绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现

6

电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增

7

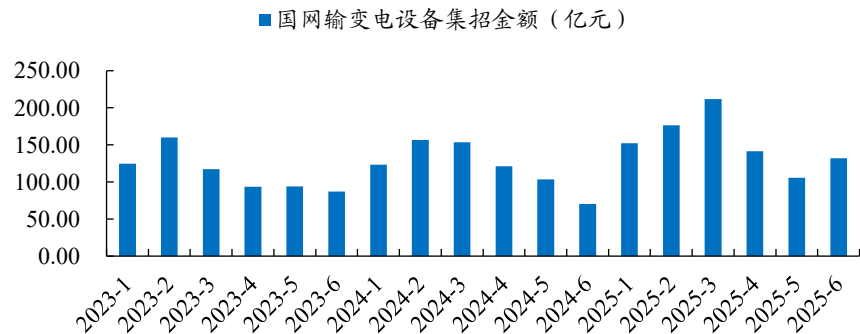
受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会

8

风险提示

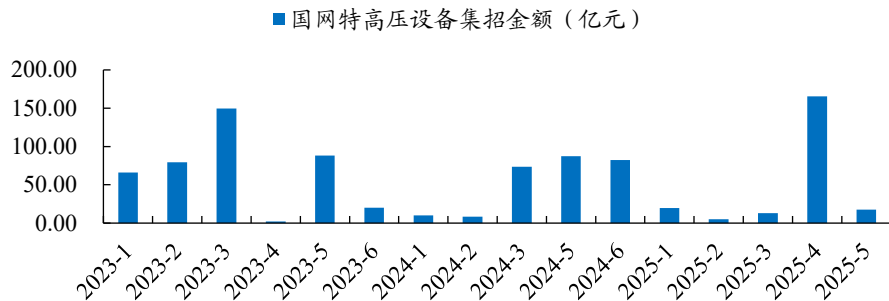
国网输变电设备集招金额同比高增，特高压设备和电表集招金额同比大幅下降。2025年，国家电网总部6批输变电设备集招、5批特高压设备集招，3批计量设备集招；输变电设备集招金额累计919.52亿元，同比增长26.2%，平高电气/思源电气/国网信通/许继电气/四方股份累计中标75.04/70.16/21.51/15.19/8.39亿元，同比增长46.4%/82.5%/40.0%/59.6%/40.8%；特高压设备集招金额累计220.63亿元，同比减少15.6%；电能表集招金额累计93.13亿元，同比减少54.15%，系第三批电能表招标采用新标准，电能表标段全部流标；后续通过2026年营销项目计量设备专项补招。

图31：2025年，国网输变电设备集招金额累计919.52亿元，同比增长26.2%



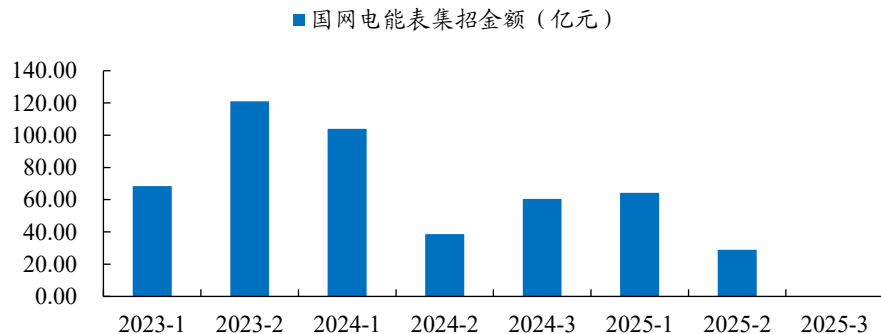
数据来源：国家电网、电网设备公众号等、开源证券研究所

图32：2025年，国网特高压设备集招金额累计220.63亿元，同比减少15.6%



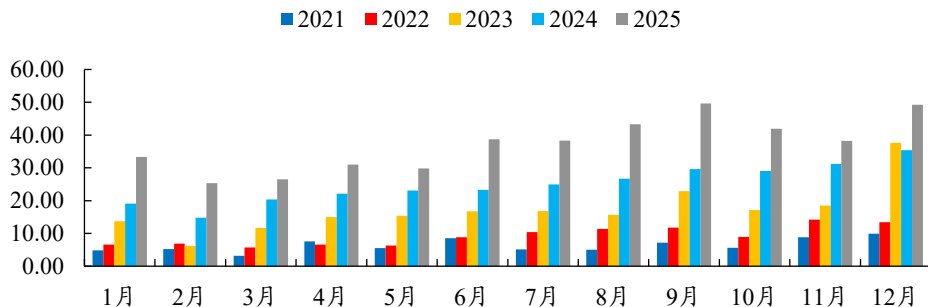
数据来源：国家电网、电网设备公众号等、开源证券研究所

图33：2025年，国网电能表集招金额累计93.13亿元，同比减少54.15%



数据来源：国家电网、中国仪器仪表协会公众号等、开源证券研究所

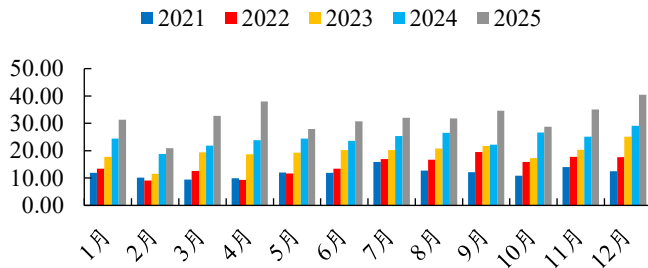
图34：2025年，我国液体介质变压器出口金额445.20亿元，同比增长48.6%（亿元）



数据来源：海关总署、开源证券研究所

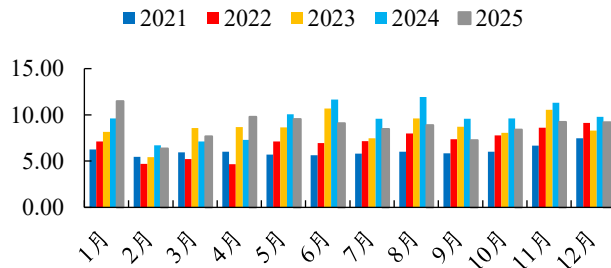
2025年，我国一次设备出口金额同比保持高增长。2025年，液体介质变压器出口金额445.20亿元，同比增长48.6%；高压开关出口金额384.27亿元，同比增长31.5%；电能表出口金额105.40亿元，同比减少7.8%。

图35：2025年，我国高压开关出口金额384.27亿元，同比增长31.5%（亿元）



数据来源：海关总署、开源证券研究所

图36：2025年，我国电能表出口金额105.40亿元，同比减少7.8%（亿元）



数据来源：海关总署、开源证券研究所

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划
- 2 火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式
- 3 水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值
- 4 核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小
- 5 绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现
- 6 电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增
- 7 受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会
- 8 风险提示

受益标的：（1）火电：华能国际（A/H）、华电国际（A/H）、华润电力（H）、大唐发电（A/H）、建投能源、国电电力、内蒙华电、江苏国信、申能股份、皖能电力、浙能电力等；（2）水电：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源等；（3）核电：中国核电、中国广核、中广核电力（H）等；

表13：受益标的

公司代码	公司名称	评级	市值 (亿元)	归母净利润(亿元)				PE				PB(MRQ)
				2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	
0902.HK	华能国际电力股份	未评级	765.2	101.8	153.8	157.2	161.8	11.0	7.3	7.1	6.9	1.2
1071.HK	华电国际电力股份	未评级	430.9	57.0	69.0	73.6	79.9	10.7	8.9	8.3	7.7	1.0
0836.HK	华润电力	未评级	825.5	143.9	137.4	139.0	147.9	6.5	6.8	6.7	6.3	0.9
0991.HK	大唐发电	未评级	387.8	45.1	67.4	71.3	75.8	14.4	9.7	9.1	8.6	1.2
000600.SZ	建投能源	未评级	150.8	5.3	18.6	19.3	21.0	28.4	8.1	7.8	7.2	1.3
600795.SH	国电电力	未评级	825.8	98.3	74.1	79.5	86.2	8.4	11.1	10.4	9.6	1.3
600863.SH	内蒙华电	未评级	367.5	23.3	23.8	25.6	26.6	15.8	15.5	14.3	13.8	2.1
002608.SZ	江苏国信	未评级	289.8	32.4	34.2	36.3	37.7	8.9	8.5	8.0	7.7	0.8
600642.SH	申能股份	未评级	403.3	39.4	40.8	42.1	44.2	10.2	9.9	9.6	9.1	1.1
000543.SZ	皖能电力	未评级	176.8	20.6	22.9	23.0	24.1	8.6	7.7	7.7	7.4	1.0
600023.SH	浙能电力	未评级	665.1	77.5	71.8	77.2	81.0	8.6	9.3	8.6	8.2	0.9
600900.SH	长江电力	未评级	6,361.7	325.0	341.7	354.9	369.4	19.6	18.6	17.9	17.2	2.9
600025.SH	华能水电	未评级	1,680.5	83.0	88.5	93.7	97.8	20.3	19.0	17.9	17.2	2.4
600886.SH	国投电力	未评级	1,023.0	66.4	70.6	74.4	78.5	15.4	14.5	13.8	13.0	1.5
600674.SH	川投能源	未评级	675.1	45.1	48.1	51.0	53.2	15.0	14.0	13.2	12.7	1.5
601985.SH	中国核电	买入	1,752.4	87.8	92.8	99.3	111.4	20.0	18.9	17.6	15.7	1.5
003816.SZ	中国广核	未评级	1,934.1	108.1	97.0	104.6	113.1	16.8	18.7	17.3	16.0	1.6
1816.HK	中广核电力	未评级	1,385.4	108.1	94.7	102.9	110.0	18.9	21.6	19.8	18.6	1.2

数据来源：Wind、开源证券研究所（选取2026年2月13日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于Wind一致预期）

受益标的：（4）绿电：龙源电力（H）、中国电力（H）、大唐新能源（H）、中广核新能源（H）、江苏新能、浙江新能、中闽能源、三峡能源等；（5）电网设备：平高电气、许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、华明装备、思源电气、金盘科技、三星医疗、海兴电力等。

表13：受益标的（续）

公司代码	公司名称	评级	市值 (亿元)	归母净利润(亿元)				PE				PB(MRQ)
				2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	
0916.HK	龙源电力	未评级	526.3	64.2	64.1	69.1	75.8	17.4	17.5	16.2	14.8	0.7
2380.HK	中国电力	未评级	1,166.4	61.1	62.1	66.8	72.1	19.1	18.8	17.5	16.2	1.3
1811.HK	中广核新能源	未评级	341.6	38.6	38.5	42.8	46.1	10.0	10.0	9.0	8.3	0.6
600163.SH	中闽能源	未评级	99.8	2.5				45.3				0.8
603693.SH	江苏新能	未评级	113.6	6.5	6.7	7.6	8.2	17.4	16.9	15.0	13.9	1.6
600032.SH	浙江新能	未评级	108.9	4.2	5.6	7.0	7.8	26.1	19.5	15.6	14.0	1.6
600905.SH	三峡能源	未评级	187.1	5.7				33.0				1.4
600312.SH	平高电气	买入	297.2	10.2	13.9	16.8	19.4	29.0	21.4	17.7	15.4	2.6
000400.SZ	许继电气	未评级	307.2	11.2	13.4	16.5	19.5	27.5	22.9	18.7	15.7	2.6
601179.SH	中国西电	未评级	743.8	10.5	14.2	17.6	21.2	70.6	52.4	42.2	35.2	3.3
600406.SH	国电南瑞	未评级	2,098.7	76.1	83.5	94.0	104.6	27.6	25.1	22.3	20.1	4.3
601126.SH	四方股份	未评级	344.9	7.2	8.4	9.8	11.4	48.2	40.9	35.1	30.2	7.3
002028.SZ	思源电气	未评级	1,660.8	20.5	31.6	40.0	51.9	81.1	52.5	41.6	32.0	11.5
002270.SZ	华明装备	买入	303.2	6.1	7.5	8.9	10.4	49.4	40.6	34.0	29.2	9.6
688676.SH	金盘科技	未评级	440.7	5.7	7.6	10.2	13.2	76.7	58.0	43.3	33.5	9.3
601567.SH	三星医疗	未评级	339.4	22.6	22.8	28.5	34.7	15.0	14.9	11.9	9.8	2.7
603556.SH	海兴电力	未评级	179.7	10.0	10.2	11.9	13.9	17.9	17.6	15.2	12.9	2.4

数据来源：Wind、开源证券研究所（选取2026年2月13日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于Wind一致预期）

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：红利风格表现不佳，国网宣布4万亿投资计划
- 2 火电：电价承压、煤价趋稳，容量电价重塑煤电商业模式
- 3 水电：经营稳健，低利率环境下具备长期配置价值
- 4 核电：广东核电电价止跌，现货铀价波动影响较小
- 5 绿电：市场化改革进入深水区，风电政策底已现
- 6 电网设备：国内投资结构分化，一次设备出口同比高增
- 7 受益标的：火电、风电、国内特高压和设备出海机会
- 8 风险提示

电源投资不及预期：装机投资过低将会影响未来发电量；

利用小时数下降风险：利用小时数下降将会影响当期发电量；

电网建设不及预期：电网建设过慢将会影响电力接入消纳；

电力市场建设不及预期：将会影响行业盈利模式；

燃料成本上涨风险：将会提高发电成本进而影响利润；

市场化电价波动风险：电价下降将会影响收入进而影响利润。

分析师声明

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

股票投资评级说明

	评级	说明	备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、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）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。
证券评级	买入（buy）	预计相对强于市场表现20%以上；	
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现5%~20%；	
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；	
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现5%以下。	
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；	
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；	
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。	

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，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金融工具的邀请或向人做出邀请。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，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做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。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。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。

开源证券研究所

上海：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层

邮箱：research@kysec.cn

北京：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层

邮箱：research@kysec.cn

深圳：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层

邮箱：research@kysec.cn

西安：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层

邮箱：research@kysec.cn

THANKS

感 谢 聆 听



开源证券