

水电投产新周期，盈利、估值或受益

华泰研究

2025年6月30日 | 中国内地

深度研究

发电

公司背靠国家能源集团，系国内龙头发电央企，截至2024年底控股总装机111.7GW，火电/水电/新能源占比67%/13%/20%。2H20以来公司市值管理成效显著，我们认为公司新催化来源于：1) 外延：集团常规能源资产注入潜力大；2) 内生：大渡河即将步入新一轮水电投产周期。维持“买入”。

2H20 以来市值管理成效显著，潜在资产注入空间仍较大

公司2020年开始进行了一系列市值管理工作，截至2025/6/27，公司收盘价较2020/7/15上涨165%，2024年公司扣非ROE为9.28%，较2020年-1.15%显著改善。2025/4/8，国家能源集团宣布持续推进资产整合。集团未上市煤电资产(除宁夏/新疆)若注入公司，或为其带来96%煤电装机弹性。集团未上市的玛尔挡水电站于2024年底全面投产，装机232万千瓦，我们测算其免所得税时期净利润5.04亿元，ROE约7.4%，此外集团还拥有在建的旭龙和拟建的奔子栏水电站，装机均为240万千瓦。

国能大渡河开启2025-26投产周期，公司盈利、估值有望齐受益

国能大渡河在建/拟建机组投产对公司盈利的提升体现为：1.水电产能有望较2024年底增长43%；2.双江口年调节水电站投产后为下游水电站带来增发效应：1) 下游水电站年均发电量提升；2) 丰/平/枯水期电量结构变化带来下游水电站年均电价增长2.7%-6.2% (华泰测算值)。我们测算国能大渡河2025-26年投产的352万千瓦装机有望增厚公司2024年水电归母净利润(还原减值后)31%至27.35亿元；若国能大渡河干流所有在建、拟建水电站合计649万千瓦装机投产，公司水电归母净利润将较2024年提升60%至33.35亿元。参考雅砻江水电投产周期国投电力和川投能源估值提升，我们认为公司估值有望受益于国能大渡河新一轮水电投产。

我们与市场观点不同之处

市场认为：在煤价快速下降周期，国电电力的配置价值低于火电业绩弹性更大的公司。我们认为2H25市场将开始博弈2026年电价，若煤价不反弹导致2026年度长协电价下降，纯火电或其他板块增量贡献较小的公司盈利下行风险较大。而公司潜在资产注入空间大且大渡河新一轮水电投产有望带来盈利弹性。

目标价6.69元，维持“买入”评级

我们预计公司2025-2027年归母净利润为75.56/89.11/93.75亿元(较前值上调0.6/0.5/0.1%)。根据公司2025年新能源板块归母净利润27.18亿元，水电/火电归母净资产328/278亿元，参考可比公司Wind一致预期2025E PE/PB/PB均值16.5/2.43/0.83x，考虑公司新能源/水电资产盈利较可比公司有一定差距及火电可比公司PB一致预期含新能源资产预期，给予公司2025E PE/PB/PB预期14.5/1.80/0.75x，新能源/水电/火电市值394/591/209亿元，目标市值1193亿元，目标价6.69元(前值6.39元基于新能源/水电/火电2025E PE/PB/PB预期13.0/1.8/0.7x)，维持“买入”评级。

风险提示：煤价高于预期、上网电价低于预期、利用小时低于预期、新能源发展不及预期、水电增发测算和实际偏差风险、资产减值额度高于预期。

投资评级(维持):

买入

目标价(人民币):

6.69

王玮嘉

SAC No. S0570517050002
SFC No. BEB090

研究员

wangweijia@htsc.com
+(86) 21 2897 2079

黄波

SAC No. S0570519090003
SFC No. BQR122

研究员

huangbo@htsc.com
+(86) 755 8249 3570

李雅琳

SAC No. S0570523050003
SFC No. BTC420

研究员

liyain018092@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

胡知

SAC No. S0570523120002

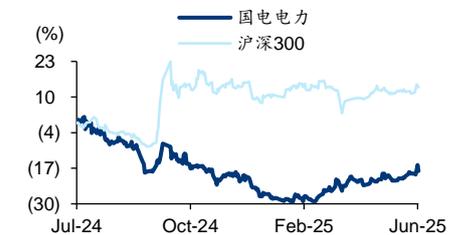
研究员

huzhi019072@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

基本数据

目标价(人民币)	6.69
收盘价(人民币 截至6月27日)	4.78
市值(人民币百万)	85,254
6个月平均日成交额(人民币百万)	608.25
52周价格范围(人民币)	4.11-6.07
BVPS(人民币)	3.25

股价走势图



资料来源: Wind

经营预测指标与估值

会计年度(人民币)	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入(百万)	179,182	169,365	178,915	181,846
+/-%	(1.00)	(5.48)	5.64	1.64
归属母公司净利润(百万)	9,831	7,556	8,911	9,375
+/-%	75.28	(23.15)	17.93	5.21
EPS(最新摊薄)	0.55	0.42	0.50	0.53
ROE(%)	18.76	13.02	14.07	13.39
PE(倍)	8.67	11.28	9.57	9.09
PB(倍)	1.52	1.42	1.28	1.16
EV/EBITDA(倍)	9.54	11.26	10.56	10.45

资料来源: 公司公告、华泰研究预测

盈利预测

资产负债表

会计年度 (人民币百万)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
流动资产	58,684	62,795	66,011	70,028	73,243
现金	19,166	15,437	16,546	18,321	19,147
应收账款	22,045	28,467	29,891	31,385	32,955
其他应收账款	2,662	1,193	1,193	1,193	1,193
预付账款	3,327	3,301	3,301	3,301	3,301
存货	4,976	6,148	6,763	7,440	8,183
其他流动资产	6,508	8,249	8,318	8,389	8,465
非流动资产	399,215	431,141	472,648	502,325	520,862
长期投资	15,005	16,404	19,735	23,067	25,000
固定投资	270,772	293,239	350,400	381,395	407,192
无形资产	10,122	7,034	6,512	5,938	5,149
其他非流动资产	103,316	114,464	96,001	91,926	83,521
资产总计	457,899	493,936	538,659	572,354	594,105
流动负债	143,020	125,901	149,086	166,172	183,545
短期借款	48,944	30,413	30,413	30,413	30,413
应付账款	25,974	27,012	28,362	29,780	31,269
其他流动负债	68,101	68,477	90,311	105,979	121,864
非流动负债	195,453	236,671	249,802	254,283	246,112
长期借款	175,138	209,212	222,343	226,824	218,653
其他非流动负债	20,315	27,459	27,459	27,459	27,459
负债合计	338,473	362,572	398,888	420,456	429,658
少数股东权益	70,664	75,331	79,749	85,231	91,079
股本	17,836	17,836	17,836	17,836	17,836
资本公积	980.20	934.33	934.33	934.33	934.33
留存公积	28,127	35,245	43,626	53,702	64,357
归属母公司股东权益	48,762	56,034	60,023	66,667	73,368
负债和股东权益	457,899	493,936	538,659	572,354	594,105

现金流量表

会计年度 (人民币百万)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
经营活动现金	42,584	55,640	36,807	41,313	42,290
净利润	11,972	16,643	11,974	14,393	15,222
折旧摊销	18,730	19,524	20,593	21,786	22,106
财务费用	6,711	6,551	6,904	7,490	7,769
投资损失	(1,585)	(7,333)	(2,133)	(2,133)	(2,133)
营运资金变动	4,798	18,300	(643.84)	(347.16)	(799.85)
其他经营现金	1,958	1,955	113.26	122.53	125.38
投资活动现金	(46,860)	(48,745)	(59,916)	(49,279)	(38,458)
资本支出	(49,769)	(58,096)	(58,250)	(47,556)	(38,063)
长期投资	2,851	986.91	(3,332)	(3,332)	(1,933)
其他投资现金	58.70	8,363	1,665	1,608	1,537
筹资活动现金	4,929	(10,242)	24,218	9,742	(3,005)
短期借款	5,899	(18,532)	0.00	0.00	0.00
长期借款	25,498	34,074	13,131	4,482	(8,171)
普通股增加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本公积增加	437.00	(45.86)	0.00	0.00	0.00
其他筹资现金	(26,905)	(25,738)	11,087	5,260	5,166
现金净增加额	653.72	(3,348)	1,109	1,775	825.94

资料来源:公司公告、华泰研究预测

利润表

会计年度 (人民币百万)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	180,999	179,182	169,365	178,915	181,846
营业成本	154,540	153,674	144,853	150,285	151,738
营业税金及附加	1,870	1,872	1,770	1,869	1,900
营业费用	31.50	15.85	14.98	15.82	16.08
管理费用	2,025	2,218	2,097	2,215	2,251
财务费用	6,711	6,551	6,904	7,490	7,769
资产减值损失	(1,542)	(1,394)	(846.83)	(894.58)	(909.23)
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
投资净收益	1,585	7,333	2,133	2,133	2,133
营业利润	15,289	20,025	14,897	18,123	19,228
营业外收入	895.95	849.55	849.55	849.55	849.55
营业外支出	514.89	425.71	425.71	425.71	425.71
利润总额	15,670	20,448	15,321	18,547	19,652
所得税	3,698	3,805	3,347	4,154	4,430
净利润	11,972	16,643	11,974	14,393	15,222
少数股东损益	6,364	6,812	4,418	5,483	5,847
归属母公司净利润	5,609	9,831	7,556	8,911	9,375
EBITDA	41,036	46,415	42,715	47,715	49,417
EPS (人民币, 基本)	0.31	0.55	0.42	0.50	0.53

主要财务比率

会计年度 (%)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
成长能力					
营业收入	(6.06)	(1.00)	(5.48)	5.64	1.64
营业利润	24.34	30.97	(25.61)	21.66	6.10
归属母公司净利润	98.56	75.28	(23.15)	17.93	5.21
获利能力 (%)					
毛利率	14.62	14.24	14.47	16.00	16.56
净利率	6.61	9.29	7.07	8.04	8.37
ROE	11.96	18.76	13.02	14.07	13.39
ROIC	6.03	7.15	5.08	5.57	5.67
偿债能力					
资产负债率 (%)	73.92	73.40	74.05	73.46	72.32
净负债比率 (%)	218.52	214.84	225.94	219.57	206.84
流动比率	0.41	0.50	0.44	0.42	0.40
速动比率	0.32	0.37	0.33	0.32	0.30
营运能力					
总资产周转率	0.42	0.38	0.33	0.32	0.31
应收账款周转率	8.41	7.09	5.80	5.84	5.65
应付账款周转率	6.31	5.80	5.23	5.17	4.97
每股指标 (人民币)					
每股收益(最新摊薄)	0.31	0.55	0.42	0.50	0.53
每股经营现金流(最新摊薄)	2.39	3.12	2.06	2.32	2.37
每股净资产(最新摊薄)	2.73	3.14	3.37	3.74	4.11
估值比率					
PE (倍)	15.20	8.67	11.28	9.57	9.09
PB (倍)	1.75	1.52	1.42	1.28	1.16
EV EBITDA (倍)	10.16	9.54	11.26	10.56	10.45

正文目录

投资要点	5
外延：市值管理先锋，集团资产注入空间仍较大	5
内生：国能大渡河新一轮投产周期，有望带来公司盈利、估值双提升	5
根基：火电盈利向上有弹性，向下安全垫够高.....	5
我们与市场观点不同之处	5
市值管理组合拳成效显著，资产注入潜在空间大	6
市值管理先锋，2H20 以来股价大幅增长	6
集团资产盘点，仍有资产注入潜能	9
大渡河水电进入新一轮投产周期，水电盈利增厚可期	13
双江口增发效益有望体现为下游电站的量价齐升	13
在建、拟建水电投产后有望增厚国能大渡河对公司归母净利润贡献 73%	18
国能大渡河进入新一轮投产周期有望催化公司估值	21
火电安全垫高，新能源发展轻装上阵	23
火电盈利安全垫高，近两个季度煤价下降弹性超市场预期	23
新能源包袱已大部分处理，136 号文下追求高质量发展	24
盈利预测与估值	26
2025/2026/2027 年营收有望同比-5.5/+5.6/+1.6%	26
预计 2025/2026/2027 年营业总成本同比-5.7/+3.7/+1.0%	28
预计 2025/2026/2027 年归母净利润同比-23.1/+17.9/+5.2%	29
分部估值，目标价 6.69 元.....	29
风险提示.....	31

图表目录

图表 1：国电电力向集团转让新疆火电资产评估情况	6
图表 2：国电电力向集团转让宁夏区域资产截至 2021 年 12 月底财务情况	6
图表 3：公司与集团资产置换评估情况	7
图表 4：国电电力 2020 年以后市值管理组合拳对股价催化显著	8
图表 5：国电电力 2022 年 4 月底以来相较电力/火电/沪深 300 相对收益率显著.....	8
图表 6：截至 2024 年底国家能源集团旗下上市平台电力装机情况（单位：万千瓦）	9
图表 7：国家能源集团对旗下能源上市公司同业竞争承诺	10
图表 8：截至 2025 年 4 月底国家能源集团控股未上市煤电装机分区域情况（含在运、在建和拟建）	10
图表 9：截至 2025 年 4 月底国家能源集团控股未上市气电装机分区域情况（含在运、在建和拟建）	11
图表 10：国家能源集团主要控股未上市水电站（在运/在建/拟建）	11
图表 11：玛尔挡水电站盈利能力测算.....	12
图表 12：国能大渡河 2020-2024 年发电量和电价情况	13
图表 13：国能大渡河 2020-2024 年营收和归母净利润情况	13



图表 14: 截至 2025 年 4 月 8 日四川大渡河流域水电站分布	14
图表 15: 截至 2025 年 4 月 8 日大渡河流域 28 级水电站情况	14
图表 16: 双江口水电站投产前后国能大渡河双江口以下梯级电站丰水/平水/枯水期电量分布情况 (%)	15
图表 17: 双江口水电站投产后国能大渡河双江口以下梯级电站丰水/平水/枯水期发电量差异 (亿千瓦时)	15
图表 18: 双江口水电站对下游梯级电站增发效应带来加权平均电价提升 (元/MWh)	16
图表 19: 国能大渡河双江口以下梯级电站保障电量分水期电价 (元/MWh)	17
图表 20: 国能大渡河双江口以下梯级电站分水期市场化电价假设 (元/MWh)	17
图表 21: 考虑增发效应后国能大渡河双江口以下梯级电站加权平均分水期电价 (元/MWh)	17
图表 22: 双江口水电站投产后对大渡河流域双江口下游梯级电站增发效益测算情景 1	18
图表 23: 双江口水电站投产后对国能大渡河下游梯级电站丰水/平水/枯水期收益增厚测算情景 2 (亿元)	19
图表 24: 国能大渡河在建、拟建电站投产后利润测算 (不考虑双江口的增发效应)	20
图表 25: 国能大渡河未来利润弹性测算情景 1	20
图表 26: 国能大渡河未来利润弹性测算情景 2	21
图表 27: 大渡河干流在建、拟建电站投产后国电电力水电板块利润弹性测算	21
图表 28: 长江电力上市以来 PE 估值	21
图表 29: 长江电力上市以来 PB 估值	21
图表 30: 国投电力 2010 年以来 PE 估值	22
图表 31: 国投电力 2010 年以来 PB 估值	22
图表 32: 川投能源 2010 年以来 PE 估值	22
图表 33: 川投能源 2010 年以来 PB 估值	22
图表 34: 国电电力/华能国际/华电国际火电分季度度电盈利情况	23
图表 35: 国电电力/华能国际/华电国际火电分季度入炉标煤单价	23
图表 36: 国电电力/华能国际/华电国际火电分季度入炉标煤单价 yoy	24
图表 37: 国电电力/华能国际/华电国际火电分季度入炉标煤单价 qoq	24
图表 38: 国电电力 2020-2024 年控股新能源装机情况	24
图表 39: 国电电力 2020-2024 年每年新增控股新能源装机情况	24
图表 40: 国电电力 2020-2024 年新能源净利润和 ROE 情况	25
图表 41: 国电电力 2020-2024 年新能源信用/资产减值情况	25
图表 42: 我们测算公司 2025/2026/2027 年营业收入同比-5.5/+5.6/+1.6%	26
图表 43: 公司发电业务核心假设	27
图表 44: 我们测算公司 2025/2026/2027 年营业总成本同比-5.7/+3.7/+1.0%	28
图表 45: 我们测算公司 2025/2026/2027 年归母净利润同比-23.1/+17.9/+5.2%	29
图表 46: 新能源板块可比公司估值表	29
图表 47: 水电资产可比公司估值表	30
图表 48: 火电资产可比公司估值表	30
图表 49: 分部估值	30
图表 50: 国电电力 PE-Bands	31
图表 51: 国电电力 PB-Bands	31

投资要点

国电电力背靠国家能源集团，2H20 以来进行了一系列市值管理工作且成效显著，通过对集团截至 2024 年底未上市资产的梳理，我们认为集团对公司进行资产注入的潜力较大。从内生的角度，公司控股的国能大渡河即将步入新一轮水电投产周期，市场对水电这类盈利稳定性相对更高的长久期资产较为青睐，煤价下行背景下，市场 2H25 或重点关注 2026 年火电电价风险，水电增量或促使公司在波动的行业 beta 下走出 alpha 行情。

外延：市值管理先锋，集团资产注入空间仍较大

公司 2020 年开始陆续进行了股份回购、盈利较差资产置出、优质资产注入、上调“十四五”新能源发展规划、大股东增持等一系列市值管理工作，成效显著，截至 2025 年 6 月 27 日，公司收盘价较 2020 年 7 月 15 日上涨 165%，2023/2024 年公司扣非 ROE（加权平均）为 10.36%/9.28%，较 2019/2020 年的-1.52%/-1.15%显著改善。2025/4/8，国家能源集团宣布持续推进资产整合。除宁夏和新疆外，国家能源集团对国电电力潜在煤电注入装机规模高达 7091 万千瓦，若注入对国电电力截至 2024 年底煤电装机的增厚比例为 96%。集团未上市在运水电资产中的玛尔挡水电站装机容量 232 万千瓦，我们测算净利润规模 5.04 亿元，ROE 约 7.4%，此外集团还拥有在建/拟建的旭龙/奔子栏水电站，装机规模为 240/240 万千瓦，若玛尔挡水电站注入/上述三个水电站均注入将增厚国电电力截至 2024 年底控股水电装机 16/48%。

内生：国能大渡河新一轮投产周期，有望带来公司盈利、估值双提升

国能大渡河在建、拟建水电装机规模合计 649 万千瓦，全部投产后有望增厚公司截至 2024 年底水电装机规模 43%，其中 2025-2026 年的投产周期将新增 352 万千瓦，“十五五”末期将投产 72 万千瓦，剩余 225 万千瓦处于核准前的前期工作准备阶段。其中，2025 年底开始投产的双江口水电站为大渡河干流上游年调节电站，投产后对下游增发效应或将使得下游水电站量价齐升，我们测算在建、拟建装机全部投产后，将增厚公司 2024 年还原减值后水电归母净利润（20.84 亿元）60%至 33.35 亿元，其中 2025-2026 年投产水电站增厚 31%至 27.35 亿元。参考雅砻江水电投产周期国电电力和川投能源估值提升，我们认为公司估值有望受益于国能大渡河新一轮水电投产。

根基：火电盈利向上有弹性，向下安全垫够高

市场煤价快速上行时期，背靠集团煤炭资源，公司入炉标煤单价上行速度显著低于可比公司，盈利能力下有底，2022 年煤价高位时期，公司四个季度度电净利润均值为 0.81 分，华能国际/华电国际为-4.79/-2.72 分。2023/2024 年均均为煤价快速下降周期，公司四个季度火电度电净利润均值为 2.39/2.93 分，华能国际为-0.53/1.39 分，华电国际为 0.99/2.52 分。

我们与市场观点不同之处

市场认为：在煤价快速下降周期，国电的配置价值低于火电业绩弹性更大的公司。我们认为下半年市场将开始博弈 2026 年电价，若煤价持续下降导致 2026 年年度长协电价下行，纯火电或其他板块增量贡献较小的火电公司盈利下降风险较大。而公司的弹性预期：1) 外延来自集团的潜在资产注入空间大。公司在集团定位为常规能源整合平台，近期国家能源集团明确表态推动旗下上市公司资产整合，单看 2024 年投产的玛尔挡水电站，若注入有望为公司带来 5 亿元左右净利润增量；2) 内生来自大渡河新一轮水电站投产。公司过去五年无新增水电，我们测算 2025-2026 投产周期有望增厚公司水电控股装机 24%，增厚公司 2024 年还原减值后水电归母净利润 31%至 27.35 亿元。

市值管理组合拳成效显著，资产注入潜在空间大 市值管理先锋，2H20 以来股价大幅增长

国电电力：市值管理组合拳成功的典型案例。2020 年，公司明显开始注重市值管理，股价也自此快速提升，巅峰时期 2024 年 7 月 9 日公司收盘价较 2020 年 7 月 15 日（第一次回购公告发布日期）上涨 229%，截至最新收盘日（2025 年 6 月 27 日）公司收盘价较 2020 年 7 月 15 日上涨 165%。

股份回购对国电电力短期股价有一定提振作用，但较其他市值管理方式效果偏差。2020 年 7 月-2021 年 6 月，公司紧密的进行了 3 次公司股份回购，合计回购公司股份 18.15 亿股，并于 2021 年 9 月 17 日注销上述股份，这 3 次股份回购对公司股价有一定提振作用，但幅度不大。

后面两次资产重组对股价催化作用较第一次有了明显提升。2021 年 2 月新疆火电资产（盈利差）置出是优化公司资产质量的开始，此次资产置出对股价上涨催化有限。2021 年 9 月集团注入山东、江西、福建、广东、海南、湖南等地火电、水电等常规能源发电资产。2022 年 10 月公司完成宁夏火电资产包（盈利差）置出和对国能大渡河 11% 股权收购。2021 年 9 月的优质资产注入和 2022 年 10 月宁夏资产置出/大渡河股权收购对股价有更明显催化，说明市场对公司资产质量优化的信心和认可度提升。

2021 年和 2022 年，国电电力相继向国家能源集团置出新疆区域和宁夏区域火电资产，置出的火电资产盈利能力普遍较差。转让的新疆火电资产中除五彩湾公司外，其他资产 2019 年及 9M20 均处于亏损状态，且在 2019 年的煤价下行周期中亏损额高达 5.2 亿元。置出的宁夏资产包 2021 年利润总额为 -24.18 亿元，2021 年国电电力整体利润总额为 -15.23 亿元。

图表1：国电电力向集团转让新疆火电资产评估情况

公司名称	股比	评估方法	净资产账面值 (亿元)	净资产评估值 (亿元)	评估增值 (亿元)	评估增值率	权益净资产评估值 (亿元)	火电控股装机 容量(万千瓦)	9M20 净利润 (百万元)	2019 年净利润 (百万元)
徐矿哈密能源	50%	基础法	5.59	4.07	-1.52	-27.19%	2.04	-	-104.39	-23.01
五彩湾公司	100%	收益法	19.44	20.52	1.08	5.57%	20.52	202.00	279.67	72.69
米东热电厂	内核	基础法	8.64	8.35	-0.29	-3.42%	8.35	60.00	-34.98	-60.51
红雁池公司	100%	基础法	-1.06	2.85	3.91	368.82%	2.85	66.00	-65.79	-214.15
克拉玛依公司	100%	基础法	3.90	5.17	1.27	32.60%	5.17	70.00	-90.66	-95.91
库车公司	84%	基础法	0.93	4.23	3.30	356.72%	3.56	66.00	-106.64	-134.97
哈密煤电	50%	基础法	8.23	9.94	1.71	20.83%	4.97	132.00	-49.13	-67.00
合计			45.67	55.13	9.46	20.71%	47.46	596.00	-171.93	-522.86

资料来源：公司公告、上海证券交易所、华泰研究

图表2：国电电力向集团转让宁夏区域资产截至 2021 年 12 月底财务情况

标的公司	装机 (万千瓦)	股比	总资产 (亿元)	净资产 (亿元)	权益净资产 (亿元)	利润总额 (亿元)	统借统还 (亿元)
宁夏销售公司	-	100%	2.11	2.09	2.09	0.09	-
石嘴山有限	132	50%	22.54	1.54	0.77	-5.8	1.65
石嘴山一发	68	60%	15.12	-8.66	-5.2	-3.83	12.98
浙能宁东	200	51%	64.87	6.85	3.49	-4.53	-
大武口热电	66	60%	19.44	-7.61	-4.57	-5.13	6.46
宁东一发	66	100%	19.43	-5.43	-5.43	-3.54	17.78
宁东二发	132	56.77%	35.49	8.93	5.07	-1.43	-
大武口分公司	-	内核	2.58	0	0	-0.01	-
合计	664	-	181.58	-2.29	-3.78	-24.18	38.87

注：统筹借款余额为 2022 年 6 月 30 日数据

资料来源：公司公告、华泰研究

2021年国电电力向集团置出金融、化工等非发电主业资产(权益净资产评估值76.78亿元),并置入山东、江西、福建、广东、海南、湖南等地火电、水电等常规能源发电资产(权益净资产评估值200.41亿元)。置入置出资产交易差额123.63亿元,国电电力以现金方式支付给集团。置换的全部标的资产已于2021年9月30日前完成交割,交割完成后国电电力控股装机容量净增加1564.72万千瓦(火电1504.66万千瓦、水电60.06万千瓦),填补了在上述六省的常规能源发电空白,提高电力市场的占有率,进一步稳固火电龙头地位,同时有助于国电电力在该六省份获取新能源资源。

图表3: 公司与集团资产置换评估情况

公司名称	股比	评估方法	净资产账面值 (亿元)	净资产评估值 (亿元)	评估 增值率	权益净资产 评估值(亿元)	火电控股装机 容量(万千瓦)	水电控股装机 容量(万千瓦)	1Q21 净利润 (百万元)	2020年净利润 (百万元)
置出资产										
河北银行	19.016%	收益法	271.17	322.17	18.81%	61.26	-	-	593.72	1871.29
英力特集团	51.025%	资产基础法	25.21	30.40	20.59%	15.51	30.00	-	40.83	70.78
置出合计			296.38	352.57	18.96%	76.78	30.00	0.00	634.55	1942.07
置入资产										
山东公司	100%	资产基础法	57.65	93.02	61.34%	93.02	518.00	-	383.74	997.03
江西公司	100%	收益法	23.15	30.75	32.82%	30.75	402	53.30	67.12	479.27
福建公司	100%	资产基础法	23.83	36.29	52.31%	36.29	314	1.80	93.21	783.47
广东公司	100%	资产基础法	10.31	10.86	5.34%	10.86	70.00	-	15.17	0.76
海南公司	100%	资产基础法	-0.019	-0.015	-	-0.015	-	-	-1.92	-
乐东公司	100%	资产基础法	10.62	11.56	8.87%	11.56	70.00	-	22.88	134.30
海南能源销售	100%	收益法	0.34	0.45	31.89%	0.45	-	-	0.67	1.17
海控新能源	65.43%	收益法	10.31	0.31	-96.96%	0.20	28.66	-	-4.90	-78.69
湖南公司	100%	资产基础法	0.00	0.004	-	0.004	-	-	-	-
宝庆煤电	90.49%	资产基础法	12.94	19.08	47.42%	17.26	132.00	-	44.81	149.14
巫水水电	85.78%	收益法	0.74	0.03	-95.64%	0.03	-	4.96	-0.62	-4.16
置入合计			149.88	202.34	35.00%	200.41	1534.66	60.06	620.15	2462.28

注: 1) 由于四舍五入计算原因, 置出资产权益净资产评估值合计数与各加数直接相加之和在尾数上存在差异; 2) 为综合反映资产的利用效率与当地自然资源的供给程度, 江西公司、海控新能源、巫水水电等水电资产采用收益法评估结果; 为全面体现企业各项资产的综合获利能力和企业的人力资源价值、管理价值等, 海南能源销售、河北银行采用收益法评估结果

资料来源: 公司公告、上海证券交易所、华泰研究

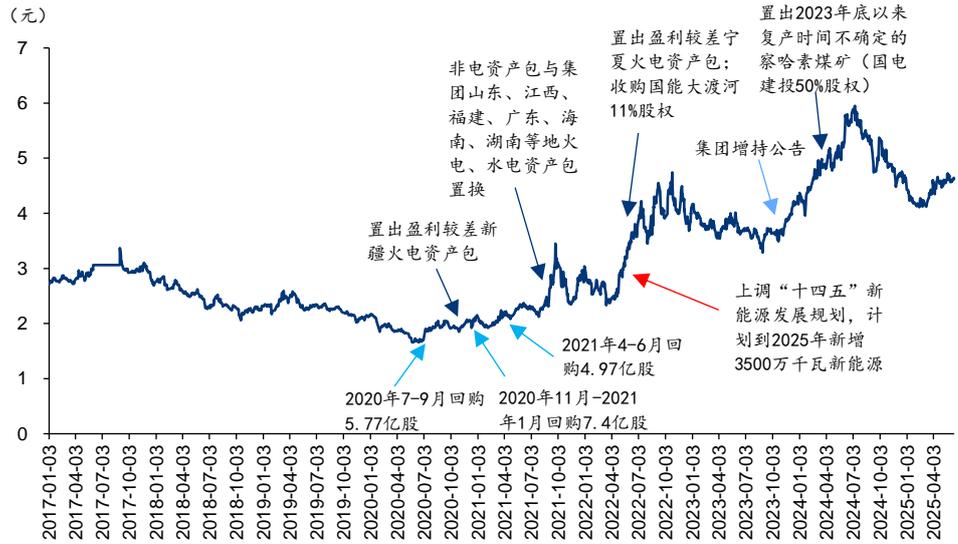
2022年, 国电电力利润总额同比扭亏, 为102.51亿元, 资产整合成效显著。2022年, 煤价仍处于高位, 多数火电仍处于亏损状态, 如华能国际/华电国际2022年利润总额分别为-142.77/-84.26亿元。我们认为除集团长协煤支持外, 宁夏/新疆亏损火电资产置出以及沿海和中部6个省份相对优质资产注入也是重要原因。

公司上调“十四五”新能源规划促使股价两个半月内上涨53%。2022年4月27日, 国电电力召开的2021年业绩会上宣布上调“十四五”新能源发展规划至3500万千瓦, 新能源发展预期差使得公司开始走出一段两月有余的alpha行情, 2022年7月13日, 公司前复权股价4.22元, 较当年4月27日收盘价大幅上涨53%。

2023年10月20日, 国电电力公告控股股东国家能源集团增持计划。截至2024年10月18日, 国家能源集团累计增持0.85亿股, 占公司总股本0.47%。累计增持金额3.46亿元。

公司及时处置复产时间不确定煤矿资产, 支撑股价中枢持续上移。察哈素煤矿因正办理采矿许可证, 按地属政府要求自2023年8月底开始停产, 2024年4月16日公司公告拟向控股股东国家能源集团全资子公司西部能源公司非公开协议转让持有的国电建投50%股权, 以降低察哈素煤矿复产时间不确定性对公司的影响, 提高公司资产质量和盈利能力。交易对价67.39亿元, 按截至2023年12月31日净资产测算交易PB2.8x。2024年7月2日, 本次交易已交割完成。公司及时处置因复产时间不确定导致亏损的资产, 支撑公司股价进一步走强。

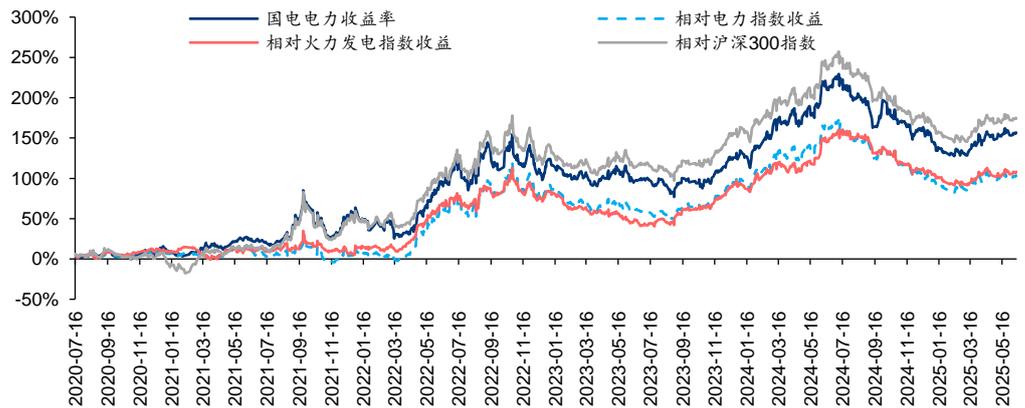
图表4：国电电力 2020 年以后市值管理组合拳对股价催化显著



注：上图股价为前复权股价
资料来源：Wind、华泰研究

国电电力相对电力/火电/沪深 300 指数收益率自 2022 年 4 月底开始显著扩张。从相对收益率视角，国电电力相对电力/沪深 300 指数/火电指数收益率快速扩张的关键是 2022 年 4 月底将“十四五”新能源发展规划上调至 3500 万千瓦，公司业绩成长性有望增强。2H23，国电电力开始新一轮相对收益的快速增长主要系市场博弈 2024 年煤价和电价，但公司绝大部分长协煤有集团保障，煤价处于相对高位的波动对公司盈利影响较小，叠加红利投资风格加重，市场偏向长期业绩稳健性较强且有分红能力的能源公司。2H24，公司相对收益下行主要是煤价快速下降，伴随广东、江苏等省份 2025 年年度长协的陆续签订，市场预期 2025 年年度长协电价降幅或较大。但 2025 年年初至今，公司相对收益呈现增长态势，说明虽然煤电电价下行，电量因暖冬和基数（闰年）影响同比下滑，但煤价降幅更大，1Q25 火电公司业绩表现超出市场预期。

图表5：国电电力 2022 年 4 月底以来相较电力/火电/沪深 300 相对收益率显著



注：收益率测算基准日为 2020/7/15（第一次回购公告发布日期）
资料来源：Wind、华泰研究

集团资产盘点，仍有资产注入潜能

国家能源集团宣布持续推进资产整合，实现优质资产向上市公司聚集。2025/4/8，国家能源集团在其官方公众号“国家能源之声”宣布：集团将持续支持各控股上市公司深耕主责主业，增强核心竞争力，持续推进资产整合，兑现同业竞争承诺，实现优质资产向上市公司集聚，增强上市公司核心竞争力。

截至 2024 年底国家能源集团电力资产证券化率（控股层面）59%，有较大提升空间。我们梳理了国家能源集团和旗下各上市公司电力装机情况。截至 2024 年底，国家能源集团控股上市公司电力装机容量占比 59%，剩余 41%为未上市电力装机，未上市电力装机中火电/新能源及其他/水电占比分别为 57%/38%/4%。截至 2024 年底国家能源集团未上市新能源及其他装机容量为 5565 万千瓦，其中国华能源投资和国能新能新能源及其他装机分别为 2100/1304 万千瓦（官网披露/债券说明书披露截至 2023 年底），合计占比高达 61%。

图表6：截至 2024 年底国家能源集团旗下上市平台电力装机情况（单位：万千瓦）

集团		火电	水电	风电	太阳能及其他	合计		
集团	国家能源集团	21,100	2,100	6,600	5,600	35,500		
上市公司		煤电	气电	水电	风电	太阳能	其他	合计
上市公司	中国神华	4,318	219	13		76		4,626
	国电电力	7,361	102	1,495	984	1,228		11,170
	龙源电力				3,041	1,070	4	4,114
	长源电力		831	58	26	204	2	1,122
合计上市		12,832	1,566	4,051		2,584		21,033
合计未上市		8,268	534	2,549		3,016		14,467

注：集团和上市公司装机数据均为披露值，合计数值与分电源装机加总差异或为四舍五入原因
资料来源：国家能源集团债券募集说明书、上市公司公告、华泰研究

国电电力是国家能源集团常规能源发电业务整合平台，我们预计集团资产注入或聚焦火电、水电。国家能源集团控股能源上市公司同业竞争承诺明确国电电力为常规能源发电业务整合平台，常规能源发电包括火电、水电等；龙源电力 A 股上市三年内集团将存续风电注入；长源电力聚焦湖北省内水电和火电运营；中国神华则是集团煤炭业务整合平台。2021 年，国家能源集团已将山东、江西、福建、广东、海南、湖南等地火电 1504.66 万千瓦、水电 60.06 万千瓦常规能源发电资产注入国电电力。

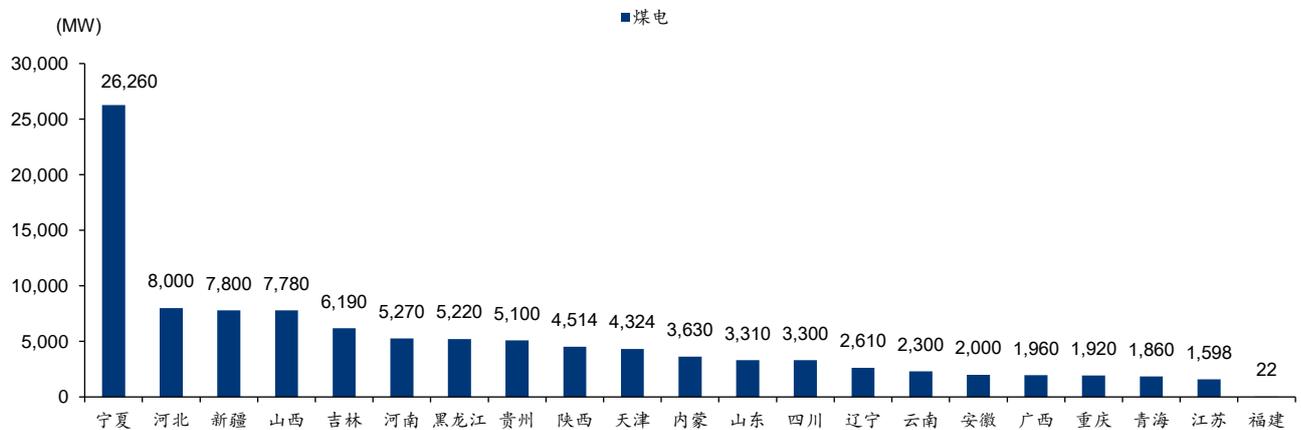
图表7：国家能源集团对旗下能源上市公司同业竞争承诺

集团	上市公司	同业竞争承诺	承诺时间
国家能源集团	国电电力	国家能源集团常规能源发电业务整合平台	-
	龙源电力	对可能构成潜在同业竞争的业务机会和资产的优先交易及选择权、优先受让权及优先收购权，并承诺在龙源2021年6月18日电力 A 股上市三年内将存续风力发电业务注入本公司	
	长源电力	集团旗下在湖北省境内唯一的火电和水电资产运营平台，本集团在湖北省境内新建的所有火力和水力发电项目均通过上市公司进行投资、建设、运营。	2020年11月18日
	中国神华	公司作为国家能源集团公司下属煤炭业务的整合平台	2005年5月24日 2018年3月1日 2023年4月28日

资料来源：上市公司年报、华泰研究

除宁夏和新疆外，我们测算国家能源集团对国电电力潜在煤电注入装机规模高达 7091 万千瓦。截至 2025 年 4 月底，国家能源集团控股未上市煤电装机多分布于三北和西南区域，其中约 1/4 分布于宁夏，说明盈利能力相对较强的煤电装机多数已在上市公司体内。考虑国电电力 2021 年和 2022 年因新疆和宁夏区域火电资产盈利能力较差相继向国家能源集团置出上述两个区域所有火电装机，我们统计除宁夏和新疆外，国家能源集团对国电电力潜在煤电注入装机规模高达 7091 万千瓦，占国家能源集团控股未上市煤电装机的 68%，若注入对国电电力截至 2024 年底煤电装机的增厚比例为 96%。

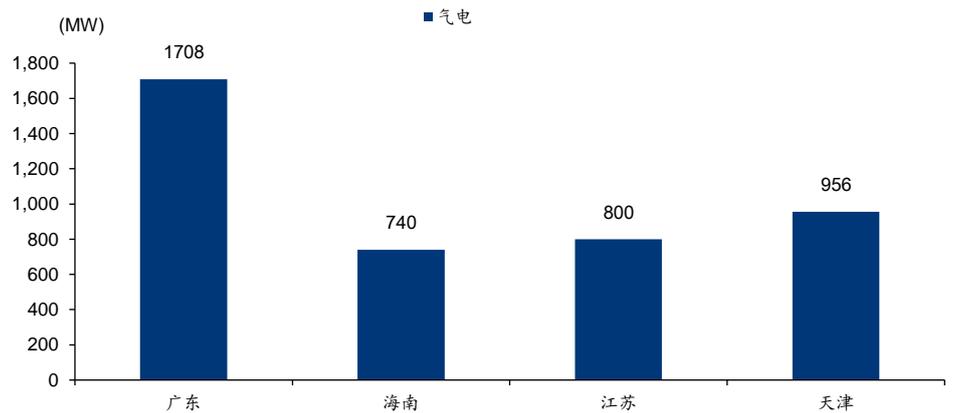
图表8：截至 2025 年 4 月底国家能源集团控股未上市煤电装机分区域情况（含在运、在建和拟建）



资料来源：电力信息共享平台、华泰研究

集团控股未上市气电装机容量相对煤电较少。国家能源集团煤炭资源丰富，火电装机以煤电为主，我们统计截至 2025 年 4 月底国家能源集团控股未上市气电装机容量为 420 万千瓦，主要分布在沿海区域。由于国电电力截至 2024 年底气电装机容量较少，为 102 万千瓦，仅占其火电装机的 1%，因此我们测算集团对国电电力潜在气电注入有望带来 412% 装机弹性。

图表9：截至 2025 年 4 月底国家能源集团控股未上市气电装机分区域情况（含在运、在建和拟建）



资料来源：电力信息共享平台、华泰研究

截至 2024 年底集团在运控股水电未上市装机 534 万千瓦，其中玛尔挡水电站装机容量为 232 万千瓦。玛尔挡水电站 2024 年 4 月首台机组投产，2024 年底全部机组投产发电，截至 2025/4/1，玛尔挡水电站累计发电量超 35 亿千瓦时。玛尔挡水电站位于黄河上游，是“青电入豫”骨干电源点，年发电量可达 73.04 亿千瓦时，具有季调节能力。此外，国家能源集团控股未上市水电站中规模较大的主要是金沙江上游“一库 13 级”的第 12、13 级旭龙、奔子栏水电站，装机容量 240/240 万千瓦，年发电量 105.14/102.56 亿千瓦时，“十五五”末期有望投产。截至 2024 年底，旭龙水电站投资额完成度 22%。

图表10：国家能源集团主要控股未上市水电站（在运/在建/拟建）

状态	电站名称	所在流域	装机容量 (万千瓦)	调节能力	年发电量 (亿千瓦时)	投产时间	造价 (元/千瓦)
在运	玛尔挡	黄河上游	232	季调节	73.04	2024/12/31	9,787
在建	旭龙	金沙江上游	240	日调节	105.14	“十五五”末期	12,232
拟建	奔子栏	金沙江上游	240	日调节	102.56	“十五五”末期	-

注：在建/拟建水电站投产时间为预计时间

资料来源：国家能源集团债券募集说明书、国家能源集团官网、华泰研究

我们认为玛尔挡、旭龙、奔子栏水电站或为集团注入国电电力的潜在水电资产。结合国家能源集团控股未上市水电站的规模和战略地位，我们认为玛尔挡、旭龙、奔子栏水电站或为集团注入国电电力的潜在水电资产，其中玛尔挡水电站为在运机组。国电电力截至 2024 年底控股水电装机容量为 1495 万千瓦，若玛尔挡水电站注入将增厚国电电力截至 2024 年底控股水电装机 16%，若上述三个水电站均注入，有望增厚国电电力截至 2024 年底控股水电装机容量 48%。

我们简单测算玛尔挡水电站 ROE6.3%-7.4%。青海省发改委 2024/5/31 核定玛尔挡水电站省内消纳电量上网电价按 0.267 元/千瓦时（含税）结算，玛尔挡水电站定位为“青电入豫”骨干电源点，一般而言“西电东送”机组外送电价高于省内消纳电价，我们暂 100%电量按省内电价测算。玛尔挡水电站总造价 227.05 亿元，折旧测算考虑大坝、建筑物折旧年限 40 年，机组折旧 20 年，参考长江电力、华能水电等上市公司水电站的固定资产原值分布，假设玛尔挡水电站大坝、建筑物固定资产占造价的 80%，机器设备等占造价的 20%，则平均折旧年限为 36 年，直线折旧法下年均折旧 6.31 亿元。假设资本金比例 30%，央企绿色电源借贷成本较低，暂按 2.8%计算财务费用。水电站其他成本主要为水资源费和库区基金，一般合计为 0.016 元/千瓦时，假设运维等其他成本为 0.004 元/千瓦时，其他成本合计按照 0.02 元/千瓦时测算。玛尔挡水电站 2024-2026 年为免所得税时期，我们测算免所得税时期度电净利润 0.07 元/千瓦时，ROE 为 7.4%，所得税优惠到期后（15%所得税率）ROE 为 6.3%。

**图表11：玛尔挡水电站盈利能力测算**

发电量 (亿千瓦时)	73.04
电价 (元/千瓦时, 含税)	0.267
收入 (亿元)	17.26
折旧 (亿元)	6.31
财务费用 (亿元)	4.45
其他成本 (亿元)	1.46
净利润 (亿元)	5.04
度电净利润 (元/千瓦时)	0.07
ROE (免所得税时期)	7.4%
ROE (所得税减半时期)	6.8%
ROE (所得税优惠到期后)	6.3%

资料来源：国家能源集团债券募集说明书、青海省发改委、华泰研究估算

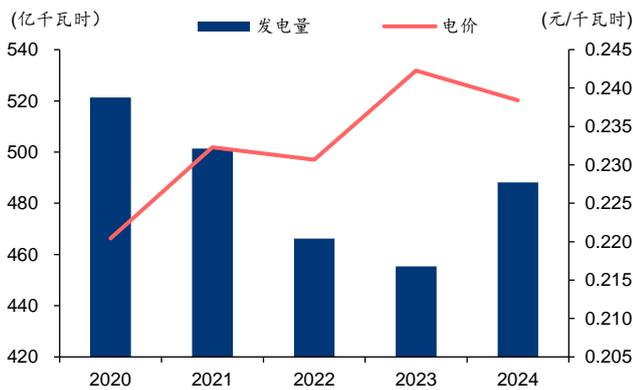
大渡河水电进入新一轮投产周期，水电盈利增厚可期

双江口增发效益有望体现为下游电站的量价齐升

国能大渡河是公司水电业务核心资产，截至 2024 年底国能大渡河水电装机占公司总水电装机容量容量的 78%。截至 2024 年底，公司控股水电装机容量为 1495.06 万千瓦，其中公司持股 80% 的国能大渡河为 1173.5 万千瓦，占公司水电装机容量容量的 78%。国能大渡河公司拥有大渡河干流、支流及西藏帕隆藏布流域水电资源约 3000 万千瓦，本次我们将着重研究大渡河干流 3 库 28 级水电站规划中国能大渡河公司的装机增长潜力。

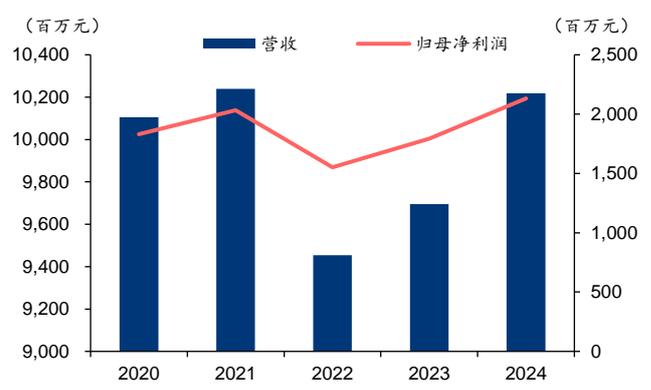
2020-2024 年国能大渡河装机保持稳定，来水和电价变化导致营收和归母净利润波动。 2020-2024 年，国能大渡河的水电装机容量稳定在 1173.5 万千瓦，由于来水的天然因素变化，公司发电量波动幅度较大，2024 年已较严重偏枯的 2022-2023 年有所修复，但仍未达到多年平均水平。“十三五”时期随着市场化的推进和给下游工商业让利的倡议，国能大渡河水电电价于 2020 年见底，随着 2021 年开始煤价上涨下全国整体电价提升以及 2022-2024 年四川来水偏枯导致电力供需偏紧，2021-2024 年国能大渡河水电整体电价中枢上移。上网电价的提升使得 2021 和 2023 年哪怕在发电量同比下降的情况下，营收和归母净利润仍同比增长。

图表 12：国能大渡河 2020-2024 年发电量和电价情况



资料来源：公司公告、华泰研究

图表 13：国能大渡河 2020-2024 年营收和归母净利润情况

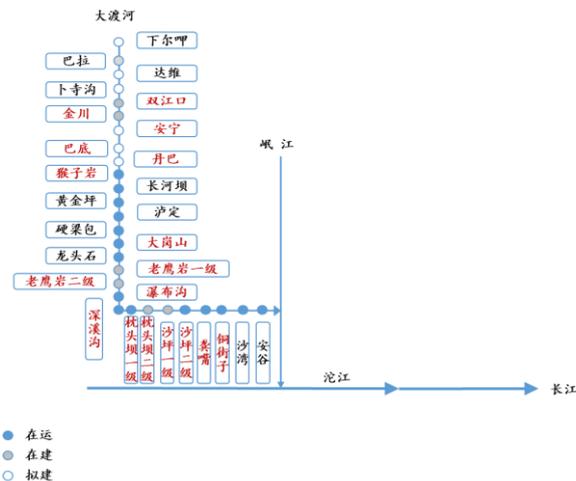


资料来源：公司公告、华泰研究

国能大渡河公司拥有大渡河干流 17 级水电站开发权，装机容量占干流总规划装机的 65%。 大渡河干流共规划开发建设 28 级水电站，规划装机容量总计 2711.6 万千瓦；其中国电控股的国能大渡河拥有 17 级水电站的开发权，装机容量为 1758.8 万千瓦，占全流域规划总装机容量的 65%；中国电建持有 5 级水电站开发权，合计装机容量 289.8 万千瓦，占总规划容量的 11%，剩余梯级电站由国家能源集团（国电电力母公司）、大唐发电、华电国际、华能水电和中旭投资有限公司持有。大渡河干流 28 级水电站规划中的三库分别指的是下尔呷、双江口和瀑布沟水电站，分别具有多年调节、年调节和季调节能力，是规划河段的龙头水库、上游控制性水库和下游控制性水库。

国能大渡河在建、拟建水电站装机容量为 649 万千瓦，水电装机容量增长潜力高达 55%。 国能大渡河于大渡河干流的在运、在建、拟建装机规模分别为 1109.8/394/255 万千瓦，在建和拟建规模或将为国能大渡河截至 2024 年底水电装机 1173.5 万千瓦带来 55% 增长潜力。截至目前，国能大渡河在建的水电站为双江口、金川、老鹰岩二级、枕头坝二级和沙坪一级水电站，除老鹰岩二级电站预计 2029 年投产外，公司预计其余在建水电站将于 2025-2026 年陆续投产。拟建水电站中，老鹰岩一级水电站已获得核准，或将于 2025 年 8 月开工，2029-2030 年陆续投产；国能大渡河之声公众号 2023/5/6 发布的文章中提到丹巴、巴底水电站前期工作稳步推进，核准要件已完成 60%；安宁水电站完成相关专题审查和论证工作。

图表14: 截至 2025 年 4 月 8 日四川大渡河流域水电站分布



注：红色字体为国能大渡河（国电电力控股）水电站
资料来源：四川省发改委、公司公告、国家能源集团债券募集说明书、华泰研究

图表15: 截至 2025 年 4 月 8 日大渡河流域 28 级水电站情况

第 N 级	电站名称	状态	控股公司 (集团)	装机容量 (万千瓦)	调节能力
1	下尔呷	拟建	中国电建	60	多年调节
2	巴拉	在建	中国电建	74.6	日调节
3	达维	拟建	中国电建	30	-
4	卜寺沟	拟建	国家能源集团	36	日调节
5	双江口	在建	国电电力	200	年调节
6	金川	在建	国电电力	86	日调节
7	安宁	拟建	国电电力	38	日调节
8	巴底	拟建	国电电力	72	日调节
9	丹巴	拟建	国电电力	115	日调节
10	猴子岩	在运	国电电力	170	季调节
11	长河坝	在运	大唐发电	260	季调节
12	黄金坪	在运	大唐发电	85	日调节
13	泸定	在运	华电国际	92	日调节
14	硬梁包	在运	华能水电	120	日调节
15	大岗山	在运	国电电力	260	日调节
16	龙头石	在运	中旭投资有限公司	70	日调节
17	老鹰岩一级	在建	国电电力	30	日调节
18	老鹰岩二级	在建	国电电力	42	日调节
19	瀑布沟	在运	国电电力	360	季调节
20	深溪沟	在运	国电电力	66	日调节
21	枕头坝一级	在运	国电电力	72	日调节
22	枕头坝二级	在建	国电电力	30	日调节
23	沙坪一级	在建	国电电力	36	日调节
24	沙坪二级	在运	国电电力	34.8	日调节
25	龚嘴	在运	国电电力	77	日调节
26	铜街子	在运	国电电力	70	径流式
27	沙湾	在运	中国电建	48	-
28	安谷	在运	中国电建	77.2	-

资料来源：上市公司公告、集团债券募集说明书、华泰研究

双江口电站投产后对下游电站的增发效应颇受市场关注，我们认为双江口电站投产后，其他边际条件一定时，其下游水电站或将迎来量价齐升。

增发效应不仅体现在来水一定时下游水电站年均发电量的增长，还有枯水期电量占比的明显提升。上游年调节水库对下游的增发效应主要通过联合调度，丰水期将部分来水蓄在库中，待平水期和枯水期天然来水较差时通过发电的方式往下游放水。所以双江口水电投产后，由于增发效应主要体现在枯水期，对下游电站而言不仅年均发电量提升，年内丰、平、枯三期的电量占比也将改变。

图表16: 双江口水电站投产前后国能大渡河双江口以下梯级电站丰水/平水/枯水期电量分布情况 (%)

梯级电站	无双江口补偿			有双江口补偿			有双江口较无双江口电量分布差值		
	丰水期	平水期	枯水期	丰水期	平水期	枯水期	丰水期	平水期	枯水期
金川	72.8	13.3	13.9	62.7	13.2	24.0	-10.1	-0.1	10.1
安宁	72.9	13.3	13.8	63.2	13.2	23.6	-9.7	-0.1	9.8
巴底	73.0	13.3	13.8	63.5	13.2	23.3	-9.5	-0.1	9.5
丹巴	71.9	13.9	14.3	63.6	13.6	22.8	-8.3	-0.3	8.5
猴子岩	72.4	13.7	14.0	65.7	13.5	20.8	-6.7	-0.2	6.8
大岗山	71.1	13.7	15.2	66.1	13.5	20.5	-5.0	-0.2	5.3
老鹰岩一级	69.8	14.0	16.1	65.3	13.7	21.0	-4.5	-0.3	4.9
老鹰岩二级	70.0	13.9	16.0	65.6	13.7	20.7	-4.4	-0.2	4.7
瀑布沟	63.1	15.0	21.9	57.7	15.6	26.7	-5.4	0.6	4.8
深溪沟	62.1	16.3	21.6	57.3	17.2	25.5	-4.8	0.9	3.9
枕头坝一级	61.9	16.4	21.7	57.2	17.3	25.6	-4.7	0.9	3.9
枕头坝二级	61.9	16.4	21.6	57.2	17.2	25.6	-4.7	0.8	4.0
沙坪一级	62.2	16.3	21.5	57.3	17.2	25.5	-4.9	0.9	4.0
沙坪二级	61.5	16.6	21.9	57.0	17.3	25.6	-4.5	0.7	3.7
龚嘴	59.4	17.5	23.1	55.5	17.9	26.6	-3.9	0.4	3.5
铜街子	62.0	16.4	21.6	57.6	17.1	25.2	-4.4	0.7	3.6

资料来源: 湛洋(四川大学水利水电学院、水力学与山区河流开发保护国家重点实验室)、黄伟斌(四川大学水利水电学院)等 2015 年 9 月发布于《水电能源科学》学术期刊的《基于 POA 优化的双江口水电站对下游梯级发电补偿效益研究》、华泰研究

双江口水电站投产后, 国能大渡河位于双江口以下梯级电站丰水、平水、枯水期发电量将减少 23.59 亿度、增长 3.93 亿度、增长 40.81 亿度, 合计增长 21.15 亿度。分电站的丰、平、枯水期发电量在双江口投产前后的变化值是参考湛洋、黄伟斌等 2015 年 9 月发布的《基于 POA 优化的双江口水电站对下游梯级发电补偿效益研究》文章中双江口投产前后对大渡河干流下游所有梯级水电站分水期增发电量以及各电站等效增发电量占总体等效增发电量的比例进行测算。双江口水电站对下游梯级电站的增发效应(利用小时的增加比例)逐级递减, 主要是区间入流的影响。最后反映出来的年均增发电量并未呈现逐级递减主要系装机容量差异导致的。

图表17: 双江口水电站投产后国能大渡河双江口以下梯级电站丰水/平水/枯水期发电量差异(亿千瓦时)

	丰水期	平水期	枯水期	合计
金川	-2.28	0.38	3.94	2.04
安宁	-0.96	0.16	1.65	0.86
巴底	-1.73	0.29	3.00	1.55
丹巴	-3.37	0.56	5.82	3.02
猴子岩	-3.46	0.58	5.99	3.10
大岗山	-4.35	0.73	7.53	3.90
老鹰岩一级	-0.40	0.07	0.70	0.36
老鹰岩二级	-0.47	0.08	0.81	0.42
瀑布沟	-3.55	0.59	6.14	3.18
深溪沟	-0.38	0.06	0.66	0.34
枕头坝一级	-0.49	0.08	0.84	0.44
枕头坝二级	-0.17	0.03	0.29	0.15
沙坪一级	-0.18	0.03	0.32	0.16
沙坪二级	-0.30	0.05	0.52	0.27
龚嘴	-1.03	0.17	1.79	0.93
铜街子	-0.47	0.08	0.82	0.42
合计	-23.59	3.93	40.81	21.15

资料来源: 湛洋、黄伟斌等 2015 年 9 月发布的《基于 POA 优化的双江口水电站对下游梯级发电补偿效益研究》、华泰研究估算

得益于枯水期高电价电量占比提升, 增发效应还将带来其他条件一定情况下各电站加权平均电价的增长。我们测算双江口对国能大渡河下游各梯级水电站增发效应所带来加权平均电价提升比例为 2.7%-6.2%, 提升比例整体随着梯级数的增加而下降。

图表18：双江口水电站对下游梯级电站增发效应带来加权平均电价提升（元/MWh）

	不考虑增发效应	考虑增发效应	增发效应对加权平均电价的增厚比例
金川	255.57	269.84	5.6%
安宁	246.07	261.33	6.2%
巴底	246.28	260.86	5.9%
丹巴	247.52	260.39	5.2%
猴子岩	248.83	263.37	5.8%
大岗山	221.08	231.33	4.6%
老鹰岩一级	249.99	257.64	3.1%
老鹰岩二级	249.76	257.17	3.0%
瀑布沟	264.24	275.27	4.2%
深溪沟	229.69	237.83	3.5%
枕头坝一级	236.08	244.62	3.6%
枕头坝二级	260.42	267.51	2.7%
沙坪一级	260.40	267.35	2.7%
沙坪二级	236.65	244.26	3.2%
龚嘴	169.72	174.76	3.0%
铜街子	166.96	172.21	3.1%

注：加权平均时对各水期电量权重假设参考双江口投产后有增发效应的比例

资料来源：华泰研究预测

电价具体测算过程和逻辑如下：

批复电价：四川省水电站的批复电价一般按照调节能力决定，如多年调节和年调节能力的水电站批复电价为 376.7 元/MWh，日调节和径流式电站为 297.4 元/MWh，龚嘴和铜街子批复电价显著较其他电站低主要系投产年限早，折价摊销和财务费用偿还完成，发电成本较其他水电站更低。

优先发电合同分时电价：根据雅砻江水电债券募集说明书，四川执行分时电价政策，丰水期（6-10月）优先发电合同电价较批复电价下浮 24%，枯水期（1-4月，12月）电价较批复电价上浮 24.5%，平水期（5月、11月）执行批复电价。

市场化电价：市场电量的电价由市场化交易行成，但我们较难获得每个电站的交易电价情况，根据国能大渡河 2024 年丰水期/平水期/枯水期市场化交易电价较各水期的优先合同电价折价 26%/折价 12%/溢价 1%，我们在优先发电合同分时的基础上分别考虑丰水期/平水期/枯水期折价 26%/折价 12%/溢价 1%得到各电站分水期的市场化电价。

加权平均电价：参考国能大渡河 2024 年水电市场化交易比例约 79%，除金川水电站外，假设每个水电站考虑 20%优先合同电力比例和 80%市场化交易电量比例。金川水电站假设 100%为优先合同电量，主要考虑金川水电站作为上游电站造价较高，我们测算其不考虑增发效应时，哪怕按照 100%优先合同发电，也会产生小幅亏损。

图表19: 国能大渡河双江口以下梯级电站保障电量分水期电价 (元/MWh)

	批复电价	丰水期	平水期	枯水期
金川	297.4	226.02	297.40	370.26
安宁	297.4	226.02	297.40	370.26
巴底	297.4	226.02	297.40	370.26
丹巴	297.4	226.02	297.40	370.26
猴子岩	338.0	256.88	338.00	420.81
大岗山	297.4	226.02	297.40	370.26
老鹰岩一级	297.4	226.02	297.40	370.26
老鹰岩二级	297.4	226.02	297.40	370.26
瀑布沟	334.1	253.92	334.10	415.95
深溪沟	289.7	220.17	289.70	360.68
枕头坝一级	297.4	226.02	297.40	370.26
枕头坝二级	297.4	226.02	297.40	370.26
沙坪一级	297.4	226.02	297.40	370.26
沙坪二级	297.4	226.02	297.40	370.26
龚嘴	210.5	159.98	210.50	262.07
铜街子	210.5	159.98	210.50	262.07

注: 蓝色字体为我们根据水电站调节能力对在建、拟建水电站批复电价做的假设
资料来源: 四川省发改委、华泰研究预测

图表20: 国能大渡河双江口以下梯级电站分水期市场化电价假设 (元/MWh)

	丰水期	平水期	枯水期
金川	167.68	262.32	373.42
安宁	167.68	262.32	373.42
巴底	167.68	262.32	373.42
丹巴	167.68	262.32	373.42
猴子岩	190.57	298.13	424.40
大岗山	167.68	262.32	373.42
老鹰岩一级	167.68	262.32	373.42
老鹰岩二级	167.68	262.32	373.42
瀑布沟	188.37	294.69	419.50
深溪沟	163.34	255.53	363.75
枕头坝一级	167.68	262.32	373.42
枕头坝二级	167.68	262.32	373.42
沙坪一级	167.68	262.32	373.42
沙坪二级	167.68	262.32	373.42
龚嘴	118.68	185.67	264.31
铜街子	118.68	185.67	264.31

资料来源: 华泰研究预测

图表21: 考虑增发效应后国能大渡河双江口以下梯级电站加权平均分水期电价 (元/MWh)

	丰水期	平水期	枯水期
金川	226.02	297.40	370.26
安宁	214.36	290.38	370.89
巴底	214.36	290.38	370.89
丹巴	214.36	290.38	370.89
猴子岩	203.83	306.11	423.68
大岗山	179.35	269.34	372.79
老鹰岩一级	214.36	290.38	370.89
老鹰岩二级	214.36	290.38	370.89
瀑布沟	201.48	302.57	418.79
深溪沟	174.71	262.36	363.14
枕头坝一级	179.35	269.34	372.79
枕头坝二级	214.36	290.38	370.89
沙坪一级	214.36	290.38	370.89
沙坪二级	179.35	269.34	372.79
龚嘴	126.94	190.64	263.86
铜街子	126.94	190.64	263.86

注: 加权平均时对各水期电量权重假设参考双江口投产后有增发效应的比例
资料来源: 华泰研究预测

在建、拟建水电投产后有望增厚国能大渡河对公司归母净利贡献 73%

我们测算双江口水电站的建成带来下游增发效益高于电站自身发电经济效益。双江口作为上游控制性水库，具备年调节能力，对大渡河下游水电站具有增发效应颇受市场关注，我们对此进行了两种情景的测算，情景 1 直接参考湛洋、黄伟斌等 2015 年 9 月发布的《基于 POA 优化的双江口水电站对下游梯级发电补偿效益研究》的测算方式，情景 2 在上述文章的基础上更细化的拆分各电站分水期增发发电量情况，同时更充分考虑市场化交易的影响。

情景 1: 湛洋、黄伟斌等 2015 年 9 月发布的《基于 POA 优化的双江口水电站对下游梯级发电补偿效益研究》在考虑分期分时电价的情况下，根据丰平枯峰平谷时段电力比例，计算出年等效增发电量，再用各电站的批复电价*年等效增发电量测算年增发发电效益。我们情景 1 测算参考该文章计算的年等效增发电量，考虑 2015 年增值税率为 17%，当前为 13%，各水电站不含税批复电价不变，重新测算含税批复电价，**计算双江口对大渡河干流下游所有梯级电站的年等效增发电量为 61.79 亿千瓦时，年增发发电量收入为 16.07 亿元，年增发发电量净利润为 12.61 亿元。**

考虑双江口下游梯级电站所属权分散，下游增发电量在物理意义上较难定义哪一度电来自增发，我们认为下游电站增发效益直接对双江口进行返还概率低。因此，**国电电力受益于双江口增发效应的部分为其控股各电站受益部分的和，即年等效增发电量为 42.25 亿千瓦时，年增发发电量收入为 11.03 亿元，年增发发电量净利润为 8.67 亿元。**

图表 22: 双江口水电站投产后对大渡河流域双江口下游梯级电站增发效益测算情景 1

梯级电站	上网电价 (元/千瓦时)	年等效增发电量 (亿千瓦时)	年增发发电量收入 (亿元)	年增发发电量净利润 (亿元)
金川	0.297	4.08	1.07	0.84
安宁	0.297	1.71	0.45	0.35
巴底	0.297	3.10	0.81	0.64
丹巴	0.297	6.03	1.57	1.24
猴子岩	0.297	6.20	1.62	1.27
长河坝	0.297	2.87	0.75	0.59
黄金坪	0.297	3.65	0.95	0.75
泸定	0.290	3.17	0.81	0.63
硬梁包	0.297	5.80	1.52	1.19
大岗山	0.297	7.80	2.04	1.60
龙头石	0.278	2.28	0.56	0.43
老鹰岩一级	0.297	0.73	0.19	0.15
老鹰岩二级	0.297	0.84	0.22	0.17
瀑布沟	0.334	6.36	1.87	1.58
深溪沟	0.290	0.68	0.17	0.04
枕头坝一级	0.297	0.87	0.23	0.18
枕头坝二级	0.297	0.30	0.08	0.05
沙坪一级	0.297	0.33	0.09	0.07
沙坪二级	0.297	0.53	0.14	0.11
龚嘴	0.211	1.85	0.34	0.28
铜街子	0.211	0.85	0.16	0.10
沙湾	0.278	0.91	0.22	0.17
安谷	0.297	0.87	0.23	0.18
总计	-	61.79	16.07	12.61
国电电力	-	42.25	11.03	8.67

注：老鹰岩三级电站国能大渡河截至目前未开展相关前期工作，故从参考文章的测算中剔除老鹰岩三级水电站
资料来源：湛洋、黄伟斌等 2015 年 9 月发布的《基于 POA 优化的双江口水电站对下游梯级发电补偿效益研究》、四川省发改委、华泰研究预测

情景 2: 我们研究发现《基于 POA 优化的双江口水电站对下游梯级发电补偿效益研究》对年等效增发电量的计算恰好是双江口投产后对下游梯级电站丰水期减发电量、平水期增发发电量、枯水期增发发电量总和的 2 倍，因此我们不直接采用文章的年等效增发发电量，以分水期的直接增发发电量作为基础进行测算。该文章发表时期为 2015 年，彼时市场化交易仍较少，2015 年四川省直购电占全省用电量的比例仅 14.3%，随着电力市场化推进，国能大渡河 2024 年市场化交易比例已经达到 79%。因此，我们分水期且结合当前市场化交易情况采用加权平均电价对国电电力直接受益的增发效益进行了更细致的测算。

增发收入和利润测算: 用考虑增发效应后国能大渡河双江口以下各梯级电站加权平均分水期电价*双江口水电站投产后国能大渡河双江口以下各梯级电站丰水/平水/枯水期发电量差异值，得到双江口增发效应对国能大渡河各梯级水电站分水期收入的影响合计为 10.47 亿元，假设水电发电边际成本为 0.02 元/千瓦时，15%所得税比例（西部大开发所得税优惠），计算双江口增发效应对国能大渡河各梯级水电站净利润的影响合计为 8.54 亿元。

图表 23: 双江口水电站投产后对国能大渡河下游梯级电站丰水/平水/枯水期收益增厚测算情景 2 (亿元)

	收入				合计	净利润 合计
	丰水期	平水期	枯水期	合计		
金川	-0.45	0.10	1.28	0.93	0.75	
安宁	-0.18	0.04	0.54	0.40	0.33	
巴底	-0.33	0.07	0.98	0.72	0.59	
丹巴	-0.63	0.14	1.90	1.41	1.14	
猴子岩	-0.62	0.16	2.23	1.76	1.45	
大岗山	-0.69	0.17	2.47	1.95	1.59	
老鹰岩一级	-0.08	0.02	0.23	0.17	0.14	
老鹰岩二级	-0.09	0.02	0.26	0.20	0.16	
瀑布沟	-0.63	0.16	2.26	1.79	1.47	
深溪沟	-0.06	0.01	0.21	0.17	0.14	
枕头坝一级	-0.08	0.02	0.28	0.22	0.18	
枕头坝二级	-0.03	0.01	0.09	0.07	0.06	
沙坪一级	-0.03	0.01	0.10	0.08	0.06	
沙坪二级	-0.05	0.01	0.17	0.13	0.11	
龚嘴	-0.12	0.03	0.41	0.33	0.26	
铜街子	-0.05	0.01	0.19	0.15	0.12	
合计	-4.11	0.98	13.59	10.47	8.54	

资料来源：华泰研究预测

新投产水电站自身发电盈利测算:

电量: 发电量按照可研多年平均发电量（不考虑增发效应），厂用电率参考国电电力水电板块 2024 年厂用电率 0.74%。

上网电价: 除双江口和金川水电站假设为 100% 优先合同电量外，假设其他每个水电站 20% 优先合同电力比例和 80% 市场化交易电量比例。分水期电价加权平均时参考的分水期电量占比是不考虑增发效应情况下的丰、平、枯电量占比。

成本费用假设: 1) **折旧:** 考虑大坝、建筑物折旧年限 40 年，机组折旧 20 年，参考长江电力、华能水电等上市公司水电站的固定资产原值分布，假设各水电站大坝、建筑物固定资产占造价的 80%，机器设备等占造价的 20%，则平均折旧年限为 36 年，直线折旧法下计算年均折旧额。2) **财务费用:** 根据公司发布的老鹰岩一期和二期资本金比例均为 30%，假设在建、拟建所有水电站资本金比例 30%，央企绿色电源借贷成本较低，暂按 2.8% 计算财务费用。3) **其他成本费用:** 水电站其他成本主要为水资源费和库区基金，一般合计为 0.016 元/千瓦时，假设运维等其他成本为 0.004 元/千瓦时，其他成本合计按照 0.02 元/千瓦时测算。

我们测算聚焦多年平均影响，所以计算净利润时不考虑新电站投产时的“三免三减半”所得税优惠政策。测算结果显示：除个别投资规模较大的上游水电站，如双江口、金川、安宁水电站外，其他水电站不考虑双江口的增发效应，度电净利润可以达到 4-6 分。

图表24：国能大渡河在建、拟建电站投产后利润测算（不考虑双江口的增发效应）

	双江口	金川	枕头坝二级	沙坪一级	老鹰岩二级	老鹰岩一级	丹巴	巴底	安宁
预计投产时间	2025-2026	2025-2026	2025-2026	2025-2026	2029	2029-2030	-	-	-
装机 (万千瓦)	200	86	30	36	42	30	115	72	38
发电量 (亿千瓦时)	77.07	24.857	15.03	16.35	18.38	13.7	47.18	29.45	16.41
利用小时 (小时)	3854	2890	5010	4542	4376	4567	4103	4090	4318
上网电量 (亿千瓦时)	76.50	24.67	14.92	16.23	18.24	13.60	46.83	29.23	16.29
厂用电率	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%	0.74%
上网电价 (元/千瓦时)	0.342	0.256	0.260	0.260	0.250	0.250	0.248	0.246	0.246
收入 (亿元)	23.14	5.58	3.44	3.74	4.03	3.01	10.26	6.37	3.55
折旧 (亿元)	12.21	3.32	1.26	1.34	1.64	1.25	4.05	2.28	1.72
造价	439.70	119.48	45.46	48.33	58.94	45.08	145.69	81.97	62.00
财务费用 (亿元)	8.62	2.34	0.89	0.95	1.16	0.88	2.86	1.61	1.22
其他成本费用 (亿元)	1.54	0.50	0.30	0.33	0.37	0.27	0.94	0.59	0.33
度电其他成本费用 (元/千瓦时)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
利润总额 (亿元)	0.76	-0.58	0.98	1.12	0.87	0.60	2.41	1.90	0.28
所得税率 (%)	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
净利润 (亿元)	0.65	-0.49	0.84	0.95	0.74	0.51	2.05	1.61	0.24
度电净利润 (元/千瓦时)	0.01	-0.02	0.06	0.06	0.04	0.04	0.04	0.06	0.01
对国电电力贡献归母净利润 (亿元)	0.52	-0.39	0.67	0.76	0.59	0.41	1.64	1.29	0.19

资料来源：公司公告、国家能源集团债券募集说明书、四川省发改委、国家能源集团官网、华泰研究预测

由于国能大渡河在建、拟建机组的预期投产时间显著分为几个批次，所以我们按照 2025-2026 年投产批次、十五五末总体投产情况和所有在建、拟建机组全部投产后分别看对国电电力的利润增厚情况。

结论：情景 1 和情景 2 测算结果基本一致，我们选择更细化测算过程的情景 2 作为最终结论。

大渡河干流在建、拟建水电投产后，国能大渡河对国电电力净利润/归母净利润贡献情况为：

- 1) 双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级 2025-2026 年投产后，国能大渡河对国电电力的归母净利润贡献将增加 6.51 亿元，总贡献规模达到 23.56 亿元，较 2024 年贡献值增长 38%；
- 2) 老鹰岩一级和二级电站 2029-2030 年投产后，国能大渡河对国电电力的归母净利润贡献将增加 7.74 亿元，总贡献规模达到 24.80 亿元，较 2024 年贡献值增长 45%；
- 3) 若丹巴、巴底和安宁水电站也全部投产，国能大渡河对国电电力的归母净利润贡献将增加 12.51 亿元，总贡献规模达到 29.57 亿元，较 2024 年贡献值增长 73%；

图表25：国能大渡河未来利润弹性测算情景 1

	合计增厚国电				2024 年大渡河					
	新增机组自身		合计增厚净利	电力归母净利	2024 年大渡河		对国电电力归母 投产后归母净			
	增发净利润	净利润	润	润	河净利润	投产净利润	增厚比例	净利润贡献	利润	增厚比例
2025-26 年投产周期	6.12	1.95	8.07	6.46	23.01	31.08	35%	17.06	23.51	38%
十五五总体	6.44	3.20	9.64	7.71	23.01	32.65	42%	17.06	24.77	45%
整体全部投产后	8.67	7.10	15.77	12.61	23.01	38.78	69%	17.06	29.67	74%

资料来源：公司公告、华泰研究预测

图表26: 国能大渡河未来利润弹性测算情景 2

	2024年大渡河对										
	新增机组自身		合计增厚		合计增厚国电电		2024年大渡		国电电力归母净		投产
	增发净利润	净利润	净利润	力归母净利润	河净利润	投产净利润	增厚比例	利润贡献	利润	增厚比例	
2025-26年投产周期	6.18	1.95	8.13	6.51	23.01	31.14	35%	17.06	23.56	38%	
十五五总体	6.48	3.20	9.68	7.74	23.01	32.69	42%	17.06	24.80	45%	
整体全部投产后	8.54	7.10	15.64	12.51	23.01	38.65	68%	17.06	29.57	73%	

资料来源: 公司公告、华泰研究预测

由于 2024 年公司水电净利润和归母净利润中含大兴川水电站在建资产减值 8.42 亿元, 以还原减值后 2024 年公司水电板块净利润 28.36 亿元和归母净利润 20.84 亿元作为基数, 测算大渡河干流在建、拟建水电站投产后公司水电板块利润弹性。结论如下:

- 1) 双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级 2025-2026 年投产后, 国电电力水电板块归母净利润将较中枢利润水平增加 31%至 27.35 亿元;
- 2) 老鹰岩一级和二级电站 2029-2030 年投产后, 国电电力水电板块归母净利润将较中枢利润水平增加 37%至 28.58 亿元;
- 3) 若丹巴、巴底和安宁水电站也全部投产, 国电电力水电板块归母净利润将较中枢利润水平增加 60%至 33.35 亿元;

图表27: 大渡河干流在建、拟建电站投产后国电电力水电板块利润弹性测算

	情景 1				情景 2			
	投产水电板块		水电归母净利润		投产水电板块		水电归母净利润	
	净利润	弹性	归母净利润	弹性	净利润	弹性	归母净利润	
2025-26年投产周期	36.43	28%	27.30	31%	36.49	29%	27.35	31%
十五五总体	38.00	34%	28.55	37%	38.04	34%	28.58	37%
整体全部投产后	44.13	56%	33.45	61%	44.00	55%	33.35	60%

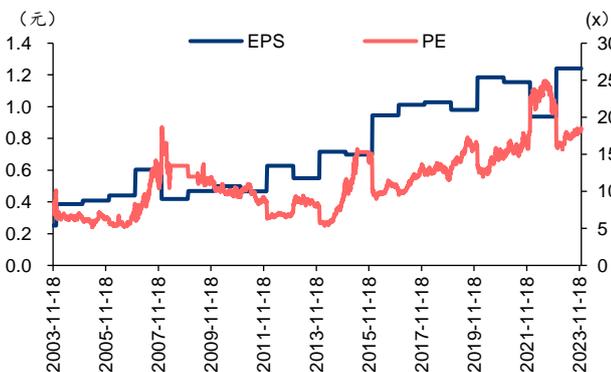
注: 利润弹性测算的基数为 2023 年国电电力水电板块利润

资料来源: 公司公告、华泰研究预测

国能大渡河进入新一轮投产周期有望催化公司估值

观察长江电力、国投电力和川投能源, 新水电站投产对其 PE、PB 估值水平平均起到显著提振作用。尤其是调节能力更强的上游水电站投产, 不仅带来新的装机和业绩增量, 对下游的增发作用可以平滑丰枯水期的电力差异, 提升整个流域水电资产的盈利能力。长江电力和川投能源属于纯水电公司, 和公司业务模式更为相近的国投电力 (拥有火电、水电和新能源资产的综合性发电上市公司), 在 2021 年下半年-2022 年火电亏损最为严重的时期, 得益于上游龙头水库两河口和杨房沟电站的投产, 估值水平仍获得较大提升。因此我们认为, 以双江口年调节水电站并网开启的国能大渡河新一轮水电投产周期, 有望催化公司估值水平。

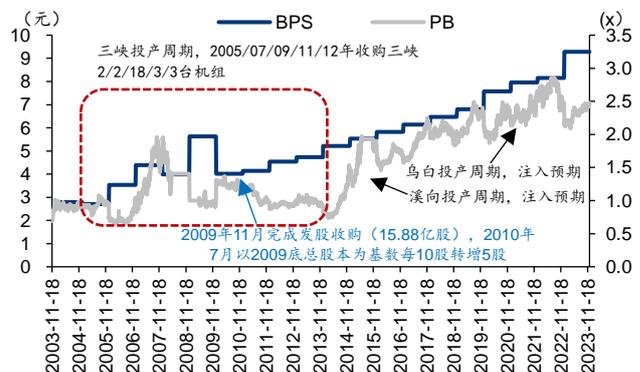
图表28: 长江电力上市以来 PE 估值



注: PE 为日度前复权股价/当年 EPS, 数据更新至 2023 年底

资料来源: Wind、华泰研究

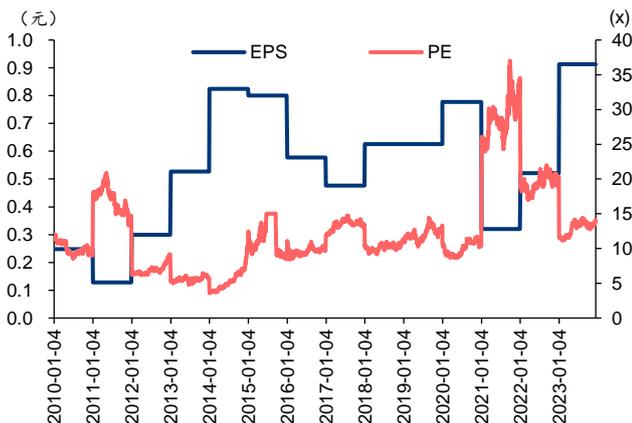
图表29: 长江电力上市以来 PB 估值



注: PB 为日度前复权股价/当年 BPS, 数据更新至 2023 年底

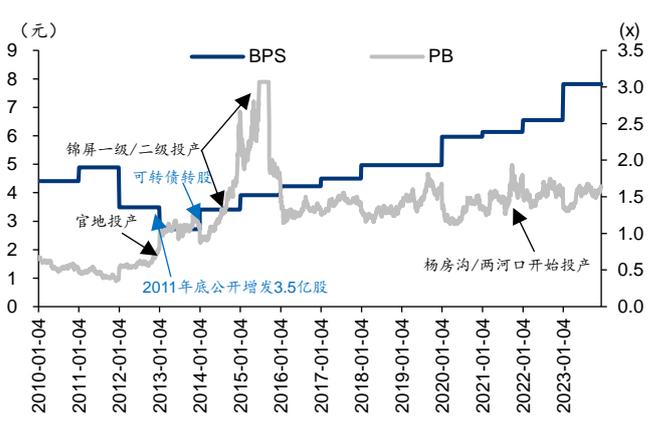
资料来源: Wind、华泰研究

图表30: 国电电力 2010 年以来 PE 估值



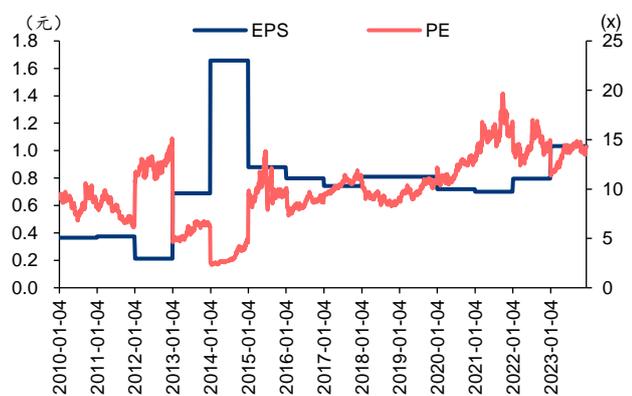
注: PE 为日度前复权股价/当年 EPS, 数据更新至 2023 年底
资料来源: Wind、华泰研究

图表31: 国电电力 2010 年以来 PB 估值



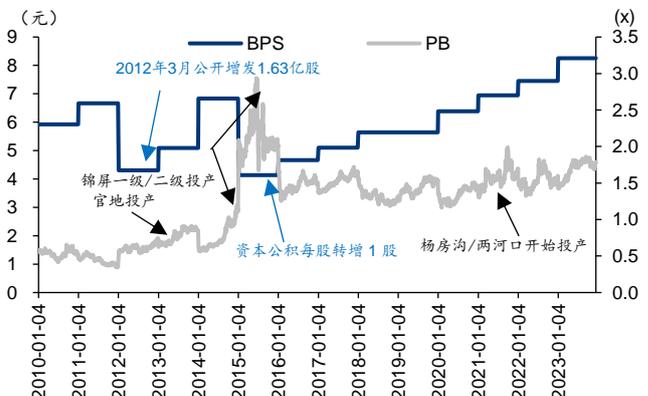
注: PB 为日度前复权股价/当年 BPS, 数据更新至 2023 年底
资料来源: Wind、华泰研究

图表32: 川投能源 2010 年以来 PE 估值



注: PE 为日度前复权股价/当年 EPS, 数据更新至 2023 年底
资料来源: Wind、华泰研究

图表33: 川投能源 2010 年以来 PB 估值



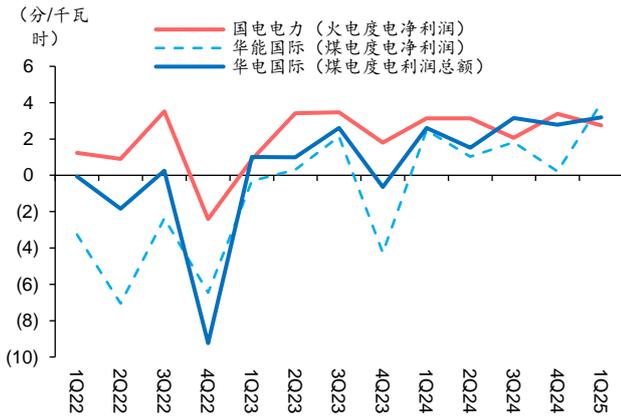
注: PB 为日度前复权股价/当年 BPS, 数据更新至 2023 年底
资料来源: Wind、华泰研究

火电安全垫高，新能源发展轻装上阵

火电盈利安全垫高，近两个季度煤价下降弹性超市场预期

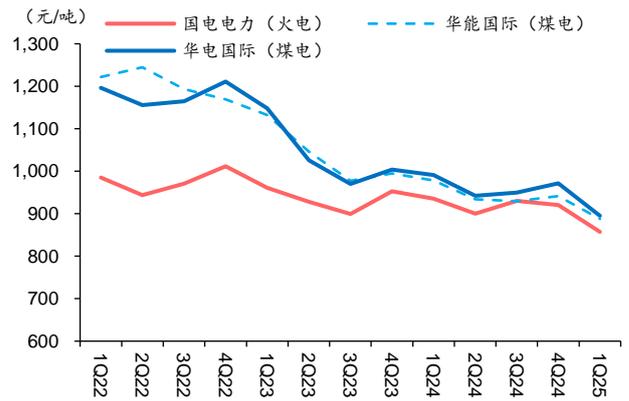
公司火电度电净利润水平相对较高且稳定。截至 2024 年底，公司控股煤电/气电装机容量为 7360.9/102 万千瓦，控股火电装机合计 7462.9 万千瓦，占公司总控股装机规模的 67%。从更为高频的季度盈利数据看，1Q22-1Q25，公司平均火电度电净利润为 2.1 分，华能国际/华电国际平均煤电度电净利润-0.9/0.49 分；最新 8 个季度平均度电净利润看，国电电力火电为 2.89 分，华能国际/华电国际煤电为 0.96/2.03 分。公司火电度电净利润水平较同类型的全国型火电华能国际/华电国际更高主要系成本端的煤炭来源更有保障。

图表34：国电电力/华能国际/华电国际火电分季度度电盈利情况



注：国电电力用火电口径主要是数据可得性问题，且截至 2024 年底，其气电装机容量仅占火电合计容量的 1.4%，气电对火电板块影响较小
资料来源：上市公司公告、华泰研究

图表35：国电电力/华能国际/华电国际火电分季度入炉标煤单价

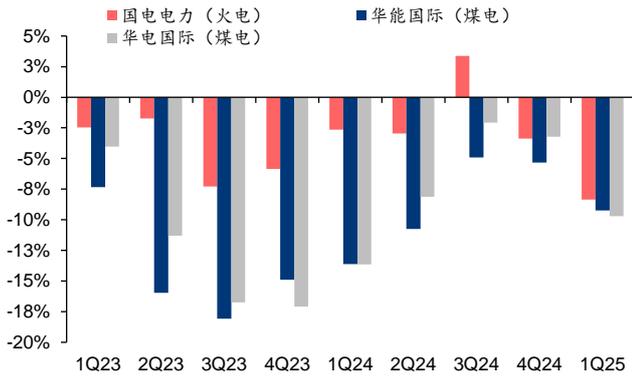


注：国电电力用火电口径主要是数据可得性问题，且截至 2024 年底，其气电装机容量仅占火电合计容量的 1.4%，气电对火电板块影响较小
资料来源：上市公司公告、华泰研究

集团煤炭资源保障下，公司入炉标煤单价向上存在明显天花板。背靠国家能源集团煤炭资源，公司长协煤协议中 80%以上来自集团内部长协，保障程度高。由于数据可得性问题，我们取了最近 13 个季度的数据进行分析，2022 年市场煤价在 2H21 大涨的背景下有所回落但仍处于高位，2023-2025 年市场煤价逐渐回落。从入炉标煤的绝对水平看，公司显著更低，尤其是在市场煤价处于高位的 2022 年，国电电力入炉标煤单价四个季度算数平均价格 978 元/吨，较华能国际/华电国际的 1207/1182 元/吨低 19%/17%。

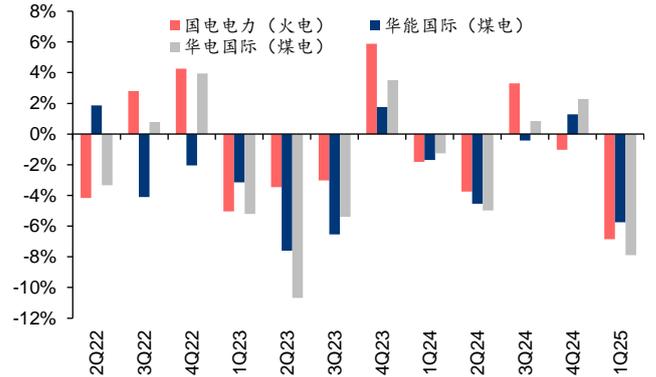
公司入炉标煤单价向下有弹性，且 4Q24/1Q25 煤价下降弹性显著超市场预期。2023 年至今的煤价下行周期中，2023 年的各个季度，公司入炉标煤单价降幅较华能国际/华电国际更低主要系此前上涨公司涨幅显著更低。市场预期中公司是一个高比例长协煤的公司，假设在 90%左右的长协煤比例下，若市场煤下降 100 元/吨（港口 5500 大卡含税），对应入炉标煤单价的降幅约为 11 元/吨（7000 大卡不含税），较长协煤比例低比如 60%的公司降幅 45 元/吨会明显偏小。但从 4Q24/1Q25 公司的入炉标煤同比降幅看，公司入炉标煤单价向下的弹性和华能国际/华电国际之间的差距显著收窄，4Q24 公司入炉标煤单价同比下降 3.4%，降幅高于华电国际的 3.2%；1Q25，公司入炉标煤单价同比下降 8.3%，接近华能国际的同比降幅 9.2%。

图表36: 国电电力/华能国际/华电国际火电分季度入炉标煤单价 yoy



注: 国电电力用火电口径主要是数据可得性问题, 且截至 2024 年底, 其气电装机容量仅占火电合计容量的 1.4%, 气电对火电板块影响较小
资料来源: 上市公司公告、华泰研究

图表37: 国电电力/华能国际/华电国际火电分季度入炉标煤单价 qoq

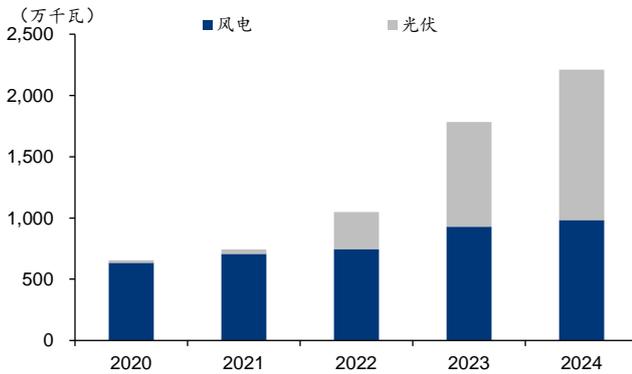


注: 国电电力用火电口径主要是数据可得性问题, 且截至 2024 年底, 其气电装机容量仅占火电合计容量的 1.4%, 气电对火电板块影响较小
资料来源: 上市公司公告、华泰研究

新能源包袱已大部分处理, 136 号文下追求高质量发展

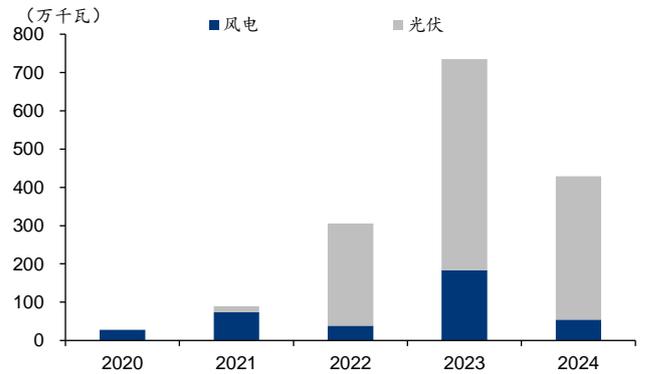
公司补贴光伏项目规模小, 潜在风险相对更低。2021 年起, 对新备案集中式光伏、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电, 中央财政不再补贴, 实行平价上网。截至 2020 年底, 公司控股光伏装机仅 21.2 万千瓦, 说明公司控股补贴光伏项目较小, 光伏项目潜在信用减值风险显著更低。

图表38: 国电电力 2020-2024 年控股新能源装机情况



资料来源: 公司公告、华泰研究

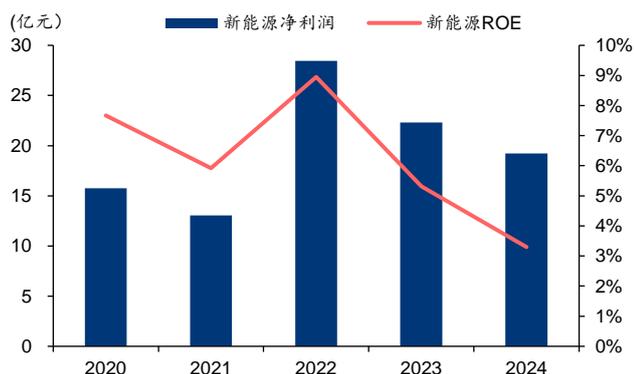
图表39: 国电电力 2020-2024 年每年新增控股新能源装机情况



资料来源: 公司公告、华泰研究

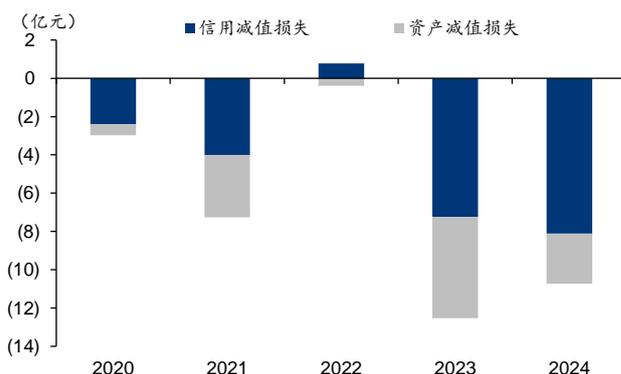
2020-2024 年, 公司 ROE 波动较大, 主要是已陆续计提大部分新能源减值损失。截至 2020 年底, 公司控股风电装机容量为 633.11 万千瓦, 2020 年及以前投产的装机为补贴装机, 可再生能源补贴账龄问题或引起信用减值损失, 2020-2024 年, 公司累计已计提新能源信用减值损失 20.97 亿元。资产减值损失主要是存量项目由于市场环境变化导致盈利和此前投资预期差异大或者拟建、在建项目由于市场环境、政策等变化导致无法推进, 对已投入部分进行处置, 2020-2024 年, 公司累计计提资产减值损失 12.14 亿元。信用和资产减值损失的计提导致公司 2020-2024 年新能源 ROE 产生一定波动, 2022 年, 公司信用/资产减值规模合计为正的 0.4 亿元, 当年新能源 ROE 为 9% (计算方式为 2022 年净利润/2022 年年末归母净资产)。

图表40: 国电电力 2020-2024 年新能源净利润和 ROE 情况



注: ROE=当年净利润/当年年末净资产
资料来源: 公司公告、华泰研究

图表41: 国电电力 2020-2024 年新能源信用/资产减值情况



资料来源: 公司公告、华泰研究

136号文驱动绿电行业从“规模”向“效率”蜕变。2025年2月9日,国家发改委官网公布《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),136号文实施“存量保收益、增量市场化”电价机制:1)存量项目:执行燃煤基准价或核准电价,机制电量比例逐年压缩;2)增量项目:完全市场化竞价,竞价上限受区域电价水平影响(根据我们2025/4/20发布《绿电从规模向效率蜕变:卡位区域布局,突围技术壁垒》报告测算2024年中长期电价东部0.4-0.5元/KWh vs 西部电价0.25-0.35元/KWh)。我们认为在行业环境的变化下,公司风电和光伏项目的发展也将更重“质量”。

盈利预测与估值

我们预计公司 2025-2027 年归母净利润为 75.56/89.11/93.75 亿元。根据公司 2025 年新能源板块归母净利润 27.18 亿元，水电/火电归母净资产 328/278 亿元，参考可比公司 Wind 一致预期 2025E PE/PB/PB 均值 16.5/2.43/0.83x，考虑公司新能源/水电资产盈利较可比公司有一定差距及火电可比公司 PB 一致预期含新能源资产预期，给予公司 2025E PE/PB/PB 预期 14.5/1.8/0.75x，新能源/水电/火电市值 394/591/209 亿元，目标市值 1193 亿元，目标价 6.69 元，维持“买入”评级。

2025/2026/2027 年营收有望同比-5.5%/+5.6%/+1.6%

公司主营业务为电力。2022-2024 年，公司电力业务贡献营业总收入的 98% 以上，为公司主要收入来源；2024 年出售察哈素煤矿后，公司电力业务几乎贡献总营收的 100%。2022 年 9 月公司转让宁夏区域火电资产，导致 2023 年火电发电量同比下降，从而电力收入同比下降 5.0%；2024 年电力收入同比-0.1%，主要系煤价下行导致 2024 年火电上网电价同比略回落。我们认为 2025-2027 年，随着新能源装机的快速增长和发电量占比的不断提升，火电利用小时数将受到挤压，但公司陆续会有部分火电机组投产；2025 年底开始国能大渡河在建水电站将陆续投产，有望为 2026-2027 年水电收入带来显著提升；新能源收入有望随装机规模提升而增长；因此，我们预计公司 2025-2027 年电力收入同比 -5.5%/+5.7%/+1.6%，对于其他收入及抵消项，由于数值较小，我们预期 2025-2027 年该两项维持 2024 的水平。综上，公司营业总收入同比-5.5%/+5.6%/+1.6%。

图表 42：我们测算公司 2025/2026/2027 年营业收入同比-5.5%/+5.6%/+1.6%

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	
营业总收入	百万元	192,681	180,999	179,182	169,365	178,915	181,846	
	yoy	%	14.6	(6.1)	(1.00)	(5.5)	5.6	1.6
电力	百万元	188,004	178,680	178,570	168,759	178,309	181,240	
	yoy	%	16.1	-5.0	-0.1	-5.5	5.7	1.6
火电	百万元	167,297	155,853	153,268	142,063	146,890	146,811	
	yoy	%	17.5	-6.8	-1.7	-7.3	3.4	-0.1
水电	百万元	11,756	12,116	12,778	12,785	14,872	15,979	
	yoy	%	-4.4	3.1	5.5	0.0	16.3	7.4
风电	百万元	7,920	8,246	8,503	8,903	10,183	11,447	
光伏	百万元	1,031	2,466	4,021	5,009	6,364	7,003	
煤炭	百万元	4,730	1,460	6	0	0	0	
	yoy	%	5.1	-69.1	-99.6	-100.0	-	-
其他	百万元	4	1,475	1,376	1,376	1,376	1,376	
抵消	百万元	(58)	(616)	(770)	(770)	(770)	(770)	

资料来源：公司公告、华泰研究预测

控股装机：公司 2024 年年报披露 2025 年预计投产火电 764 万千瓦、水电 136.5 万千瓦和新能源 641.59 万千瓦，由于公司有 300 万千瓦光伏于 2024 年底并网但未正式投产，我们预计公司 2025 年新能源投产装机容量合计为 941.59 万千瓦。公司计划大渡河当前在建的双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级水电站 352 万千瓦装机 2025 年底部分投产后，剩余 215.5 万千瓦将于 2026 年全面投产，因此我们预计公司 2025-2027 年新增水电装机分别为 136.5/215.5/0 万千瓦。新能源层面，136 号文后，我们认为绿电行业发展将从“规模”向“效率”切换，假设公司 2026-2027 年新增新能源装机规模较 2025 年有所放缓，为 600/600 万千瓦；其中 2025-2027 年我们预计公司新增风电、光伏装机规模分别为 183.36/200/200 万千瓦、758.23/400/400 万千瓦。火电层面，考虑 2025 年 1-4 月全国火电发电量同比下降，电力供需暂呈现略宽松局面，且未来我国仍将以新增新能源装机为主基调，我们预计公司 2026-2027 年年均新增火电装机规模或将较 2025 年下降，结合公司火电装机规划和开工情况，假设公司 2025-2027 年新增火电装机容量为 764/316/266 万千瓦。

利用小时: 2024 年公司火电利用小时数同比下降 0.5%至 5139 小时, 考虑 2025 年受暖冬等影响 1-4 月全国火电发电量同比下降, 且随着新能源装机快速增长, 火电利用小时将受到挤压, 我们预计 2025-2027 年公司火电利用小时数同比-10.7%/-2.2%/-2.2%至 4589/4489/4389 小时。水电在经历了 2022 和 2023 年的来水偏枯后, 2024 年水电利用小时数同比增长 8%至 3978 小时, 考虑水电利用小时数受气候影响较大, 1Q25 公司水电发电量因省内调度等原因同比下降 6.95%, 但蓄水量同比有所提升, 以及考虑近期降雨较多, 我们暂预计公司 2025-2027 年水电利用小时数维持 2024 年水平。新能源层面, 由于 2024 年风况较差, 2024 年公司风电利用小时数同比-7.6%至 2122 小时, 考虑 2024 年基数较低, 假设 2025 年风电利用小时数维持 2024 年水平, 2026-2027 年每年同比下降 20 小时至 2102/2082 小时, 以反映装机增长带来消纳压力提升; 2022-2024 年, 公司光伏利用小时数呈现下行趋势, 主要是每年新增光伏装机规模较大, 考虑 2025 年有 300 万光伏装机 2025 年初已投产发电, 假设 2025 年光伏利用小时维持 2024 年 1061 小时的水平, 2026-2027 年每年同比下降 20 小时至 2102/2082 小时, 以反映装机增长带来消纳压力提升。

图表43: 公司发电业务核心假设

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
发电收入	百万元	184,789	176,057	166,272	157,338	166,510	169,447
	yoy %	41.7	-4.7	-5.6	-5.4	5.8	1.8
火电	百万元	164,378	153,611	141,274	130,947	135,395	135,323
水电	百万元	11,636	11,911	12,650	12,656	14,744	15,851
风电	百万元	7,764	8,090	8,347	8,747	10,027	11,291
光伏	百万元	1,011	2,446	4,001	4,988	6,344	6,983
发电量	亿千瓦时	4,634	4,526	4,595	4,597	4,950	5,112
	yoy %	-0.2	-2.3	1.5	0.1	7.7	3.3
火电	亿千瓦时	3,883	3,729	3,685	3,600	3,764	3,808
	yoy %	-0.3	-4.0	-1.2	-2.3	4.6	1.2
水电	亿千瓦时	561	551	595	599	692	735
	yoy %	-4.7	-1.8	7.9	0.7	15.5	6.2
风电	亿千瓦时	167	189	202	228	266	306
光伏	亿千瓦时	23	58	113	171	228	264
上网电量	亿千瓦时	4,405	4,298	4,367	4,373	4,713	4,870
火电	亿千瓦时	3,665	3,512	3,470	3,390	3,544	3,586
水电	亿千瓦时	557	547	590	594	687	729
风电	亿千瓦时	162	182	195	221	258	296
光伏	亿千瓦时	22	57	111	168	224	260
控股装机容量	万千瓦	9,738	10,558	11,170	13,012	14,144	15,010
火电	万千瓦	7,184	7,279	7,463	8,227	8,543	8,809
水电	万千瓦	1,496	1,495	1,495	1,632	1,847	1,847
风电	万千瓦	746	929	984	1,167	1,367	1,567
光伏	万千瓦	303	854	1,228	1,986	2,386	2,786
利用小时	小时	4,656	4,511	4,301	3,821	3,645	3,507
	yoy %	-1.6	-3.1	-4.7	-11.2	-4.6	-3.8
火电	小时	5,156	5,163	5,139	4,589	4,489	4,389
	yoy %	0.7	0.1	-0.5	-10.7	-2.2	-2.2
水电	小时	3,751	3,685	3,978	3,978	3,978	3,978
	yoy %	-4.7	-1.8	8.0	0.0	0.0	0.0
风电	小时	2,245	2,296	2,122	2,122	2,102	2,082
光伏	小时	1,216	1,161	1,061	1,061	1,041	1,021
上网电价 (含税)							
	元/兆瓦时	474	438	430	407	399	393
	yoy %	31.2	-7.6	-1.8	-5.4	-1.8	-1.5
火电	元/兆瓦时	465	464	460	437	432	426
	yoy %	23.9	-0.2	-0.7	-5.1	-1.1	-1.2
水电	元/兆瓦时	236	246	241	241	243	246
	yoy %	2.0	4.2	-2.1	0.0	0.8	1.2
风电	元/兆瓦时	542	502	474	447	439	431
光伏	元/兆瓦时	524	481	408	336	320	304

资料来源: 公司公告、华泰研究预测

上网电价：1Q25，公司火电上网电价同比下降 6%左右，主要是：1) 煤价下行，火电电量电价同比下降；2) 不同地区电量权重影响，电价降幅较大的地区电量占比提升。我们预计公司 2025-2027 年火电上网电价同比-5%/-1%/-1%至 437/432/426 元/MWh。由于四川省省内水电交易政策改变，公司 1Q25 水电电价同比大幅提升，综合考虑汛期交易电价报价下限取消，汛期交易电价或有一定压力，我们假设公司 2025 年水电上网电价同比持平，2026-2027 年分别给予 2/3 元/MWh 的同比提升，以反映双江口年调节水库投产后对大渡河干流水电站枯水期高电价电量权重占比的提升作用。新能源层面，随着并网平价项目占比逐渐提升和市场化推进，我们预计公司风电、光伏电价将呈现下降趋势，考虑 2025 年新投产光伏规模较大，预计公司光伏上网电价 2025 年同比下降 18%至 336 元/MWh，2026-2027 年分别同比下降 5%至 320/304 元/MWh；预计公司 2025-2027 年风电上网电价同比-6%/-2%/-2%至 447/439/431 元/MWh。

我们预计 2025-2027 年发电收入分别为 1573.38/1665.10/1694.47 亿元。预测期发电收入=上网电量*不含税上网电价，各电源发电收入与营业总收入的差异采用比例或者一定差额转换。

预计 2025/2026/2027 年营业总成本同比-5.7/+3.7/+1.0%

我们测算公司 2025-2027 年燃料费同比-9.6/+4.6/+1.2%。2H21 市场煤价高涨，2022 年煤价虽较 2H21 有所回落但仍处于高位，2023-2024 年市场煤价快速下降。考虑一个月库存影响，1H25 秦皇岛 5500kal 市场煤价（含税）已同比下降 177 元/吨至 720 元/吨，市场煤价快速下降背景下，公司为有效降低成本适当调整了煤炭采购策略，1Q25 公司火电入炉标煤单价同比下降 8.3%至 858 元/吨，我们预计 2Q25 将环比进一步下降，因此我们预计 2025 年公司入炉标煤单价同比-7.5%至 853 元/吨，由于暂假设 2026-2027 年秦皇岛市场煤价维持 2025 年水平，假设公司 2026-2027 年入炉标煤单价维持 2025 年 853 元/吨。因此，公司 2025 年燃料费将同比-5.7%，2026 和 2027 年燃料费提升主要是由于新增火电装机带来公司火电上网电量同比提升。

公司营业成本主要由燃料费及折旧与摊销构成。我们认为公司折旧与摊销将随着新增装机的增长而增长，尤其是大渡河在建水电投产后，2026 年折旧将显著增长，预计 2025-2027 年公司折旧与摊销为 195.29/207.23/210.42 亿元。公司营业总成本 2025-2027 年将同比-5.7/+3.7/+1.0%。

图表44：我们测算公司 2025/2026/2027 年营业总成本同比-5.7/+3.7/+1.0%

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业总成本	百万元	166,699	154,540	153,674	144,853	150,285	151,738
	yoy %	-1.1	-7.3	-0.6	-5.7	3.7	1.0
营业成本	百万元	166,699	154,540	153,674	144,853	150,285	151,738
	yoy %	6.9	-7.3	-0.6	-5.7	3.7	1.0
燃料费	百万元	114,461	105,273	102,992	93,060	97,298	98,432
	yoy %	10.2	-8.0	-2.2	-9.6	4.6	1.2
供电煤耗	克/千瓦时	295	294	293	293	293	293
	yoy %	-0.1	-0.3	-0.3	0.0	0.0	0.0
入炉标煤单价	元/吨	979	935	922	853	853	853
	yoy %	8.7	-4.5	-1.4	-7.5	0.0	0.0
秦皇岛 Q5500 煤价	元/吨	1296	965	880	730	730	730
	yoy %	26.0	-25.5	-8.8	-17.0	0.0	0.0
单位燃料成本	元/千瓦时	0.312	0.300	0.297	0.275	0.275	0.275
	yoy %	10.3	-4.0	-1.0	-7.5	0.0	0.0
折旧与摊销	百万元	17,175	17,342	18,461	19,529	20,723	21,042

注：历史期单位燃料成本=燃料成本/上网电量，预测期单位燃料成本=供电煤耗*入炉标煤单价*转换值，转换值=历史期单位燃料成本/(入炉标煤单价*供电煤耗)

资料来源：公司公告、华泰研究预测

预计 2025/2026/2027 年归母净利润同比-23.1/+17.9/+5.2%

我们预计公司 2025-2027 年实现归母净利 75.56/89.11/93.75 亿元，同比-23.1/+17.9/+5.2%。公司 2024 年销售/管理/研发费用率分别为 0.01/1.24/0.31%，我们预计 2025-2027 年该三项费用率维持 2024 年水平。财务费用方面，1Q25 公司财务费用同比下降 2.21 亿元至 14.23 亿元，考虑公司今年新投产装机规模较大，固定资产转固将带来利息支出费用化增加，预计公司 2025-2027 年财务费用为 69.04/74.90/77.69 亿元，对应财务费用率 4.08%/4.19%/4.27%。综上，我们预计公司 2025-2027 年净利润将同比-28.1/+20.2%/+5.8% 至 120/144/152 亿元，其中水电净利润将同比+42.3/+16.3/+11.6%至 28.38/33.01/36.84 亿元，2025 年同比增速较大主要系 2024 年大兴川水电站减值 8.42 亿元，2026-2027 年同比增幅主要来源于大渡河新增水电站投产带来的利润增厚。

风电和光伏板块归母净利润预测值是在其净利润的基础上乘以公司披露的风电和光伏板块分别的归母净资产/净资产比例得出。由于我们对水电板块 2025-2027 年的水电归母净利润的预测主要考虑在 2024 年的基础上加回大兴川水电站 8.42 亿元减值影响以及加上大渡河新机组投产于 2025-2027 年分别给公司带来的归母净利润增厚值。

图表45：我们测算公司 2025/2026/2027 年归母净利同比-23.1/+17.9/+5.2%

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
销售费用	百万元	31	32	16	15	16	16
	费用率	%	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
管理费用	百万元	1,753	2,025	2,218	2,097	2,215	2,251
	费用率	%	0.91	1.12	1.24	1.24	1.24
研发费用	百万元	602	741	555	525	554	563
	费用率	%	0.31	0.41	0.31	0.31	0.31
财务费用	百万元	7,551	6,711	6,551	6,904	7,490	7,769
	费用率	%	3.92	3.71	3.66	4.08	4.19
净利润	百万元	6,866	11,972	16,643	11,974	14,393	15,222
	yoy	%	-	74.4	39.0	-28.1	20.2
火电及其他		2,144	7,253	12,726	5,874	7,414	7,586
水电		1,876	2,489	1,994	2,838	3,301	3,684
风电		2,457	1,334	1,056	2,187	2,386	2,552
光伏		389	896	867	1,076	1,292	1,401
归母净利润	百万元	2,825	5,609	9,831	7,556	8,911	9,375
	yoy	%	-	98.6	75.28	-23.1	17.9
火电及其他		2,006	7,209	7,209	2,746	3,412	3,328
水电		1,854	1,242	2,091	2,441	2,762	
风电		1,006	777	1,885	2,057	2,200	
光伏			743	603	833	1,001	1,085

注：1) 火电及其他板块净利润为公司总体净利润-水电净利润-风电净利润-光伏净利润的倒推值，火电及其他板块归母净利润推算逻辑同上；2) 2022 年公司未直接披露分板块归母净利润；3) 火电及其他中的其他包括煤炭、除电力/煤炭外其他板块和抵消项
资料来源：公司公告、华泰研究预测

分部估值，目标价 6.69 元

新能源板块：我们预计公司 2025 年新能源板块归母净利润 27.18 亿元。参考可比公司 Wind 一致预期 2025E PE 均值 16.5x，由于公司新能源装机规模和盈利能力较龙源电力和三峡能源有一定差距，给予公司新能源板块 2025E PE 14.5x，公司新能源市值 394.11 亿元。

图表46：新能源板块可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价 (元/股)	市值(mn)	市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2025/6/27	2025/6/27	25E	26E	25E	26E	25E	26E
龙源电力	001289 CH	15.96	133,423	19.7	18.1	1.71	1.60	9%	9%
三峡能源	600905 CH	4.26	121,915	17.0	16.0	1.33	1.26	8%	8%
太阳能	000591 CH	4.38	17,160	12.9	12.0	0.71	0.68	6%	6%
平均值				16.5	15.3	1.25	1.18	7%	7%

注：可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测
资料来源：Wind、华泰研究

水电板块：我们预计公司 2025 年水电归母净资产为 328.09 亿元。参考可比公司 Wind 一致预期 2025E PB 均值 2.43x，考虑公司水电资产盈利 2025 年较可比公司仍有一定差距，给予公司水电板块 2025E PB 1.8x，公司水电市值 590.56 亿元。

图表47：水电资产可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价 (元/股)		市值(mn)		市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2025/6/27	2025/6/27	2025/6/27	2025/6/27	25E	26E	25E	26E	25E	26E
华能水电	600025 CH	9.62	173,160	19.1	18.0	2.24	2.09	12%	11%		
川投能源	600674 CH	16.01	78,042	15.1	14.2	1.72	1.61	11%	11%		
长江电力	600900 CH	30.22	739,430	21.5	20.5	3.32	3.16	16%	15%		
平均值				18.6	17.6	2.43	2.28	13%	13%		

注：可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测
资料来源：Wind、华泰研究

火电板块：我们预计公司 2025 年火电归母净资产为 278.05 亿元。参考可比公司 Wind 一致预期 2025E PB 均值 0.83x，考虑可比公司 PB 预期包括其体内新能源资产，而我们仅用来参考火电板块估值，给予公司火电板块 2025E PB 0.75x，公司火电市值 208.54 亿元。

图表48：火电资产可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价 (元/股)		市值(mn)		市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2025/6/27	2025/6/27	2025/6/27	2025/6/27	25E	26E	25E	26E	25E	26E
华能国际	600011 CH	7.04	110,515	9.5	8.9	0.80	0.75	9%	9%		
华电国际	600027 CH	5.44	59,331	9.1	8.3	0.85	0.81	9%	9%		
华润电力	0836 HK	19	98,364	6.7	6.3	0.84	0.78	13%	13%		
平均值				8.5	7.8	0.83	0.78	10%	10%		

注：可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测
资料来源：Wind、华泰研究

采用分部估值法，公司火电/水电/新能源板块估值合计 1193 亿元，对应目标价 6.69 元。

图表49：分部估值

	单位	2025E
新能源业务归母净利润	百万元	2,718
PE	倍	14.50
新能源市值	百万元	39,411
水电归母净资产	百万元	32,809
PB	倍	1.80
水电板块市值	百万元	59,056
火电归母净资产	百万元	27,805
PB	倍	0.75
火电板块市值	百万元	20,854
总市值	百万元	119,321
股份数	百万股	17,836
目标价	元	6.69

资料来源：华泰研究预测

风险提示

煤价高于预期。2025年以来市场煤价快速下降,1Q25公司火电入炉标煤单价同比下降8.3%至858元/吨,我们预计2Q25将环比进一步下降,因此我们预计2025年公司入炉标煤单价同比-7.5%至853元/吨,2026-2027年入炉标煤单价维持2025年853元/吨。但若煤炭供需形势发生变化导致煤价高于预期,公司火电盈利或将低于预期。

上网电价低于预期。1Q25,公司火电上网电价同比下降6%左右,我们预计公司2025-2027年火电上网电价同比-5%/-1%/-1%至437/432/426元/MWh。2026/2027年火电上网电价预期降幅相对较小主要考虑2026年容量电价将提升以及我们预期2026/2027年市场煤价均值维持2025年水平。但若煤电电价低于预期,公司火电利润将低于预期。虽然公司1Q25水电电价同比大幅提升,出于谨慎性原则我们假设公司2025年水电上网电价同比持平,2026-2027年分别给予2/3元/MWh的同比提升,以反映双江口年调节水库投产后对大渡河干流水电站枯水期高电价电量权重占比的提升作用。但若公司水电上网电价不及预期,水电盈利将低于预期;新能源层面,我们预计公司光伏上网电价2025年同比下降18%至336元/MWh,2026-2027年分别同比下降5%至320/304元/MWh;预计公司2025-2027年风电上网电价同比-6%/-2%/-2%至447/439/431元/MWh。但若公司风电/光伏上网电价不及预期,新能源盈利或将低于预期;

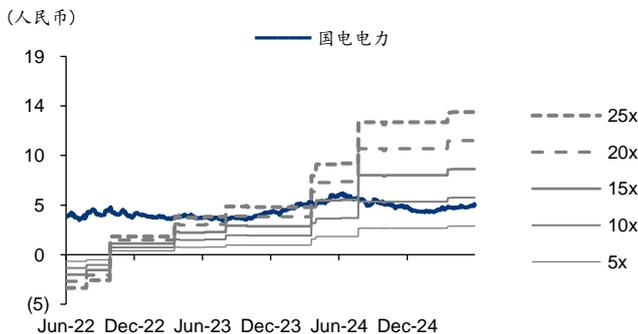
利用小时低于预期:虽然我们预期火电利用小时2025-2027年呈现下行趋势,风光2026-2027年利用小时预期下降以反映消纳压力增加,水电2025-2027年利用小时数维持2024年水平,但风、光、水发电利用小时数受自然因素影响较大,火电利用小时数又受清洁能源发电量和用电需求影响较大,若利用小时数不及预期,公司盈利或将低于预期。

新能源发展不及预期。我们预计公司2025-2027年新增新能源装机941.59/600/600万千瓦,但若由于竞争加剧或政策变化导致公司新增新能源装机规模不及预期,公司新能源业绩或低于预期。

水电增发测算和实际偏差风险。我们测算了双江口对大渡河干流下游梯级水电站的增发效应,但增发效应和天然来水、水库调度等相关,实际情况或与我们测算存在偏差。

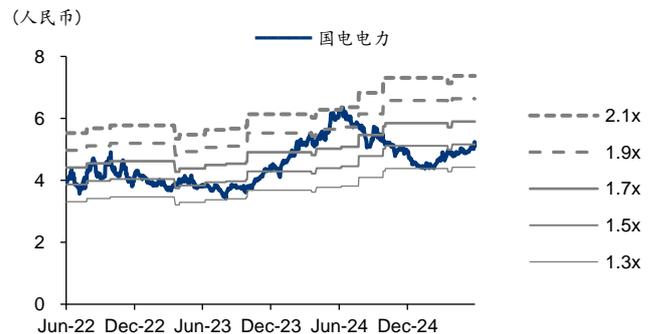
减值额度高于预期。公司2022-2024年计提资产/信用减值规模相对较大,若未来减值额度高于预期,公司盈利将低于预期。

图表50: 国电电力 PE-Bands



资料来源: Wind、华泰研究

图表51: 国电电力 PB-Bands



资料来源: Wind、华泰研究

免责声明

分析师声明

本人, 王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知, 兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见; 彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司(已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格, 以下简称“本公司”)制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制, 但本公司及其关联机构(以下统称为“华泰”)对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期, 华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时, 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。以往表现并不能指引未来, 未来回报并不能得到保证, 并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改, 投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司不是 FINRA 的注册会员, 其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正, 但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考, 不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求, 在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 华泰及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明, 本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现, 过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现, 分析中所做的预测可能是基于相应的假设, 任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内, 与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下, 华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员, 也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可, 任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人(无论整份或部分)等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的, 需在允许的范围内使用, 并需在使用前获取独立的法律意见, 以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求, 同时注明出处为“华泰证券研究所”, 且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。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。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作, 在香港由华泰金融控股(香港)有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股(香港)有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管, 是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司, 后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题, 请与华泰金融控股(香港)有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934年证券交易法》（修订版）第15a-6条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受FINRA关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括FINRA定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 国电电力（600795 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前的12个月内担任了标的证券公开发行或144A条款发行的经办人或联席经办人。
- 国电电力（600795 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前12个月内曾向标的公司提供投资银行服务并收取报酬。
- 国电电力（600795 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司预计在本报告发布日之后3个月内将向标的公司收取或寻求投资银行服务报酬。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第32C条的规定分发其在华泰内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或所分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经225指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时100指数，德国市场基准为DAX指数），具体如下：

行业评级

- 增持：**预计行业股票指数超越基准
- 中性：**预计行业股票指数基本与基准持平
- 减持：**预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

- 买入：**预计股价超越基准15%以上
- 增持：**预计股价超越基准5%~15%
- 持有：**预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
- 卖出：**预计股价弱于基准15%以上
- 暂停评级：**已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
- 无评级：**股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡: 华泰证券(新加坡)有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证, 并且是豁免财务顾问。公司注册号: 202233398E

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心53楼

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2567-6123

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

华泰证券(新加坡)有限公司

滨海湾金融中心1号大厦, #08-02, 新加坡 018981

电话: +65 68603600

传真: +65 65091183

©版权所有2025年华泰证券股份有限公司