

电价下行风险小的稳健高股息标的

华泰研究

深度研究

2026年1月19日 | 中国内地

内蒙华电为华能集团旗下内蒙古地区煤电一体化经营主体，自2018年起每年实现60%+分红比例，2025E/26E股息率4.5/4.8%（假设配套融资完成），是稳健高股息标的。近期市场对煤电电价下行风险十分担忧，本报告从权益（归母）角度进行分析，认为公司资产抗风险能力强、蒙西高耗能小机组“等容替代”潜力有望进一步提升公司盈利能力，维持“买入”评级。

2026E 归母净利润有望依托下行风险相对小的电价实现 7.2%yoy

我们测算2025年公司权益煤电电量41.6%/58.4%留蒙西/送华北。考虑容量电价提升，我们预计蒙西2026年煤电上网电价（不含税，下同）同比+0.2分/千瓦时，主因：1）2023-24年蒙西电价快速下降已提前演绎多数省份2025-26年降价过程；2）盈利能力不具备降价条件，2024年公司控股蒙西煤电厂（除乌海）平均度电净利润-0.4分。送华北：2026E上都/魏家崮上网电价同比下降2.18/0.6分/千瓦时，主因外送省份多，高电价省份签约电量占比提升可对冲部分降价风险。我们预计公司2026E归母净利润同比+7.2%，蒙西/送华北电量电价同比降幅较预期每多下降0.5/0.5分/千瓦时，公司归母净利润同比增速较我们预期值下降2.8/1.0pp。

低权益电煤需求敞口弱化煤价波动对公司盈利影响

内蒙华电全资持有魏家崮煤矿1500万吨年产能，我们测算其2025-2027年权益电煤需求敞口分别为32%/17%/16%，处于（权益电煤需求大于权益煤炭产量的）煤电一体化公司的中低水平，2025年相对较高主因魏家崮煤矿热值下降，我们预计2026-2027年将随第二开采区开工恢复至正常热值。

看好公司资产注入和“等容替代”潜力促使未来盈利能力提升

短中期：1）我们测算魏家崮热值修复将带来1.8亿元归母净利润增厚；2）注入正蓝旗风电/北方多伦2024年ROE高达28.6%/18.8%，并表将提升公司盈利能力；中长期：截至2025年9月底，公司单机20万/33万千瓦高能控煤电装机容量占留蒙西煤电的19%/41%，运行年份均已超过20年，我们认为未来具有“等容替代”潜力，以内蒙古通辽电投2*350MW超超临界“等容替代”项目为例，测算替代后可节约单位燃料成本4.9分/千瓦时，对应度电净利润提升4.2分，此外还能进一步节约碳支出。

我们与市场观点不同之处

市场对公司收购正蓝旗风电/北方多伦70%/75.51%股权表示担忧，我们认为标的资产并表将提升股东回报，原因：1）考虑配套融资，我们测算收购后公司2024年EPS将较收购前增厚6.4%；收购后2025E股息率将较收购前提升近0.3pp至4.5%；2）标的资产电量送华北，已100%市场化，虽电价有下行风险，但集团承诺标的资产2025-27年净利润8.71/8.95/8.90亿元。

盈利预测与估值

我们预计公司2025-27年归母净利润为27.02/28.95/29.63亿元，较前次预期上调15.8/12.5/8.2%，主要是公司本次注入风电资产已于2025/12/31完成过户，我们对公司2025-27年盈利预测已考虑注入资产；对应EPS0.37/0.40/0.41元，参考可比公司26E Wind一致预期PE均值12.7x，给予公司14.0x 2026E PE，较可比公司均值溢价主要考虑公司分红能力高于可比公司，但仅溢价10%主要考虑公司本次资产注入配套融资尚未完成，目标价5.55元（前值4.93元基于12.5x 2026E PE），维持“买入”评级。

风险提示：电价不及预期风险，利用小时不及预期风险，煤价高于预期风险，资产/信用减值数额高于预期风险，测算和实际偏差风险。

投资评级(维持):

买入

目标价(人民币):

5.55

王玮嘉

SAC No. S0570517050002
SFC No. BEB090

研究员

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

李雅琳

SAC No. S0570523050003
SFC No. BTC420

研究员

liyalin018092@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

黄波

SAC No. S0570519090003
SFC No. BQR122

研究员

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

胡知*

SAC No. S0570523120002

研究员

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

康琪*

SAC No. S0570124070105

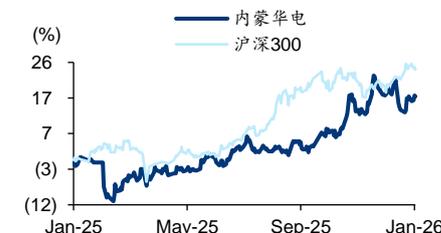
联系人

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

基本数据

收盘价(人民币 截至1月16日)	4.62
市值(人民币百万)	33,720
6个月平均日成交额(人民币百万)	263.37
52周价格范围(人民币)	3.70-4.84

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)	22,294	21,746	22,230	21,960
+/-%	(1.03)	(2.45)	2.22	(1.22)
归属母公司净利润(百万)	2,325	2,702	2,895	2,963
+/-%	15.98	16.19	7.16	2.36
EPS(最新摊薄)	0.32	0.37	0.40	0.41
ROE(%)	12.84	14.58	13.66	12.44
PE(倍)	14.50	12.48	11.65	11.38
PB(倍)	1.88	1.76	1.45	1.38
EV EBITDA(倍)	8.51	8.18	7.02	6.20
股息率(%)	4.76	4.96	5.32	5.45

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	6,990	6,528	6,867	8,186	9,022
现金	1,595	709.33	806.82	1,873	2,444
应收账款	4,313	4,721	4,957	5,205	5,465
其他应收账款	380.09	207.37	207.37	207.37	207.37
预付账款	99.55	88.30	92.71	97.35	102.21
存货	304.33	555.40	555.40	555.40	555.40
其他流动资产	297.95	247.23	247.51	247.81	248.12
非流动资产	32,489	33,349	40,119	40,905	38,984
长期投资	1,897	2,133	2,488	2,775	3,001
固定资产投资	21,848	21,495	28,514	29,552	28,031
无形资产	4,298	4,167	3,946	3,723	3,499
其他非流动资产	4,446	5,555	5,171	4,857	4,453
资产总计	39,479	39,878	46,986	49,091	48,006
流动负债	6,168	8,965	9,948	10,218	10,429
短期借款	475.26	3,313	3,313	3,313	3,313
应付账款	2,069	1,922	2,114	2,325	2,558
其他流动负债	3,624	3,730	4,521	4,580	4,558
非流动负债	10,006	7,336	11,642	8,812	5,739
长期借款	9,612	6,692	10,998	8,168	5,095
其他非流动负债	393.64	643.96	643.96	643.96	643.96
负债合计	16,174	16,301	21,590	19,031	16,169
少数股东权益	4,982	5,679	6,233	6,826	7,432
股本	6,527	6,527	6,527	7,299	7,299
资本公积	1,574	1,696	1,696	3,595	3,595
留存公积	6,589	7,609	8,851	10,178	11,536
归属母公司股东权益	18,322	17,898	19,163	23,235	24,405
负债和股东权益	39,479	39,878	46,986	49,091	48,006

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	5,332	5,103	5,843	6,575	7,250
净利润	2,011	2,359	3,255	3,488	3,570
折旧摊销	2,984	2,866	2,799	3,176	3,754
财务费用	389.45	272.48	278.92	291.00	221.64
投资损失	(184.88)	(367.14)	(497.88)	(417.44)	(327.08)
营运资金变动	(496.33)	(313.25)	(209.27)	(184.42)	(188.05)
其他经营现金	629.00	286.75	216.79	221.62	218.92
投资活动现金	(2,355)	(3,681)	(9,070)	(3,544)	(1,505)
资本支出	(2,390)	(3,749)	(9,177)	(3,630)	(1,558)
长期投资	(153.69)	(222.60)	(355.88)	(286.27)	(226.46)
其他投资现金	189.07	290.95	462.67	372.32	279.52
筹资活动现金	(2,329)	(2,404)	3,325	(1,964)	(5,174)
短期借款	(1,198)	2,838	0.00	0.00	0.00
长期借款	(866.11)	(2,920)	4,306	(2,830)	(3,073)
普通股增加	0.00	0.00	0.00	771.86	0.00
资本公积增加	1.50	121.93	0.00	1,899	0.00
其他筹资现金	(266.82)	(2,444)	(980.55)	(1,805)	(2,101)
现金净增加额	648.43	(981.09)	97.50	1,066	570.83

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	22,525	22,294	21,746	22,230	21,960
营业成本	17,797	17,999	16,347	16,501	16,418
营业税金及附加	899.56	883.87	862.18	881.35	870.63
营业费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
管理费用	30.25	49.29	52.43	53.59	55.14
财务费用	389.45	272.48	278.92	291.00	221.64
资产减值损失	(618.06)	(293.60)	(287.05)	(222.30)	(21.96)
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
投资净收益	184.88	367.14	497.88	417.44	327.08
营业利润	3,016	3,199	4,209	4,485	4,485
营业外收入	85.02	53.31	18.31	18.31	18.31
营业外支出	575.49	376.32	376.32	376.32	376.32
利润总额	2,526	2,876	3,851	4,127	4,127
所得税	515.11	517.44	596.56	639.30	556.69
净利润	2,011	2,359	3,255	3,488	3,570
少数股东损益	6.02	33.75	553.34	592.98	606.95
归属母公司净利润	2,005	2,325	2,702	2,895	2,963
EBITDA	5,897	6,011	6,930	7,594	8,103
EPS (人民币, 基本)	0.29	0.34	0.37	0.40	0.41

主要财务比率

会计年度 (%)	2023	2024	2025E	2026E	2027E
成长能力					
营业收入	(2.34)	(1.03)	(2.45)	2.22	(1.22)
营业利润	27.03	6.06	31.57	6.56	(0.01)
归属母公司净利润	13.44	15.98	16.19	7.16	2.36
获利能力 (%)					
毛利率	20.99	19.26	24.83	25.77	25.23
净利率	8.93	10.58	14.97	15.69	16.26
ROE	11.22	12.84	14.58	13.66	12.44
ROIC	7.35	8.44	10.41	10.01	10.19
偿债能力					
资产负债率 (%)	40.97	40.88	45.95	38.77	33.68
净负债比率 (%)	46.43	49.93	65.82	42.58	28.48
流动比率	1.13	0.73	0.69	0.80	0.87
速动比率	1.03	0.63	0.60	0.71	0.78
营运能力					
总资产周转率	0.57	0.56	0.50	0.46	0.45
应收账款周转率	5.31	4.94	4.49	4.38	4.12
应付账款周转率	7.49	9.02	8.10	7.43	6.73
每股指标 (人民币)					
每股收益(最新摊薄)	0.27	0.32	0.37	0.40	0.41
每股经营现金流(最新摊薄)	0.73	0.70	0.80	0.90	0.99
每股净资产(最新摊薄)	2.51	2.45	2.63	3.18	3.34
估值比率					
PE (倍)	16.82	14.50	12.48	11.65	11.38
PB (倍)	1.84	1.88	1.76	1.45	1.38
EV EBITDA (倍)	8.40	8.51	8.18	7.02	6.20

正文目录

投资要点	5
2026E 煤电综合电价下行风险相对小	5
盈利受煤价波动影响相对较小	5
未来盈利能力具有较大提升潜力	5
我们与市场观点不同之处	5
内蒙区域煤电一体化经营龙头	6
华能集团旗下深耕内蒙煤电一体化发展主体	6
煤电一体化经营构建盈利稳健性	7
市场对内蒙华电煤电相关疑问探讨	11
公司控、参股煤电消纳方式和定价机制如何?	11
电煤需求是否有缺口?	14
留蒙西、送华北电网煤电机组盈利能力孰强?	15
煤电电价变化趋势如何? 对公司归母净利润影响多大?	18
未来看点: 盈利能力提升有望创造中长期分红额提升空间	20
短中期魏家峁煤矿热值修复有望带来利润同比增量	20
注入风电资产有望提升公司整体盈利水平	20
若“等容替代”有望改善煤电机组盈利能力	22
若永续债完全偿还有望带来近 0.3pp 股息率增厚	23
盈利预测与估值	24
风险提示	27

图表目录

图表 1: 截至 2026 年 1 月 7 日公司股权结构	6
图表 2: 截至 2024 年底华能集团旗下上市电力公司装机情况 (万千瓦)	6
图表 3: 2020 年以来公司煤电装机维持稳定	7
图表 4: 公司控股煤矿年产能呈现提升趋势	7
图表 5: 2020 年以来, 公司电力收入占比在 82% 及以上	7
图表 6: 2023 年以来受新能源挤压影响煤电电量呈现下行趋势	8
图表 7: 多数情况下公司煤炭外销比例在 50% 左右	8
图表 8: 煤价高涨时期平均售电电价显著更高	8
图表 9: 1H25 因煤炭热值问题煤炭外销价格暂承压	8
图表 10: 煤价高涨的 2021、2022 年公司整体仍实现盈利	9
图表 11: 自 2022 年以来, 公司 ROE (加权) 在 11% 以上	9
图表 12: 2021 年以来公司资本开支呈现上升趋势	9
图表 13: 公司资产负债率及财务费用率呈现下行趋势	9
图表 14: 公司充沛的现金流支撑高分红比例	10

图表 15: 2020-2024 年公司分红比例始终高于 60%.....	10
图表 16: 内蒙华电控股、参股煤电合计权益装机情况.....	11
图表 17: 公司控股煤电的权益装机容量 50%留蒙西、50%送华北.....	11
图表 18: 公司控股、参股煤电权益装机的 62%送华北电网.....	11
图表 19: 公司控股火电厂分布图.....	12
图表 20: 内蒙华电送华北电网机组电力电价定价机制.....	13
图表 21: 内蒙古发电侧电价结算公式.....	14
图表 22: 煤电在现货电价高时实际发电量高于中长期合约电量, 现货电价低时实际发电量低于中长期合约电量... 14	14
图表 23: 归母层面上, 内蒙华电电煤需求高于煤炭产量.....	14
图表 24: 煤电一体化公司中, 内蒙华电权益电煤需求敞口处于中低水平.....	15
图表 25: 魏家崙发电部分盈利测算.....	16
图表 26: 公司控股煤电厂 2020-2024 年净利润.....	16
图表 27: 公司控股煤电厂 2020-2024 年度电净利润 (分/千瓦时).....	17
图表 28: 市场化程度更高的蒙西在 2021-2022 年煤电电价显著更高.....	17
图表 29: 公司留蒙西消纳煤电利用小时数高于送华北电网煤电.....	17
图表 30: 公司 2020-2024 年碳排放权支出.....	18
图表 31: 乌海发电历次减值情况.....	18
图表 32: 内蒙华电控股、参股装机权益电量 (不含本次注入 160 万千瓦风电).....	19
图表 33: 内蒙华电控股、参股装机权益电量 (含本次注入 160 万千瓦风电).....	19
图表 34: 2026E 内蒙华电归母净利润同比增速与蒙西 (横轴) /送华北电量电价同比变化敏感性分析.....	19
图表 35: 魏家崙煤矿热值恢复正常后有望提升公司归母净利润 1.8 亿元.....	20
图表 36: 内蒙华电收购风电资产对价和估值情况.....	20
图表 37: 正蓝旗和北方多伦风电 2023-1Q25 ROE 情况.....	21
图表 38: 正蓝旗和北方多伦风电 2023-1Q25 净利率情况.....	21
图表 39: 公司收购风电资产盈利能力强, 收购估值低.....	21
图表 40: 上网电价高是支撑公司收购风电资产强盈利能力的重要因素.....	21
图表 41: 集团对 2025-2027 年正蓝旗风电和北方多伦业绩承诺为 8.71/8.95/8.90 亿元 (净利润).....	22
图表 42: 内蒙华电控股煤电厂运行年限.....	22
图表 43: 国电投内蒙古公司通辽电投发电公司 2×350 兆瓦“等容替代”项目节约单位燃料成本测算.....	23
图表 44: 公司偿还永续债对股息率影响.....	23
图表 45: 预计 2025-2027 年公司营业收入同比-2.5%/+2.2%/-1.2%至 217.46/222.30/219.60 亿元.....	24
图表 46: 预计 2025-2027 年公司电力收入同比+1.8%/+1.0%/-1.4%至 186.01/187.81/185.14 亿元.....	25
图表 47: 预计公司煤炭收入 2025-2027 年同比-30.0%/+15.0%/持平.....	26
图表 48: 预计公司 2025-2027 年营业成本同比-9.2%/+0.9%/-0.5%至 163.47/165.01/164.18 亿元.....	26
图表 49: 预计公司 2025-2027 年归母净利同比+16.2%/+7.2%/+2.4%至 27.02/28.95/29.63 亿元.....	27
图表 50: 可比公司估值表.....	27
图表 51: 内蒙华电 PE-Bands.....	28
图表 52: 内蒙华电 PB-Bands.....	28

投资要点

2019-2027 年，内蒙华电均承诺每年现金分红不低于当年合并报表可供分配利润的 70%，在全国煤电盈利大幅波动的 2019-2024 年，公司均已兑现分红承诺，是当之无愧的稳健高股息标的。然而，在电力供需相对宽松、煤价波动的当下，市场不免对内蒙华电未来业绩稳健性有所担忧，我们从权益（归母）角度出发，对公司盈利的抗风险能力进行论证分析。

2026E 煤电综合电价下行风险相对小

我们测算 2025 年公司约 372 亿千瓦时权益煤电电量 41.6%/58.4%留蒙西/送华北电网。考虑容量电价同比提升，我们测算蒙西 2026 年煤电上网电价（不含税）同比略增 0.2 分/千瓦时，主因：1) 2023-24 年其他省份煤电上网电价处于高位时，蒙西煤电电价因更加市场化已快速下降，我们认为已提前演绎了多数省份的 2025-26 年降价过程；2) 蒙西煤电厂运行时间长，煤耗高，2024 年公司蒙西煤电厂（除乌海）平均度电净利润-0.4 分/千瓦时，低于全国大多数省份煤电盈利水平。送华北：我们测算 2026E 上都/魏家崮上网电价（不含税）同比下降 2.18/0.6 分/千瓦时，核心原因是外送省份多，降价风险相对分散，高电价省份签约电量占比提升可对冲部分降价风险，魏家崮降幅相对更低主要是基准电价更低。

我们预计公司 2026 年归母净利润同比+7.2%至 28.95 亿元，电价敏感性分析结果显示蒙西/送华北电量电价同比降幅每较我们预计多下降 0.5/0.5 分/千瓦时，公司 2026E 归母净利润同比增速较我们预期值下降 2.8/1.0pp。

盈利受煤价波动影响相对较小

燃料成本作为火电最主要的营业成本，对其盈利造成较大影响。相对于纯电公司，煤电一体化公司盈利受煤价波动的影响更小。我们测算内蒙华电 2025-2027 年权益电煤需求敞口分别为 32%/17%/16%，处于（权益电煤需求大于权益煤炭产量的）煤电一体化公司的中低水平，2025 年相对较高主因魏家崮煤矿热值下降，我们预计 2026-2027 年将随第二开采区开工恢复至正常热值。

未来盈利能力具有较大提升潜力

2024 年公司摊薄 ROE 已达到 13%，2025 年因煤炭热值下降或同比降低，我们认为公司未来盈利能力仍有较大提升潜力。短中期维度：1) 我们测算随第二开采区开工，魏家崮煤矿热值修复将带来 1.8 亿元归母净利润增厚；2) 注入正蓝旗风电/北方多伦 2024 年 ROE 高达 28.6%/18.8%，并表将提升公司盈利能力；中长期维度：截至 2025 年 9 月底，公司单机 20 万/33 万千瓦高能耗煤电装机容量占公司控股留蒙西消纳煤电总装机容量的 19%/41%，且运行年份均已超过 20 年，高煤耗机组不仅单位燃料成本相对更高，且在碳配额逐渐收紧的背景下碳支出成本高，是公司留蒙西消纳煤电盈利较弱的核心原因，我们认为未来具有“等容替代”潜力，以内蒙古通过电投 2*350MW 超超临界“等容替代”项目为例，测算替代后可节约单位燃料成本 4.9 分/千瓦时，对应度电净利润提升为 4.2 分。

我们与市场观点不同之处

市场对公司收购正蓝旗风电 70%股权和北方多伦 75.51%股权表示担忧，我们认为公司收购风电资产并表将提升普通股股东回报。市场主要担忧新能源市场化推进过程中新能源电价下降，盈利能力下降，但正蓝旗风电和北方多伦送华北电网，已 100%市场化，不受 136 号文政策变化影响，虽然市场竞争加剧，电价有一定下行风险，但远高于市场平均的盈利能力提供了足够的安全垫；且集团对注入风电资产 2025-2027 年净利润做出业绩承诺。我们假设公司本次收购配套融资金额为发行额上限 26.5 亿元，配套融资价格为 1 月 16 日收盘价的 8 折（保守），采用公司收购前后 2024 年归母净利润进行测算，收购后公司 EPS 将较收购前增厚 6.4%；按照 2025E 情况测算股息率，收购后股息率将较收购前提升约 0.3pp 至 4.5%。

内蒙区域煤电一体化经营龙头

华能集团旗下深耕内蒙煤电一体化发展主体

北方联合电力为公司大股东，华能集团是公司实控人。截至 2026 年 1 月 7 日，北方联合作为大股东，持有公司 56.40% 股权，其一致行动人华能结构调整 1 号证券投资私募基金持有公司 1.78% 股权，因此华能集团合计持有公司 40.08% 股权，是内蒙华电的实控人。其他持有 1% 股本以上的股东中，太平洋人寿保险的传统保险高分红股票管理组合持股比例 1.47%，我们认为凸显了长期资金对内蒙华电的青睐。

图表1：截至 2026 年 1 月 7 日公司股权结构



资料来源：Wind、华泰研究

内蒙华电聚焦于内蒙古地区电力发展。截至 2024 年底，公司控股在运装机 1328 万千瓦，全部位于内蒙古区域，占集团控股总装机的 5%，其中煤电/风电/光伏装机分别为 1140/138/50 万千瓦。华能集团旗下另外两家电力上市公司：华能国际属于全国型电力公司，装机规模大且装机种类丰富；华能水电在运装机主要聚焦于云南区域水电，后续水风光一体化项目为其重点发展方向。截至 2024 年底，华能集团已上市的电力装机容量占比达 70%，其中水电和火电证券化率较高，分别为 94%/82%。

图表2：截至 2024 年底华能集团旗下上市电力公司装机情况（万千瓦）

	煤电	气电	水电	风电	光伏	其他电源	电源品种合计
华能国际	9314	1351	37	1811	1984	16	14513
内蒙华电	1140			138	50		1328
华能水电			2731	14	357		3101
上市公司合计	10454	1351	2768	1962	2390	16	18941
上市资产占比	82%		94%	43%	48%	73%	70%
华能集团	14383		2929	4610	4982	22	26926

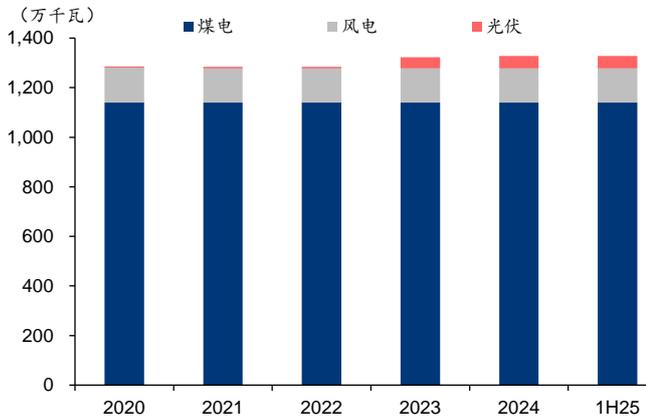
注：1) 由于集团分电源装机最新仅更新至 2024 年底，故统一展示截至 2024 年底数据；2) 集团对内蒙华电本次注入风电资产于 2025/12/31 完成过户，上表数据为不考虑本次资产注入口径

资料来源：华能集团债券募集说明书、各上市公司公告、华泰研究

2020 年以来公司煤电装机维持稳定，新增少量新能源装机。截至 2025 年 6 月底，公司装机容量与 2024 年末持平，较 2020 年底仅新增 42.52 万千瓦新能源装机，主要是光伏装机。截至 2025 年 6 月底，公司在建新能源装机合计 204 万千瓦，其中包括风电/光伏项目 189/15 万千瓦。2025 年 2 月，公司启动收购控股股东北方公司所属正蓝旗风电 110 万千瓦风电项目 70% 股权及北方多伦 50 万千瓦风电项目 75.51% 股权事宜，截至目前公司已完成发行股份及现金购买资产工作，配套融资工作尚在进行中。

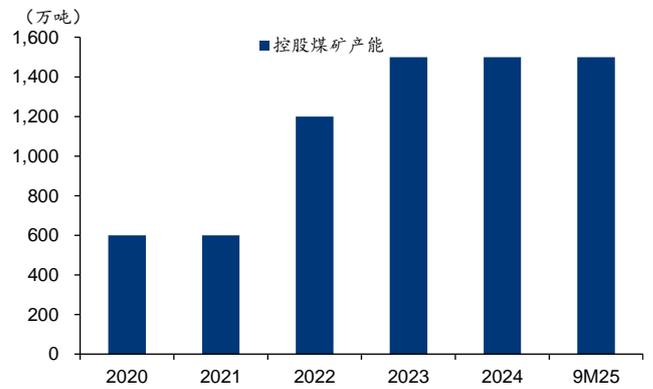
此外，公司控股年产能 1500 万吨的魏家峁煤矿。截至 2025 年三季度末，公司控股煤炭年产能 1500 万吨，其中两次产能核增分别发生在 2022 年和 2023 年，主要是十三五期间供给侧改革导致煤炭供给无法跟上煤炭需求增长，煤炭供需格局紧张导致 2021 年煤价高涨。魏家峁煤矿生产的煤炭优先满足魏家峁电厂的电煤需求，剩余部分根据市场煤价情况灵活控制内销（销售给内蒙华电控股其他电厂）和外销比例。

图表3：2020 年以来公司煤电装机维持稳定



注：本次注入资产于 2025/12/31 完成过户，1H25 数据不含注入资产
资料来源：公司公告、华泰研究

图表4：公司控股煤矿年产能呈现提升趋势

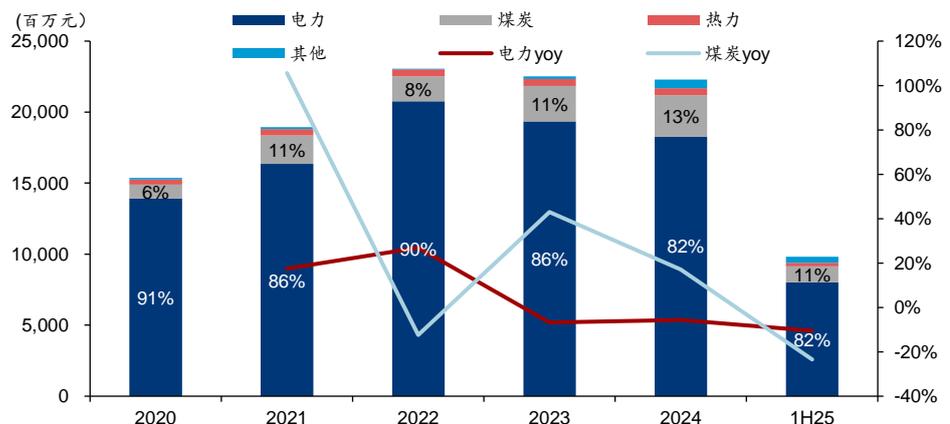


资料来源：公司公告、华泰研究

煤电一体化经营构建盈利稳健性

电力是公司核心收入来源。自 2020 年以来，公司电力收入占比在 82% 及以上。2021/2022 年，公司电力营收同比增长 17.6%/26.9% 主要是煤价高涨导致公司平均售电单价同比增长 18.6%/18.8%。由于内蒙古新能源装机快速增长，新能源挤占火电发电空间，公司煤电发电量自 2023 年起呈现下行趋势，但 2024-2025 年内蒙古地区煤电装机享受每年 100 元/千瓦的容量电价，一定程度上减轻了煤电利用小时下降对煤电机组盈利造成的负面影响；2023 年-2024 年煤价回落导致公司平均售电单价同比下降 6.2%/2.2%，因此 2023/2024 年电力收入同比下降 6.8%/5.6%。1H25，因内蒙调峰需求增加促使公司调峰收入增长及利用小时同比下降带来度电容量电价提升，公司平均售电单价同比+4.7%，逆全国交易电价下行趋势。

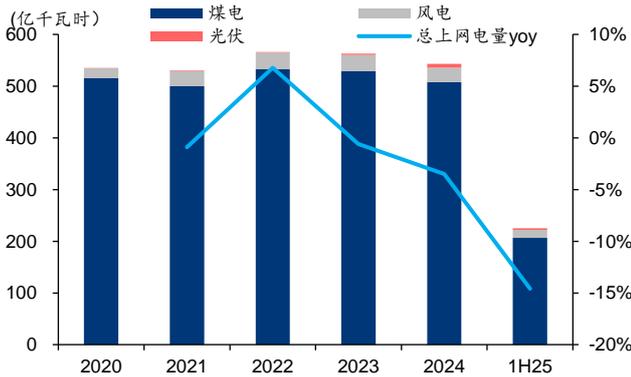
图表5：2020 年以来，公司电力收入占比在 82% 及以上



注：本次注入资产于 2025/12/31 完成过户，1H25 数据不含注入资产
资料来源：公司公告、华泰研究

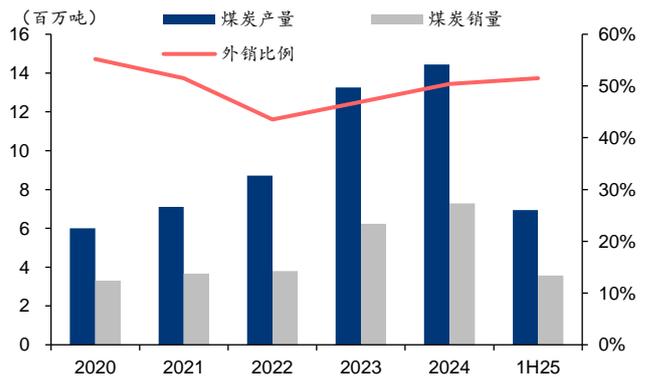
多数情况下公司煤炭外销比例在 50%左右,煤炭外销是公司第二大收入来源。2020 年-1H25, 公司煤炭收入占比处于 6%-13%的水平。除煤价水平较高的 2022 年,公司增加内部煤炭供给导致煤炭外销比例下降至 44%, 2020 年-1H25 的多数年份公司煤炭外销比例在 50%左右。2020-2024 年,公司煤炭销售量持续提升,煤炭收入波动主要受煤价影响,2022 年公司煤炭收入同比-12.4%,主要是 2021 年煤价高涨至异常水平,2022 年市场煤价回落,公司煤炭外销价格同比-15.5%至 460.66 元/吨。1H25,公司煤炭收入同比-23.5%,主要是魏家峁煤矿第一采矿区开采至边缘区导致煤炭热值阶段性下降,外销煤价同比-24.7%至 314.04 元/吨,我们认为随着第二开采区投入使用,公司煤炭热值有望修复。

图表6: 2023 年以来受新能源挤压影响煤电电量呈现下行趋势



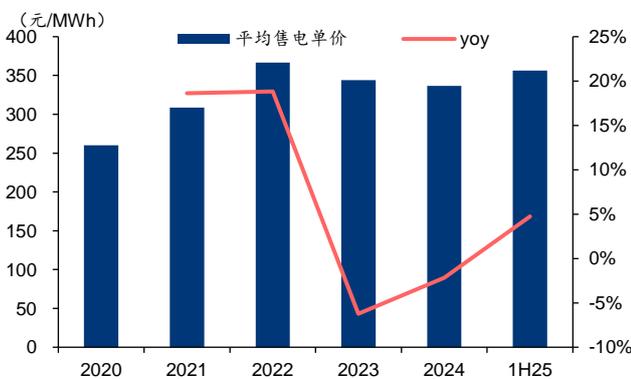
注: 本次注入资产于 2025/12/31 完成过户, 1H25 数据不含注入资产
资料来源: 公司公告、华泰研究

图表7: 多数情况下公司煤炭外销比例在 50%左右



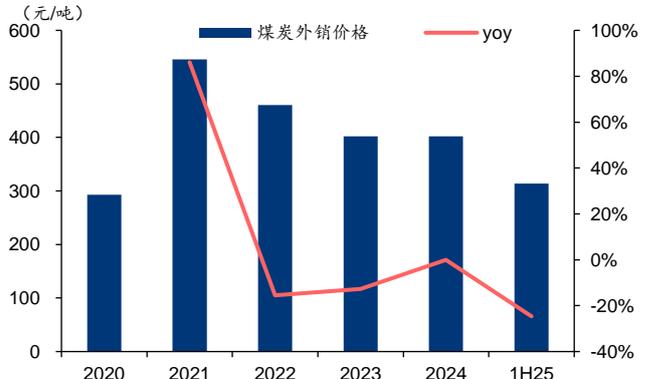
注: 本次注入资产于 2025/12/31 完成过户, 1H25 数据不含注入资产
资料来源: 公司公告、华泰研究

图表8: 煤价高涨时期平均售电电价显著更高



注: 本次注入资产于 2025/12/31 完成过户, 1H25 数据不含注入资产
资料来源: 公司公告、华泰研究

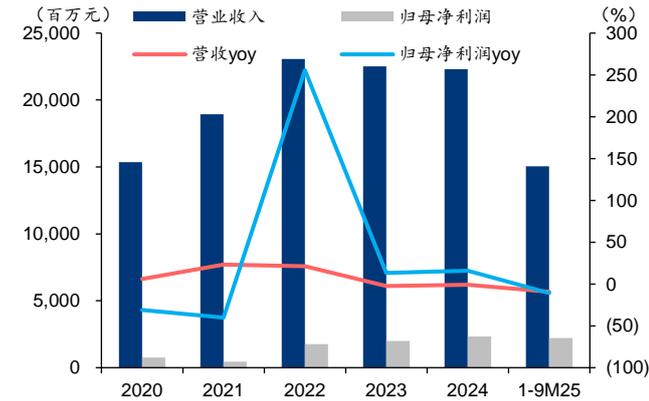
图表9: 1H25 因煤炭热值问题煤炭外销价格暂承压



注: 本次注入资产于 2025/12/31 完成过户, 1H25 数据不含注入资产
资料来源: 公司公告、华泰研究

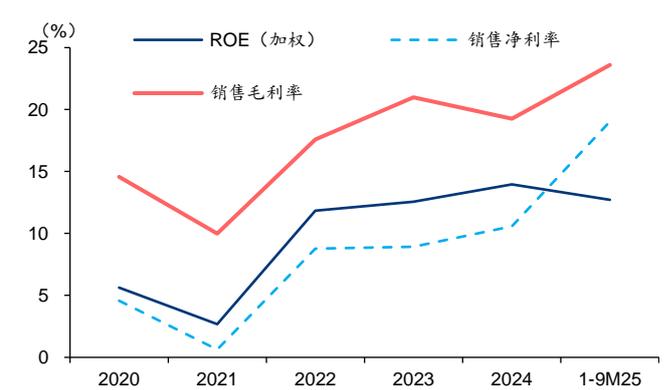
煤电一体化经营增强了公司盈利的稳健性,火电普遍亏损的 2021/2022 年公司仍实现盈利。在煤价高涨的 2021、2022 年,多数火电公司处于亏损状态,但公司仍实现盈利,且 2022 年公司归母净利润同比大幅增长 255.62%,且自 2022 年以来公司 ROE (加权) 处于 11% 以上水平。我们认为主要是: 1) 公司既有煤又有电,此消彼长,本身经营稳健性相较纯电或纯煤炭公司更高; 2) 蒙西区域市场化水平较高,在 2021 年 10 月出台新的电改政策前,煤价高涨已促使蒙西区域煤电市场化电价开始实现较基准电价的上浮,电改政策后,因高耗能企业不受市场化电价较基准电价最高上浮 20%限制,2022 年蒙西市场化电价较基准电价综合上浮比例高于 20%。1-9M25,公司归母净利润同比-10.6%至 22.1 亿元,主要是受煤炭热值阶段性下降影响。

图10: 煤价高涨的 2021、2022 年公司整体仍实现盈利



注: 本次注入资产于 2025/12/31 完成过户, 1-9M25 数据不含注入资产
 资料来源: 公司公告、华泰研究

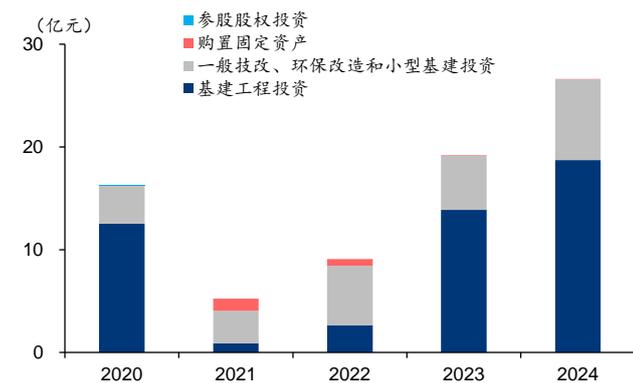
图11: 自 2022 年以来, 公司 ROE (加权) 在 11% 以上



注: 本次注入资产于 2025/12/31 完成过户, 1-9M25 数据不含注入资产
 资料来源: 公司公告、华泰研究

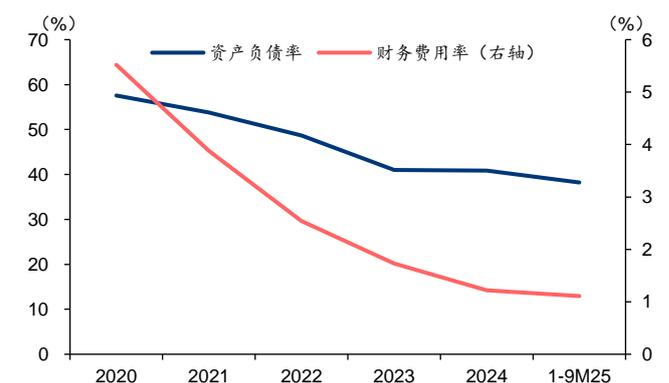
2020 年以来, 公司资产负债率和财务费用率持续下降。“十四五”初期, 公司发展新能源较为谨慎, 2023-2024 年随着在建新能源装机增加, 公司资本开支有所增长。但得益于公司充沛的现金流, 债务偿还带动资产负债率持续下降, 叠加借贷利率下行, 公司财务费用率自 2020 年的 5.5% 大幅下降至 1-9M25 的 1.1%。

图12: 2021 年以来公司资本开支呈现上升趋势



资料来源: 公司公告、华泰研究

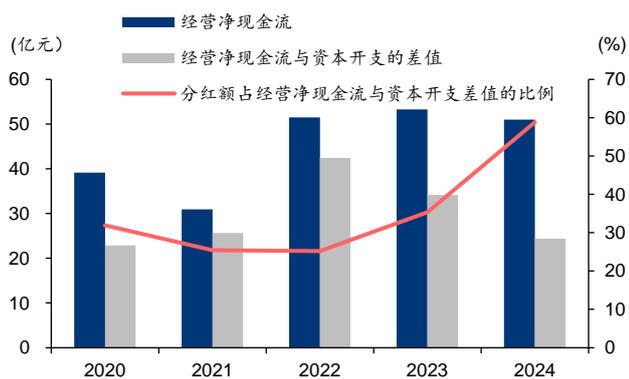
图13: 公司资产负债率及财务费用率呈现下行趋势



注: 本次注入资产于 2025/12/31 完成过户, 1-9M25 数据不含注入资产
 资料来源: 公司公告、华泰研究

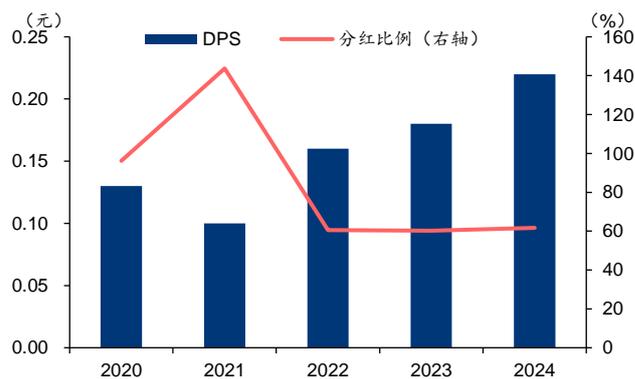
2020-2024 年, 公司分红比例维持在 60% 以上的高水平。公司经营净现金流充沛, 且资本开支水平相对较低, 因此经营净现金流与资本开支的差值 2020-2024 年平均数为 29.9 亿元, 2020-2024 年公司平均分红额为 10.2 亿元, 平均分红额/经营净现金流与资本开支的差值平均数 (简单用于评价公司现金流充裕度) 为 34%, 说明公司自身现金流足以支撑公司 60% 以上的高分红比例。2019-2021 年, 2022-2024 年, 公司均承诺每年现金分红不低于当年实现的合并报表可供分配利润的 70%。且 2025-2027 年延续该承诺, 公司实际分红比例低于 70% 主要是测算分母为合并报表归属于母公司净利润, 合并报表可供分配利润=合并报表归属于母公司净利润-永续债利息-每年计提的盈余公积。

图表14: 公司充沛的现金流支撑高分红比例



资料来源: 公司公告、华泰研究

图表15: 2020-2024 年公司分红比例始终高于 60%



注: 分红比例=分红额/合并报表归属于母公司净利润

资料来源: 公司公告、华泰研究

市场对内蒙华电煤电相关疑问探讨

公司控、参股煤电消纳方式和定价机制如何？

截至 2025 年 6 月底，公司控股、参股火电厂合计装机容量于内蒙古市占率为 17.4%。公司所有控股、参股电厂位于蒙西。根据内蒙古电力行业协会统计，2025 年上半年，内蒙古 6000 千瓦及以上火电厂装机容量为 12266 万千瓦，公司控股、参股火电厂（未考虑股权比例）合计装机容量 2134 万千瓦，市占率达 17.4%。若仅考虑公司控股火电，其内蒙古地区市占率为 9.3%。

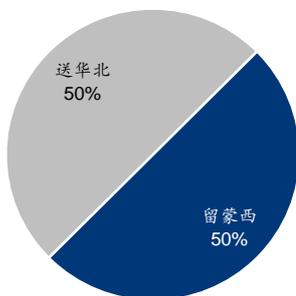
图表 16：内蒙华电控股、参股煤电合计权益装机情况

电厂名称	内蒙华电持股比例	装机容量（万千瓦）	内蒙华电权益装机容量（万千瓦）
合计	42%	2,134	895
留蒙西	48%	700	338
丰泰公司	45%	40	18
京达公司	40%	66	26
聚达公司	21%	120	26
蒙达公司	53%	132	70
丰电能源	51%	80	41
和林发电	57%	132	75
乌海发电	100%	66	66
包头东华热电（权益法）	25%	64	16
送华北	39%	1,434	557
上都发电	51%	240	122
上都第二发电	51%	132	67
魏家峁	100%	132	132
大唐托克托发电（成本法）	15%	360	54
大唐托克托第二发电（成本法）	15%	252	38
国华准格尔（权益法）	30%	66	20
岱海发电（权益法）	49%	252	123

资料来源：公司公告、华泰研究

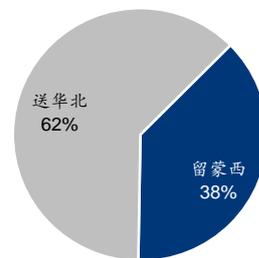
截至 2025 年 6 月底，公司控股/权益煤电装机的 50%/62%送华北电网消纳。公司所有控股、参股电厂按消纳地可区分为留蒙西电网和送华北电网。考虑控股、参股机组，公司权益煤电装机容量合计 895 万千瓦，其中 62%送华北电网，38%留蒙西电网消纳。若仅考虑控股机组，公司权益煤电装机容量 644 万千瓦，留蒙西电网和送华北电网容量占比各 50%。

图表 17：公司控股煤电的权益装机容量 50%留蒙西、50%送华北



资料来源：公司公告、华泰研究

图表 18：公司控股、参股煤电权益装机的 62%送华北电网



资料来源：公司公告、华泰研究

公司参股煤电厂中，大唐托克托发电和第二发电为成本法核算，其他为权益法。公司分别持有大唐托克托发电和托克托第二发电各 15% 股权，为成本法核算，对合并利润表的影响：上述两家企业当年分红额计入内蒙华电当年投资收益科目，由于当年收到的分红额是基于上一年归母净利润分配，因此内蒙华电当年投资收益受大唐托克托发电和第二发电上一年归母净利润影响。此外，公司参股的岱海发电、国华准格尔发电、包头东华热电均为权益法核算，公司分别持有其 49%/30%/25% 股权。

图表19：公司控股火电厂分布图



资料来源：公司官网、华泰研究

送华北电网电厂的电量电价机制各异，落地区域也不仅是京津唐。公司外送华北电网的控股、参股煤电电量落地区域主要是京津唐（北京、天津、冀北），但也会送到河北南网、山东、江苏等地区。上都发电、上都第二发电、大唐托克托发电和托克托第二发电上网电价的基本定价原则均大致为落地省份市场化电价倒推得到上网电价，但上都发电和上都第二发电在此基础上有价格限制，倒推回来的上网电价若高于/低于上都自身基准电价的1.2x/0.8x，按上限/下限结算。魏家峁煤电上网电价大致参考蒙西燃煤基准电价 0.2892 元/千瓦时（具体较为复杂，大致数字）上下浮动，浮动比例取落地省份加权平均市场化电价浮动比例。

图表20：内蒙华电送华北电网机组电力电价定价机制

电厂名称	跨省、跨区外送核心线路	落地区域	电力电价定价机制
上都发电、上都第二发电 正蓝旗和北伦风电（注入资产）	通过上都-承德双回500kV线路送电至河北承德的1000kV承德特高压变电站，并在此汇入“锡盟-北京东-天津南”1000kV特高压交流线路的主网架，最终输送至北京东（廊坊）特高压变电站和天津南特高压变电站	京津唐、山东、河北南网、江苏等	煤电大致为：落地端市场化电价倒推得到上网电价（上网电价在上都自身基准电价基础上有上下浮动20%限制，若落地端电价倒推回来在范围内，按倒推电价结算，若高于/低于上限/下限按照上限/下限电价结算）
魏家峁煤电	蒙西-天津南1000千伏特高压	京津唐、河北南网、山东	大致在蒙西燃煤基准电价基础上参考落地省份加权平均上下浮动比例（上下浮动比例为落地端市场化电价较各落地省份自身燃煤基准电价浮动比例）形成大致为落地端电价倒推得到上网电价
大唐托克托发电、大唐托克托第二发电（参股）	托克托电厂—安定双回500千伏交流输电线路（点对网）	京津唐	

资料来源：内蒙古自治区生态环境厅、鄂尔多斯能源局、国资委官网、北极星火力发电网、华泰研究

上都电价高低取决于是否能够在高电价区域多签电量，魏家峁低基准价促使电价相对稳健。上都发电和上都第二发电点对网送京津冀，由于国网省间电力交易，还可能送至河北南网、山东和江苏等地。2026年上述区域电量电价同比降幅或呈现一定差异，我们认为上都电价的同比降幅大概率会小于上述省份的算术平均降幅，具体情况取决于营销部门能否与电量电价同比下降幅度相对小的省份签约更高比重的电量。魏家峁的基准价为蒙西燃煤基准电价0.2829元/千瓦时+0.005元/千瓦时环保补贴=0.2879元/千瓦时，显著小于落地省份燃煤基准倒推回来的价格水平，我们测算北京/天津/冀北/河北南网/山东2025年市场化电价较燃煤基准电价上浮比例的算术平均为11.3%，举例：哪怕假设2026年上述省份市场化电价较基准电价上浮比例同比下降10pp，魏家峁电量电价同比-2.88分/千瓦时，叠加容量电价提升1.46分/千瓦时，含税综合电价同比仅下降1.42分/千瓦时，实际情况大概率较我们的测算更理想，因电量权重里可能电价同比降幅相对小的电量占比更高。

留蒙西煤电机组全电量现货+中长期差价合约结算电能量电费。根据内蒙古2026年电力交易方案，发电侧2026年月度及以上中长期交易电量/年度交易电量不低于上一年上网电量的80%/60%，较2025年下降10/20pp；燃煤机组交易电价上限为燃煤基准电价0.2829元/千瓦时的1.2倍（0.3394元/千瓦时），下限为0。蒙西煤电机组上网电价结算上，采用全电量现货+中长期差价合约结算模式，而非像其他省份一般为年度/月度/现货交易电量按各类交易实际签约电价/出清电价结算。

煤电机组要想获得高结算电价，一般会在高现货电价时多发电，但需要平衡中长期差价合约部分的盈利情况。P现货为发电厂自身的现货节点电价，而中长期差价合约中的P结算参考点为全市场出清价格。比如在早晨5点，由于光伏无法出力，电力市场供需相对处于日内的偏紧状态，现货节点价格高，煤电机组负荷提升，多发电获取高的现货节点电价。但现货节点电价并非一味的越高越好，比如2023年4月，由于淡季机组大规模检修，导致部分用电需求较高时点阻塞严重，P结算参考点即全市场出清价格也大幅提升，相对低现货节点电价的煤电机组甚至出现结算电价为负的情况。

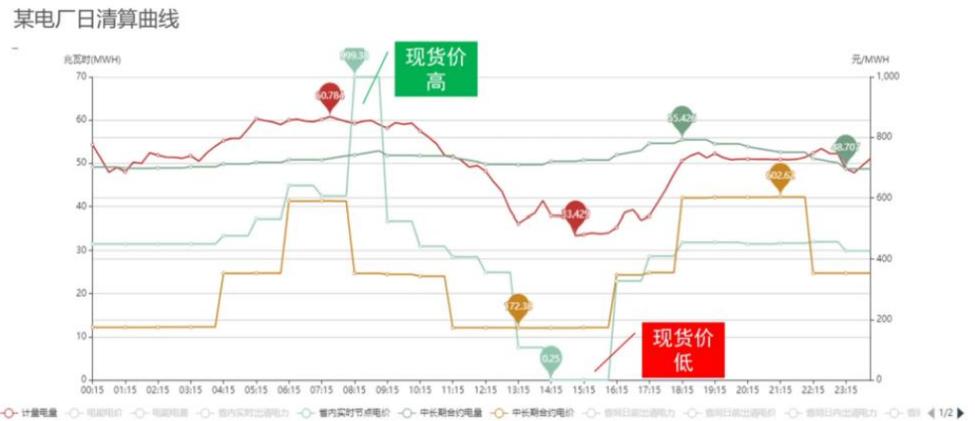
内蒙的电能量交易结算规则下，1)对电力公司交易能力要求高；2)中长期合约电价签的高不代表这份合约盈利一定高；3)现货电价不是越高越好，当大多数现货节点电价都高时全市场出清电价即P结算参考点也高，中长期差价合约部分可能亏损，最优的状态是在全市场出清电价一定的情况下，获得更高的P现货电价。

图表21：内蒙古发电侧电价结算公式

$$R_{\text{发电}, i} = \sum_{t=0}^T \left[Q_{\text{上网}, i}^t \times P_{\text{现货}, i}^t + \sum_{j=0}^M Q_{\text{合约}, i, j}^t \times (P_{\text{合约}, i, j}^t - P_{\text{结算参考点}}^t) \right]$$

资料来源：内蒙古电力交易公司、华泰研究

图表22：煤电在现货电价高时实际发电量高于中长期合约电量，现货电价低时实际发电量低于中长期合约电量



资料来源：内蒙古电力交易公司、华泰研究

电煤需求是否有缺口？

我们测算内蒙华电 2025-2027 年权益电煤需求缺口 16%-32%。控股权益电量耗费标煤为各电厂耗用加总得到，参股权益电量耗费标煤，国华准格尔和包头东华热电机组单机容量分别为 33/32 万千瓦，参考内蒙华电同类型机组，假设为 330g/kWh 供电煤耗，其余参股煤电机组为 60-66 万千瓦机组，假设供电煤耗为 300g/kWh。魏家峁煤矿正常情况下热值为 4800-5000 大卡，2025 年因开采至第一采区边缘区热值下降，我们假设 2025 年魏家峁煤矿生产煤炭热值约为 4450 大卡，2026-2027 年恢复至约 4900 大卡。因此根据权益电煤需求缺口 = (权益电量耗费标煤量 - 魏家峁标煤产量) / 权益电量耗费标煤量，我们预计 2025-2027 年，内蒙华电权益电煤需求缺口为 32%/17%/16%，2026-2027 年较 2025 年显著下降主要由于煤炭热值修复。

图表23：归母层面上，内蒙华电电煤需求高于煤炭产量

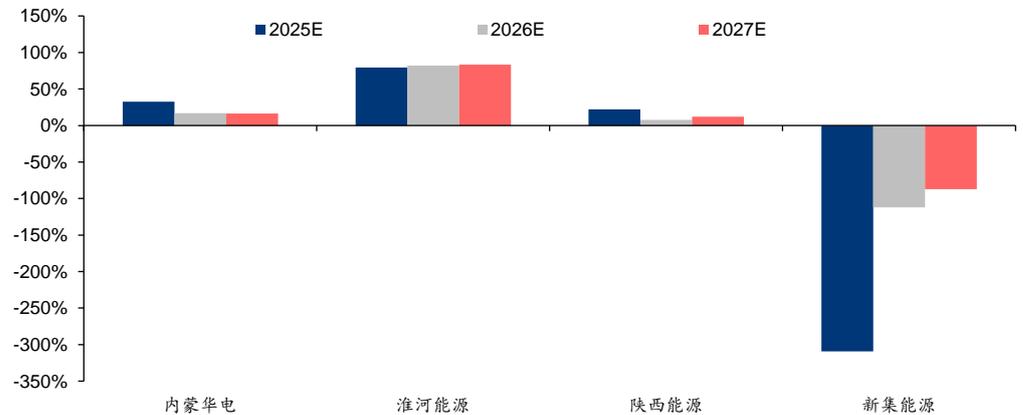
	2025E	2026E	2027E
权益电量 (亿度)	372	370	367
控股权益	259	256	254
参股权益	113	113	113
耗费标煤 (百万吨)	1217	1208	1200
控股权益	872	863	854
参股权益	345	345	345
魏家峁产量标煤口径 (百万吨)	919	1033	1033
权益电煤需求缺口	32%	17%	16%

注：权益电煤需求缺口 = (权益电量耗费标煤量 - 魏家峁标煤产量) / 权益电量耗费标煤量

资料来源：公司公告、华泰研究预测

煤电一体化上市公司中，内蒙华电权益电煤需求敞口处于中低水平。我们采用内蒙华电类似逻辑为其他煤电一体化公司的权益电煤需求敞口进行测算，发现：1) 新集能源煤炭产量高于电煤需求，陕西能源、淮河能源、内蒙华电电煤需求高于煤炭产能；2) 陕西能源2025-2027年权益电煤需求敞口22%/8%/12%，理论上业绩相对其他三家受煤价波动影响更小，内蒙华电仅次于陕西能源。

图表24：煤电一体化公司中，内蒙华电权益电煤需求敞口处于中低水平



资料来源：各公司公告、华泰研究预测

留蒙西、送华北电网煤电机组盈利能力孰强？

魏家峁公司既产煤也生产电，是真正的煤电一体化主体。市场在定义煤电一体化时往往较为宽泛，只要上市公司既有控股煤电又有控股煤炭即可，甚至国电电力因80%以上长协煤由集团供应的标的也会被市场称为煤电一体化主体。但真正的煤电一体化指同一法人下既有煤又有电，这类煤电一般为坑口电厂，煤矿直接通过皮带将煤炭运输至电厂，燃料成本计算几乎只考虑煤炭生产成本。

得益于魏家峁煤电的低煤炭成本优势，其度电盈利远高于公司其他电厂。由于公司只披露魏家峁公司整体净利润，我们用魏家峁公司整体利润减去魏家峁煤矿利润倒推魏家峁发电利润，其中核心假设为2020-2022年单吨煤炭的期间销售费用等于2023年，此假设对魏家峁发电利润的测算而言相对保守。我们测算2020-2024年，魏家峁煤电度电利润总额为7.7-23.1分/千瓦时，总体呈现上行趋势主要得益于其自身煤炭成本的相对稳健，但市场煤价提升倒逼煤电电价上涨。

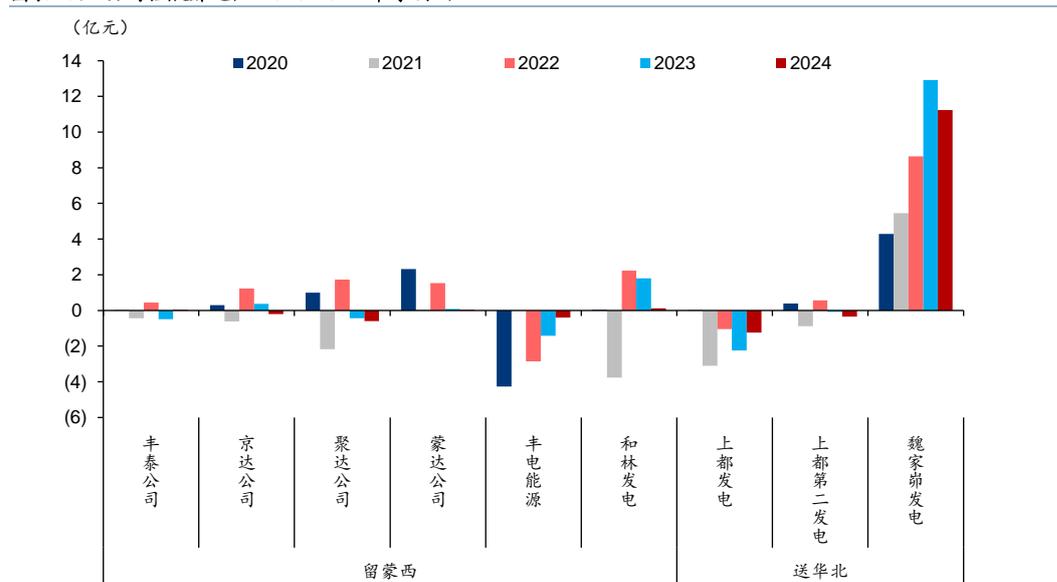
图表25：魏家峁发电部分盈利测算

	2020	2021	2022	2023	2024
煤炭产量 (万吨)	600	710	872	1326	1444
煤炭销量 (万吨)	331	366	380	623	728
销售收入(亿元)	9.71	19.96	17.48	25.01	29.28
单吨销售价格 (元/吨, 不含税)	293	545	461	402	402
销售成本 (亿元)	5.58	6.73	6.55	8.48	10.7
单吨销售成本 (元/吨)	168	184	173	136	147
毛利 (亿元)	4.13	13.23	10.93	16.53	18.58
单吨毛利 (元/吨)	125	361	288	265	255
期间费用 (亿元)	2.2	2.4	2.5	4.11	3.8
单吨销售期间费用 (元/吨)	66	66	66	66	52
单吨完全成本 (元/吨)	234	250	239	202	199
煤炭利润总额 (亿元)	1.9	10.8	8.4	12.42	14.78
单吨利润总额 (元/吨)	59	296	222	199	203
魏家峁公司净利润 (亿元)	5.94	14.64	15.79	23.48	23.79
魏家峁公司利润总额 (亿元)	6.98	17.23	18.58	27.62	27.99
魏家峁发电利润总额 (亿元)	5.04	6.41	10.15	15.20	13.21
魏家峁上网电量 (亿千瓦时)	65.77	60.79	64.37	62.62	57.16
度电利润总额 (元/千瓦时)	0.077	0.105	0.158	0.243	0.231

注：魏家峁公司所得税比例为 15%

资料来源：公司公告、华泰研究

图表26：公司控股煤电厂 2020-2024 年净利润



注：乌海发电未披露、魏家峁发电利润为华泰测算值

资料来源：公司公告、华泰研究

图表27: 公司控股煤电厂 2020-2024 年度电净利润 (分/千瓦时)

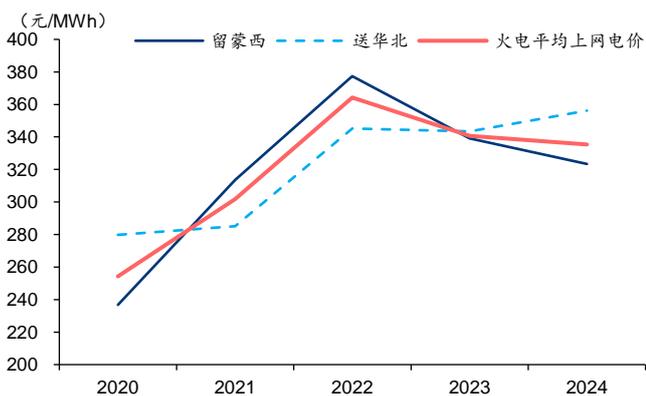
电厂名称	装机容量	2020	2021	2022	2023	2024	2020-24 平均
蒙西							
丰泰公司	2×200MW	0.01	-2.41	2.33	-2.48	0.14	-0.47
京达公司	2×330MW	0.99	-1.98	3.74	1.02	-0.62	0.66
聚达公司	2×600MW	1.75	-4.12	3.08	-0.75	-1.10	-0.17
蒙达公司	4×330MW	4.01	0.05	2.39	0.13	0.04	1.28
丰电能源	4×200MW	-10.15	-0.02	-7.08	-3.30	-0.95	-4.36
和林发电	2×660MW	0.05	-5.83	3.29	2.54	0.17	0.12
送华北							
上都发电	4×600MW	0.02	-3.25	-1.02	-2.49	-1.43	-1.62
上都第二发电	2×660MW	0.78	-1.73	1.14	-0.15	-0.83	-0.14
魏家峁发电	2×660MW	6.51	8.97	13.41	20.64	19.65	13.68

注: 乌海发电未披露、魏家峁发电利润为华泰测算值

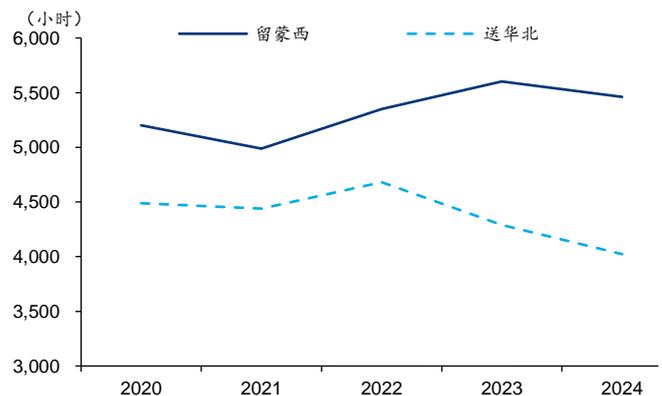
资料来源: 公司公告、华泰研究

除魏家峁发电外, 公司留蒙西和送华北电网机组度电净利润并无显著差异。2021 年煤价高涨倒逼煤电市场化电价改革, 在正式文件出台 (2021 年 10 月) 前, 蒙西作为更加市场化的市场, 率先放开燃煤市场化电价较燃煤基准电价上浮至 10% 的限制; 2022 年, 由于蒙西煤电与高耗能交易电价不受较燃煤基准电价上浮 20% 限制, 且当时煤价高企, 蒙西电厂平均电价甚至高于燃煤基准电价的 1.2 倍。因此, 2022 年是 2020-2024 年中公司多数控股煤电厂盈利能力最好的一年, 除丰电能源和未披露的乌海发电外, 其他留蒙西电厂全部实现盈利。

2023-2024 年, 上都发电和第二发电较 2022 年盈利能力下降主要是利用小时下降较多。公司送华北电网电价反超蒙西电网电价, 我们认为主要是: 1) 蒙西作为更加市场化的市场, 伴随 2023-2024 年煤价回落, 蒙西电网电价开始下降; 2) 华北地区电厂煤价下降相对缓慢, 利用小时数相对更低, 盈利能力修复相对其他区域更慢, 2024 年华北区域市场化交易电价不降反升。

图表28: 市场化程度更高的蒙西在 2021-2022 年煤电电价显著更高


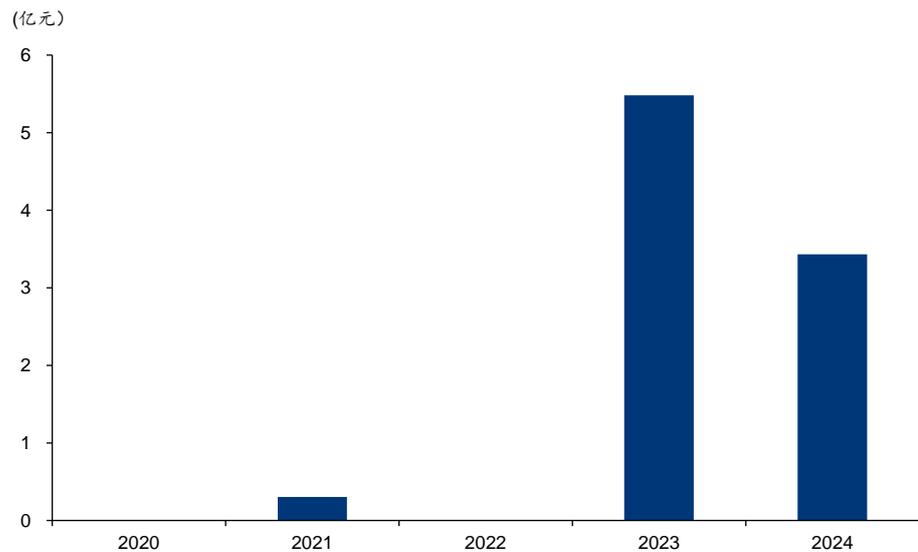
资料来源: 公司公告、华泰研究

图表29: 公司留蒙西消纳煤电利用小时数高于送华北电网煤电


资料来源: 公司公告、华泰研究

公司控股留蒙西煤电盈利能力较弱核心是机组小、煤耗高, 高成本有望反面对未来交易电价形成支撑。从 2024 年公司留蒙西电厂度电盈利看, 丰泰、蒙达、和林发电度电净利润为 0.14/0.04/0.17 分, 处于微盈利状态, 而京达、聚达、丰电能源度电净亏损 0.62/1.1/0.95 分, 但我们测算 2024 年国电电力、浙能电力的火电度电净利润在 2 分以上, 华能国际在 1 分以上, 公司留蒙西煤电度电盈利相对较差, 我们认为核心是:

- 1) 公司留蒙西消纳煤电厂以单机 200-330MW 的高能耗小机组为主，供电煤耗在 330g/kWh 左右，假设 584.62 元/吨入炉标煤单价（公司 2024 年水平）情况下，单位燃料成本比超超临界机组 280g/kWh 左右（非最优运行状态）高 2.9 分/千瓦时。此外随着全国碳配额免费发放趋严，公司小机组煤耗高带来碳排放支出压力较大，2023 年（结算 2021-22 年履约周期）公司碳排放支出为 5.48 亿元，较 2021 年（结算 2019-20 年履约周期）的 0.3 亿元显著提升，2024 年碳排放支出（清缴 2023 年碳配额情况）为 3.43 亿元。
- 2) 蒙西火电市场化电价在全国平均火电电价仍处于相对高位的 2023-2024 年快速下降，我们认为蒙西火电市场化电价或相较于全国其他多数省份先触底，2025 年，当全国多数省份火电市场化电价开始有显著下降时，1-9M25 公司平均售电单价同比+2.01%。

图表30：公司 2020-2024 年碳排放权支出

注：2023 年是全国碳市场 2021-22 年履约周期结算截止年，2021 年是 2019-20 年履约结算截止年
 资料来源：公司公告、华泰研究

乌海发电 2022-2024 年发生三次资产减值，或一定程度减轻未来盈利压力。公司未直接披露乌海发电利润情况，但其历史上计提三次减值损失。2022 年主要是基于谨慎原则计提对蒙华海电应收款的坏账准备 1.70 亿元，2023、2024 年均因发电机组运行年限较长，能耗高，且电价偏低，经营亏损，长期资产存在减值迹象分别计提资产减值 1.93/2.65 亿元。

图表31：乌海发电历次减值情况

时间（财年）	减值金额	减值类型	减值原因
2022 年	16963.91 万元	信用减值	因蒙华海电部分设施存在重大安全隐患，至报表日尚未完成发电设备的升级改造，基于谨慎原则计提对蒙华海电应收款的坏账准备
2023 年	19318.67 万元	资产减值	发电机组运行年限较长，且电价偏低，经营亏损，长期资产存在减值迹象
2024 年	固定资产减值准备 23,107.92 万元 无形资产减值准备 3,412.48 万元	资产减值	运行年限较长，能耗水平较高，同时受地区新能源装机容量快速增长、火电机组深度调峰、设备利用小时持续下滑影响，经营处于亏损状态，机组存在减值迹象

资料来源：公司公告、华泰研究

煤电电价变化趋势如何？对公司归母净利润影响多大？

不包含注入资产，预计公司 2025-2027 年，权益电量中 43.3%/44.7%/44.6%留蒙西消纳，56.3%/54.9%/55.0%送华北电网消纳。考虑公司本次注入 160 万千瓦风电装机，则 2025-2027 年，公司权益电量中约 40.2%/41.5%/41.4%留蒙西消纳，59.4%/58.1%/58.3%送华北电网消纳。

图表32：内蒙华电控股、参股装机权益电量（不含本次注入 160 万千瓦风电）

	2025E	2026E	2027E
权益煤电电量	372	370	367
蒙西	155	153	152
华北	218	216	215
权益新能源电量	43	63	63
蒙西	25	40	40
蒙东	2	2	2
华北	16	21	21
合计	415	433	430
蒙西	43.3%	44.7%	44.6%
蒙东	0.4%	0.4%	0.4%
华北	56.3%	54.9%	55.0%

注：各电厂权益电量=公司控股、参股各电厂上网电量*公司对该电厂持股比例

资料来源：公司公告、华泰研究

图表33：内蒙华电控股、参股装机权益电量（含本次注入 160 万千瓦风电）

	2025E	2026E	2027E
权益煤电电量	372	370	367
蒙西	155	153	152
华北	218	216	215
权益新能源电量	76	96	97
蒙西	25	40	40
蒙东	2	2	2
华北	49	54	55
合计	448	466	464
蒙西	40.2%	41.5%	41.4%
蒙东	0.4%	0.4%	0.4%
华北	59.4%	58.1%	58.3%

注：各电厂权益电量=公司控股、参股各电厂上网电量*公司对该电厂持股比例

资料来源：公司公告、华泰研究

我们对内蒙华电 2026 年归母净利润预测基于蒙西/送华北电量电价同比下降 1.02/3.08 分，预计 2026 年归母净利润同比+7.2%至 28.95 亿元。对 2026E 内蒙华电归母净利润同比增速与蒙西（横轴）/送华北电价（分/千瓦时）同比变化进行敏感性分析，蒙西电量电价同比降幅每较我们预测值多下降 0.5 分/千瓦时，内蒙华电 2026E 归母净利润同比增速较我们预期值多下降 2.8pp；送华北电量电价同比降幅每较我们预测多下降 0.5 分/千瓦时，内蒙华电 2026E 归母净利润同比增速较我们预期值多下降 1.0pp。

图表34：2026E 内蒙华电归母净利润同比增速与蒙西（横轴）/送华北电量电价同比变化敏感性分析

	-2.52	-2.02	-1.52	-1.02	-0.52	-0.02	0.48
-4.58	-4.3%	-1.5%	1.4%	4.2%	7.0%	9.9%	12.7%
-4.08	-3.3%	-0.5%	2.4%	5.2%	8.0%	10.8%	13.7%
-3.58	-2.3%	0.5%	3.3%	6.2%	9.0%	11.8%	14.7%
-3.08	-1.3%	1.5%	4.3%	7.2%	10.0%	12.8%	15.7%
-2.58	-0.3%	2.5%	5.3%	8.2%	11.0%	13.8%	16.6%
-2.08	0.7%	3.5%	6.3%	9.1%	12.0%	14.8%	17.6%
-1.58	1.6%	4.5%	7.3%	10.1%	13.0%	15.8%	18.6%

注：1) 2025/12/31 本次资产注入已完成；2) 电价单位为（分/kWh，不含税）；3) 送华北电量电价下降不考虑本次注入风电资产，因为注入资产按照集团业绩承诺给予盈利预测

资料来源：公司公告、华泰研究预测

未来看点：盈利能力提升有望创造中长期分红额提升空间

短中期魏家峁煤矿热值修复有望带来利润同比增量

我们测算魏家峁煤矿热值恢复正常后有望提升公司归母净利润 1.8 亿元。魏家峁公司为公司全资控股子公司，所得税比例为 15%，测算基于的假设为：1) 正常热值维持一整年；2) 热值修复的那一整年市场煤价较 2025 年持平；3) 热值修复带来利润同比增量按照 2025E 公司煤炭外销量进行测算。

图表35：魏家峁煤矿热值恢复正常后有望提升公司归母净利润 1.8 亿元

2025E 公司外销煤价（不含税,元/吨, 4450 大卡热值）	305.8
转换为 4900 大卡热值下价格（不含税,元/吨）	336.7
2025E 外销量（万吨）	670
热值修复后有望增加收入（亿元）	2.1
热值修复后有望增加归母净利润（亿元）	1.8

注：上述测算基于 1) 正常热值维持 1 整年；2) 热值修复的那一整年市场煤价较 2025 年持平；3) 热值修复带来利润同比增量按照 2025E 公司煤炭外销量进行测算

资料来源：公司公告、华泰研究预测

注入风电资产有望提升公司整体盈利水平

公司收购正蓝旗风电/北方多伦的交易估值分别为 6.3/9.5x(以 2024 年归母净利润测算 PE)，显著低于新能源上市公司 PE。根据公司 2025/12/11 发布的《发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书》(草案,注册稿)，公司收购正蓝旗风电 70%股权和北方多伦 75.51%股权，交易对价为 28.72/24.64 亿元，对应 2024 年归母净利润的 PE 为 6.3/9.5x, 显著低于风电上市公司节能风电/龙源电力/三峡能源 2024A PE 的 15.3/20.8/19.4x。

图表36：内蒙华电收购风电资产对价和估值情况

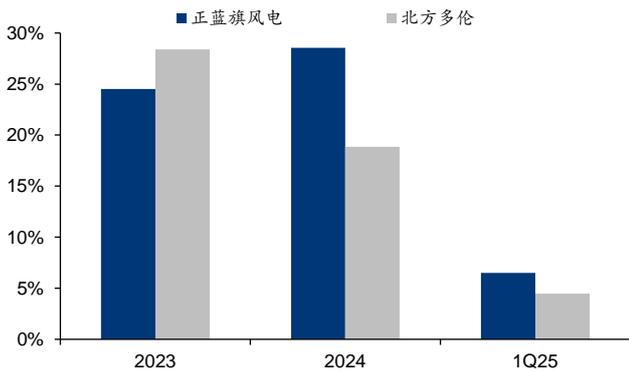
	现金对价（亿元）	股份对价（亿元）	向该交易对方支付的		2024 年归母净利润	交易 PE (x)
			总对价（亿元）			
正蓝旗风电 70%股权	2.01	26.71	28.72		4.55	6.3
北方多伦 75.51%股权	24.64	-	24.64		2.60	9.5
合计/平均	26.66	26.71	53.36		7.14	7.5

注：交易 PE 采用对价/2024 年归母净利润

资料来源：公司公告、华泰研究

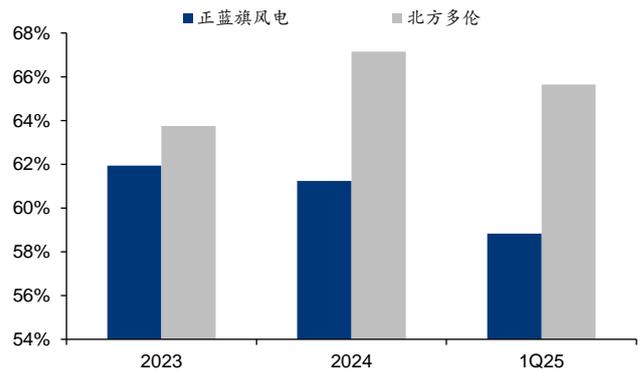
正蓝旗风电/北方多伦盈利能力强，2023-2024 年净利润率超 60%。正蓝旗风电 2023-2024 年 ROE 分别为 24.5%/28.6%，北方多伦 2023-2024 年 ROE 分别为 28.4%/18.8%，显著高于 2024 年节能风电/龙源电力/三峡能源的 ROE (摊薄,同口径) 7.6%/8.7%/7.0%，上市公司净资产中可能含有一定在建工程导致 ROE 被低估，但依旧可以凸显出正蓝旗风电/北方多伦的强盈利能力。2023-2024 年，内蒙华电 ROE (摊薄) 为 11.10%/13.74%，低于正蓝旗风电/北方多伦，因此上述资产的注入有望提升公司盈利能力。

图表37: 正蓝旗和北方多伦风电 2023-1Q25 ROE 情况



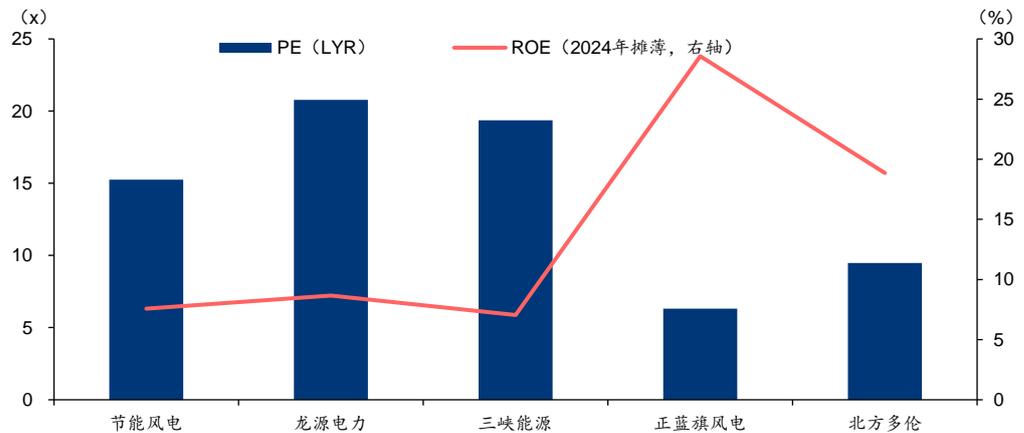
注: ROE=当期净利润/当期所有者权益
资料来源: 公司公告、华泰研究

图表38: 正蓝旗和北方多伦风电 2023-1Q25 净利率情况



资料来源: 公司公告、华泰研究

图表39: 公司收购风电资产盈利能力强, 收购估值低



注: 截至 2026/1/16 收盘日
资料来源: 公司公告、华泰研究

正蓝旗风电/北方多伦均为平价风电, 已全面市场化, 较高的送华北电价是其强盈利能力的关键。正蓝旗风电/北方多伦电量送华北电网消纳, 已全面市场化, 因此 136 号文不直接改变其电价形成机制, 136 号文全面推进新能源市场化, 将加剧市场竞争, 从而可能对市场化电价造成负面影响。根据公司收购注册稿披露, 2025 年正蓝旗风电/北方多伦的中长期合同平价单价为 0.4085/0.4063 元/千瓦时, 高于蒙西/蒙东燃煤基准电价 0.2829/0.3035 元/千瓦时 (燃煤基准电价为留本地消纳的平价项目保障消纳部分上网电价, 市场化电价水平或低于该数值), 因此我们认为哪怕随着市场竞争加剧, 正蓝旗风电/北方多伦上网电价有下行风险, 但盈利能力仍将优于留本地消纳风电。

图表40: 上网电价高是支撑公司收购风电资产强盈利能力的重要因素

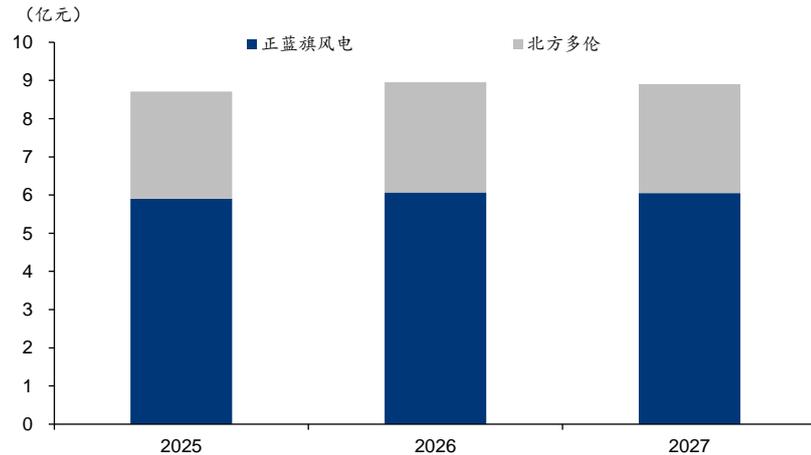
	2024	2025E
正蓝旗风电		
中长期合同平均单价 (元/千瓦时, 含税)	0.3972	0.4085
实际结算电价 (元/千瓦时, 含税)	0.3785	0.3809
偏差	4.7%	6.8%
北方多伦		
中长期合同平均单价 (元/千瓦时, 含税)	0.3967	0.4063
实际结算电价 (元/千瓦时, 含税)	0.3791	0.3794
偏差	4.4%	6.6%

注: 1) 预测数据为公司收购草案中公司对未来电价预测, 非华泰研究预测; 2) 偏差为辅助服务费、电量偏差考核、两个细则考核等费用的分摊造成

资料来源: 公司公告、华泰研究

集团对 2025-2027 年正蓝旗风电和北方多伦净利润做出 8.71/8.95/8.90 亿元保障承诺。截至目前，本次注入资产已完成过户手续，发行股份及现金购买资产部分已完成，配套融资尚未完成。考虑内蒙华电对正蓝旗风电和北方多伦持股比例，我们测算对应归母净利润承诺合计为 6.25/6.42/6.39 亿元。若业绩承诺期正蓝旗风电和北方多伦净利润不及集团承诺值，集团优先通过本次交易获得的内蒙华电的股份向内蒙华电进行补偿，股份补偿不足时，以现金补偿。当期应补偿金额 = (截至当期期末累积承诺净利润数 - 截至当期期末累积实现净利润数) ÷ 业绩承诺期间内各年的承诺净利润数总和 × 购买资产交易作价 - 累积已补偿金额；当期应补偿股份数量 = 当期应补偿金额 ÷ 本次发行股份及支付现金购买资产之股份发行价格。

图表41：集团对 2025-2027 年正蓝旗风电和北方多伦业绩承诺为 8.71/8.95/8.90 亿元（净利润）



注：业绩承诺所称“净利润”为经审计的扣除非经常性损益后的净利润
资料来源：公司公告、华泰研究

若“等容替代”有望改善煤电机组盈利能力

截至 2025 年 9 月底，公司单机 20 万/33 万千瓦高能耗煤电装机容量占比 11%/23%。我们测算公司控股煤电中，单机 20 万/33 万千瓦煤电装机容量占公司控股总煤电装机容量的 11%/23%，占公司控股留蒙西消纳煤电总装机容量的 19%/41%。

我们认为公司高能耗老旧小机组未来具有“等容替代”潜力。公司控股小煤电机组均已运行 20 年以上，其中丰泰公司、丰电能源运行时间为 23-24 年、30-32 年；京达公司、蒙达公司、乌海发电已运行 21、26-30、20 年。根据中电联提出，2009 年由中国电力出版社出版的《火电机组寿命评估技术导则》，火电机组设计寿命一般为 30 年。虽然煤电机组若运行状态良好，可以在接近设计寿命时选择延寿运行。但考虑公司在运老旧的小机组能耗较高，盈利能力相对弱，我们认为未来具有“等容替代”潜力。

图表42：内蒙华电控股煤电厂运行年限

电厂名称	装机容量	投产时间	运行时间
蒙西			
丰泰公司	2×200MW	2001/12/28-2022/8/11	23-24
京达公司	2×330MW	2004/8/9-10/29	21
聚达公司	2×600MW	2006/12/17-2007/6/16	19
蒙达公司	4×330MW	1995/2/1-1999/2/8	26-30
丰电能源	4×200MW	1993/6/1-1995/12/1	30-32
和林发电	2×660MW	2019/8/21-8/30	6
乌海发电	2×330MW	2005/8/31-12/15	20
送华北			
上都发电	4×600MW	2007/6/16-8/24	18
上都第二发电	2×660MW	2011/8/11-12/9	14
魏家峁	2×660MW	2017/1/13-3/3	8

资料来源：电力信息共享平台、华泰研究

以内蒙古通辽电投 2*350MW “等容替代”项目为例，我们测算单位燃料成本节约 4.9 分/千瓦时。2025 年 5 月 22 日，国内首套 350 兆瓦级超超临界燃煤发电机组——国家电投集团内蒙古公司通辽电投发电公司 2×350MW 智慧热电联产机组项目投产，该项目为此前 4*200MW 煤电“等容替代”，根据国电投官网披露，与原有机组相比，每年可节约标准煤 27 万吨，我们测算的关键假设为：1) 利用小时数假设为内蒙古 2024 年火电利用小时数+2025 年 1-10 月其火电利用小时数同比降幅，为 4845 小时；2) 厂用电率一般为 5% 左右；3) 入炉标煤单价参考内蒙华电 2024 年水平 584.62 元/吨；测算结果为“等容替代”后该项目可节约单位燃料成本 4.9 分/千瓦时，其他条件一定时，或可提升度电净利润 4.2 分。

图表43：国电投内蒙古公司通辽电投发电公司 2×350 兆瓦“等容替代”项目节约单位燃料成本测算

装机容量（万千瓦）	70
利用小时数（小时）	4,845
发电量（亿千瓦时）	34
厂用电率	5%
上网电量（亿千瓦时）	32
节约标煤量（万吨）	27
入炉标煤单价（元/吨）	584.62
节约燃料成本（亿元）	1.6
节约单位燃料成本（元/千瓦时）	0.049
所得税比例	15%
度电净利润提升幅度（元/千瓦时）	0.042

资料来源：国电投官网、华泰研究预测

若永续债完全偿还有望带来近 0.3pp 股息率增厚

公司通过偿还永续债积极提升可供分配利润。公司 2024 年年报披露：2024 年末已偿还 2021 年发行的 15 亿可续期债券本息 15.498 亿元，该永续债的利率为 3.32%，当年公司支付的永续债利息合计为 9718 万元，可以大致倒推出目前仍存续的 15 亿元永续债年利息约 4738 万元。公司分红承诺为不少于当年实现的合并报表可供分配利润的 70%，公司可供分配利润=归母净利润-永续债利息-盈余公积，2024 年公司通过偿还 15 亿元永续债，已为 2025E 股息率带来 0.15pp 增量贡献，若后续继续偿还剩余 15 亿永续债，单从永续债影响上，未来股息率或较 2024 年提升近 0.3pp。

图表44：公司偿还永续债对股息率影响

	2024	2025E	未来若永续债全部偿还
永续债利息（万元）	9718	4738	0
影响股息率（用当前市值测算）	0.29pp	0.14pp	0
影响股息率（假设发股及现金购买资产和配套融资完成后市值测算）	0.26pp	0.13pp	0

注：1) 假设发股及现金购买资产和配套融资完成后市值=公司当前市值+公司配套融资金额上限 26.5 亿元/80%（假设按照当前股价的 8 折发行，是对股息率影响测算相对保守的假设）2) 收盘日为 2026/1/16

资料来源：公司公告、华泰研究预测

盈利预测与估值

我们预计公司 2025-2027 年营业收入同比-2.5%/+2.2%/-1.2%至 217.46/222.30/219.60 亿元。电力收入是公司最为核心的收入来源，2022-2024 年电力收入占比 90%/86%/82%，其次为煤炭收入占比 2022-2024 年为 8%/11%/13%。

图表45： 预计 2025-2027 年公司营业收入同比-2.5%/+2.2%/-1.2%至 217.46/222.30/219.60 亿元

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	百万元	23,066	22,525	22,294	21,746	22,230	21,960
电力		20,767	19,354	18,265	18,601	18,781	18,514
煤炭		1,748	2,501	2,928	2,049	2,357	2,357
热力		494	489	485	481	477	473
其他		56	182	616	616	616	616

注：2025-2027E 考虑注入资产正蓝旗风电和北方多伦，2024 年及以前经营和财务数据未追溯

资料来源：公司公告、华泰研究预测

电力收入拆分：

- 1) 装机容量：截至 2025 年 9 月底，公司装机容量维持 2024 年底水平。由于公司暂无新增煤电机组计划，我们预计 2025-2027 年公司煤电装机维持 1140 万千瓦的水平；公司已于 2025/12/31 完成正蓝旗风电 110 万千瓦和北方多伦 50 万千瓦风电资产过户，其在建风电装机包括金桥和林 48 万千瓦、暖水 60 万千瓦，察右中旗灵改配置新能源项目 81 万千瓦，预计于 2025 年年底开始陆续投产，因此我们预计公司 2025-2027 年风电装机容量为 345/487/487 万千瓦；公司在建光伏项目为察右中旗灵改配置新能源项目 15 万千瓦和丰川 10.8903 万千瓦（2024 年投产 5 万千瓦），因此我们预计 2025-2027 年公司光伏装机容量将较 2024 年的 50 万千瓦增加至 2025-2027 年的 71 万千瓦。
- 2) 利用小时数：2022-2024 年，公司留蒙西电网煤电利用小时数呈现一定波动，送华北电网利用小时数呈现下行趋势，随着全国新能源装机快速增长，我们预计 2025-2027 年公司煤电利用小时数逐渐下降，分别为 4293/4250/4208 小时。考虑 1H25 蒙西来风同比增强，且本次注入的正蓝旗风电和北方多伦利用小时显著高于公司存量风电，我们预计 2025 年公司风电利用小时数同比增加 491 小时至 2576 小时，2026 年风电利用小时数因竞争加剧下降至 2315 小时，2027 年风电利用小时数或因特高压建设等一定程度缓解消纳问题，同比+10 小时至 2325 小时。我们预计 2025-2027 年公司光伏利用小时数为 1251/1339/1330 小时，2025 年同比下降考虑光照条件同比减弱及当年新投产项目利用小时数低于存量项目，2026 年同比提升主因预计新项目利用小时数高于存量。
- 3) 发电量/上网电量：发电量=装机容量*利用小时数，上网电量=发电量*（1-厂用电率），因厂用电率相对稳健，我们假设各个电厂的厂用电率维持 2024 年水平。
- 4) 上网电价：

煤电：

公司 1-9M25 平均售电单价同比+2.01%至 0.342 元/千瓦时（不含税），主因火电综合售电单价同比提升，假设 2025 年留蒙西/送华北电网上网电价（不含税）为 0.343 元/千瓦时和 0.346 元/千瓦时。

留蒙西：2026 年，考虑蒙西高耗用电量交易电价同比下降 3 分，参考内蒙古 2026 年年度交易方案，全域高耗用电量 1200 亿千瓦时，占本地电量的 39%，再综合考量蒙西区域煤电容量电价（含税）自 100 元/千瓦提升至 165 元/千瓦，预计 2026 年蒙西上网电价（不含税）同比略增至 0.345 元/千瓦时；2027 年保守原则下基于 2 厘/千瓦时代蒙西上网电价同比降幅，预计为 0.343 元/千瓦时。

送华北：

上都发电和第二发电，2025 年由于高电价省份签约量占比提升，我们预计其电价同比增长 1.38 分至 0.37 元/千瓦时（不含税），2026 年在前文的定价机制下考虑落地省份电价的加权平均降幅，以及各省容量电价提升，预计 2026 年两家电厂上网电价（不含税）同比-2.18 分至 0.348 元/千瓦时，2027 年保守原则下假设 5 厘/千瓦时同比降幅。

魏家峁电厂：基于前文分析，我们认为魏家峁电厂 2025-2027 年上网电价（不含税）将相对平稳，预计为 0.302/0.296/0.294 元/千瓦时，2024 年我们测算值为 0.309 元/千瓦时。

风电、光伏：新增项目按照公司公告的投资方案中假设电价，存量项目考虑市场竞争加剧后电价有一定下行趋势，预计 2025-2027 年风电上网电价（不含税）为 0.334/0.309/0.309 元/千瓦时，光伏上网电价（不含税）为 0.289/0.268/0.268 元/千瓦时。

图表46： 预计 2025-2027 年公司电力收入同比+1.8%/+1.0%/-1.4%至 186.01/187.81/185.14 亿元

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
电力收入	百万元	20,767	19,354	18,265	18,601	18,781	18,514
煤电		19,393	18,018	17,026	15,531	15,160	14,889
留蒙西		11,866	11,179	10,386	9,832	9,786	9,632
送华北		7,527	6,840	6,640	5,699	5,374	5,257
风电		1,283	1,213	1,024	2,865	3,370	3,376
光伏		90	122	215	205	251	249
控股装机容量	万千瓦	1,285	1,323	1,328	1,556	1,698	1,698
煤电		1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140
留蒙西		636	636	636	636	636	636
送华北		504	504	504	504	504	504
风电		138	138	138	345	487	487
光伏		7	45	50	71	71	71
利用小时数	小时	4,754	4,591	4,425	3,774	3,574	3,548
煤电		5,054	5,022	4,835	4,293	4,250	4,208
留蒙西		5,351	5,602	5,478	4,887	4,838	4,789
送华北		4,681	4,290	4,024	3,544	3,509	3,473
风电		2,419	2,348	2,085	2,576	2,315	2,325
光伏		1,729	520	1,518	1,251	1,339	1,330
发电量	亿千瓦时	611	607	587	587	607	602
煤电		576	572	551	489	485	480
留蒙西		340	356	348	311	308	305
送华北		236	216	203	179	177	175
风电		33	32	29	89	113	113
光伏		1	2	8	9	9	9
上网电量	亿千瓦时	1,099	1,091	1,051	994	1,011	1,002
煤电		532	529	508	451	446	442
留蒙西		314	330	321	286	283	281
送华北		218	199	186	164	163	161
风电		32	32	28	86	109	109
光伏		1	2	7	7	9	9
上网电价	元/千瓦时，不含税	0.367	0.344	0.336	0.342	0.333	0.330
煤电		0.364	0.341	0.335	0.344	0.340	0.337
留蒙西		0.377	0.339	0.323	0.343	0.345	0.343
送华北		0.345	0.343	0.356	0.346	0.330	0.326
风电		0.395	0.383	0.366	0.334	0.309	0.309
光伏		0.770	0.536	0.292	0.289	0.268	0.268

注：2025-2027E 考虑注入资产正蓝旗风电和北方多伦，2024 年及以前经营和财务数据未追溯

资料来源：公司公告、华泰研究预测

煤炭收入拆分：

由于公司暂未公告新增煤炭产能规划，预计公司 2025-2027 年维持 1500 万吨煤炭产能。1-9M25，公司煤炭产量/销量同比-0.9%/-8%至 1045.9/481.08 万吨，因此我们预计 2025 年公司煤炭产量同比持平，为 1445 万吨；销量同比-8%至 670 万吨。1-9M25，因为煤炭开采至边缘层问题，公司煤炭热值从 4800-5000 大卡下降至 4400-4500 大卡，因此平均销售煤价（不含税）同比-26.4%至 304.10 元/吨，Q4 市场煤价略有回升，我们预计公司 2025 年煤炭平均销售价格为 306 元/吨，2026 年考虑热值修复至正常水平，预计平均销售价格为 337 元/吨，2027 年暂预计维持 2026 年水平。

图表47： 预计公司煤炭收入 2025-2027 年同比-30.0%/+15.0%/持平

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
煤炭收入	百万元	1,748	2,501	2,928	2,049	2,357	2,357
产能	万吨	1,200	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
产量	万吨	872	1,326	1,445	1,445	1,475	1,475
销量	万吨	380	623	728	670	700	700
销售价格	元/吨，不含税	461	402	402	306	337	337

资料来源：公司公告、华泰研究预测

预计公司 2025-2027 年营业成本同比-9.2%/+0.9%/-0.5%至 163.47/165.01/164.18 亿元。电力燃料成本为公司核心营业成本，且波动幅度显著高于其他成本，我们对电力燃料成本的预测基于：

1-9M25，公司入炉标煤单价为 508.65 元/吨，同比-12.2%，考虑 Q4 市场煤价有所回升，我们预计 2025 年全年公司入炉标煤单价 514 元/吨。2025 年秦皇岛 5500 大卡煤价均值为 704 元/吨，虽然 Q4 市场煤价平均水平有所回升，但 12 月中下旬以来快速下降，我们暂预计 2026-2027 年维持 2025 年水平，因此假设 2026-2027 年公司入炉标煤单价均为 514 元/吨。2022-2024 年公司供电煤耗为我们倒推值，预计 2025-2027 年维持相对稳定水平，因此预计公司 2025-2027 年电力燃料成本同比-21.8%/-1.0%/-1.0%，2026-2027 年同比下降主因煤电电量同比下降。

图表48： 预计公司 2025-2027 年营业成本同比-9.2%/+0.9%/-0.5%至 163.47/165.01/164.18 亿元

		2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业成本	百万元	19,008	17,797	17,999	16,347	16,501	16,418
电力燃料成本	百万元	11,956	10,447	9,925	7,757	7,679	7,602
单位燃料成本	元/千瓦时	0.225	0.198	0.196	0.172	0.172	0.172
入炉标煤单价	元/吨，不含税	673	595	585	514	514	514
供电煤耗	克/千瓦时	334	332	334	334	334	334
秦皇岛煤价	元/吨	19,008	17,797	17,999	16,347	16,501	16,418

注：2025-2027E 考虑注入资产正蓝旗风电和北方多伦，2024 年及以前经营和财务数据未追溯

资料来源：公司公告、华泰研究预测

毛利率：

2025 年，因市场煤价下降和公司煤炭热值同比下滑，我们预计公司煤炭毛利率同比-15.7pp 至 47.8%，2026 年因预计煤炭热值回升至正常水平而提升 5.9pp 至 53.7%，2027 年同比持平。公司供热业务亏损，但 2022-2024 年毛利率逐步回暖，我们认为主要是煤价下降，预计 2025 年热力业务毛利率同比回升 3pp，2026-2027 年均维持 2025 年水平。

期间费用率：

2022-2024 年，公司管理费用率、研发费用率小幅波动，1-9M25，公司管理费用率/研发费用率同比增长 0.01pp/0.02pp 至 0.17%/0.07%；我们考虑随公司 2025 和 2027 年收入同比下降，但费用支出相对刚性，因此预计 2025-2027 年公司管理费用率为 0.24/0.24/0.25%，较 2024 年 0.22%有所提升；预计 2025-2027 年公司研发费用率为 0.19/0.19/0.21%，较 2024 年的 0.16%有所增加。2022-2024 年，得益于市场利率下降以及公司债务置换，公司财务费用率持续下降，1-9M25 公司财务费用（未考虑注入）同比下降 20.8%，考虑注入资产后，我们预计公司 2025 年财务费用率同比+0.06pp 至 1.28%，2026 年同比增长主要考虑新能源项目转固带来新增财务费用，2027 年财务费用率同比-0.3pp 至 1.01%，主要考虑资本开支下降，财务压力减小。

综上，预计公司 2025-27 年归母净利润同比+16.2%/+7.2%/+2.4%至 27.02/28.95/29.63 亿元。

图表49： 预计公司 2025-2027 年归母净利润同比+16.2%/+7.2%/+2.4%至 27.02/28.95/29.63 亿元

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
毛利率	% 17.6	21.0	19.3	24.8	25.8	25.2
电力	15.4	16.3	14.4	24.7	24.7	24.0
煤炭	62.5	66.1	63.5	47.8	53.7	53.7
热力	-53.6	-51.4	-48.8	-45.8	-45.8	-45.8
其他	66.0	90.4	7.4	7.4	7.4	7.4
期间费用率	%					
管理	0.15	0.13	0.22	0.24	0.24	0.25
研发	0.06	0.21	0.16	0.19	0.19	0.21
财务	2.54	1.73	1.22	1.28	1.31	1.01
归母净利润	百万元 1,767	2,005	2,325	2,702	2,895	2,963
永续债利息				47.38	47.38	47.38
盈余公积				267	286	293
可供分配利润				2,387	2,562	2,623
现金分红				1,671	1,793	1,836
股息率（配套融资未完成）				5.0%	5.3%	5.4%
股息率（假设配套融资完成）				4.5%	4.8%	5.0%

注：1) 股息率测算采用截至 2026/1/16 收盘价，假设配套融资 26.5 亿元按照最新收盘价的 8 折完成；2) 2025-2027E 考虑注入资产正蓝旗风电和北方多伦，2024 年及以前经营和财务数据未追溯

资料来源：公司公告、华泰研究预测

选择陕西能源、淮河能源作为内蒙华电可比公司主要考虑上述两家公司和内蒙华电均为既有煤矿又有煤电的广义煤电一体化经营主体，且三家公司电煤需求均大于煤炭产量。选择大唐发电作为内蒙华电可比公司之一主要考虑公司持有大唐托克托发电和托克托第二发电各 15% 股权，且煤电消纳上均有部分物理上存在于蒙西，但电量外送华北的电厂。基于我们对公司 2026 年 EPS 预测值 0.40 元，参考可比公司 2026E Wind 一致预期 PE 均值为 12.7x，给予公司 14.0x 2026E PE，较可比公司均值溢价主要考虑公司分红能力高于可比公司，但仅溢价 10% 主要考虑公司本次资产注入配套融资尚未完成，目标价 5.55 元，维持“买入”评级。

图表50： 可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价(元/股)		市值(百万元)	分红比例	市盈率(x)			市净率(x)		ROE(%)	
		2026/1/16	2026/1/16			2024	25E	26E	25E	26E	25E	26E
陕西能源	001286 CH	9.81	36,788	51.10%	13.0	11.0	1.4	1.3	11%	12%		
淮河能源	600575 CH	3.42	24,510	0%	26.5	17.5	1.6	1.5	7%	9%		
大唐发电	601991 CH	3.71	68,660	25.50%	10.3	9.5	0.8	0.8	8%	8%		
平均值					25.53%	16.6	12.7	1.3	1.2	7%	9%	
内蒙华电	600863 CH	4.62	33,720	61.75%	12.5	11.7	1.8	1.5	15%	14%		

注：可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测

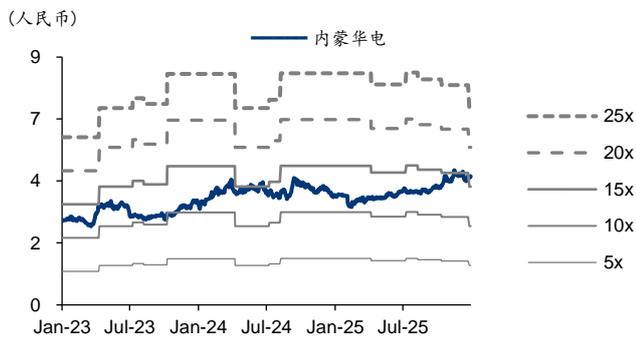
资料来源：Wind、华泰研究预测

风险提示

- 1) 电价不及预期风险。**随着新能源市场化和现货市场推进，各省电力交易竞争加剧，公司上网电价可能低于我们预期，从而导致公司盈利低于我们的预测值。
- 2) 利用小时不及预期风险。**随着新能源装机快速增长，火电发电空间被挤压，利用小时数呈现下行趋势，新能源利用小时数也可能因为消纳能力不足或自然因素变化从而低于我们预期，从而导致公司盈利低于我们的预测值。
- 3) 煤价高于预期风险。**若未来煤价高于我们预期值，公司盈利可能低于预期。
- 4) 资产/信用减值数额高于预期风险。**考虑公司蒙西煤电小机组盈利能力相对其他机组较弱，可能存在资产减值风险，以及存量带补贴新能源项目的应收可再生能源补贴回款风险，我们对公司 2025-2027 年盈利预测已假设一定数额的资产/信用减值损失，若实际减值额高于我们预期值，公司盈利可能低于我们预期。

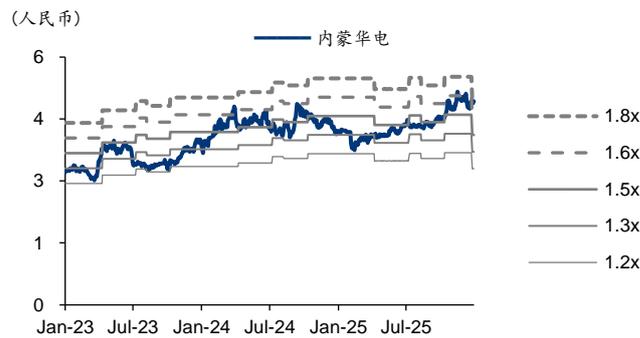
5) 测算和实际偏差风险。我们在全文进行了大量测算，可能和实际情况存在偏差。

图表51: 内蒙华电 PE-Bands



资料来源: Wind、华泰研究

图表52: 内蒙华电 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、李雅琳、黄波、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。请注意, 标*的人员并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人, 不可在香港从事受监管活动。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作, 华泰证券股份有限公司和其关联机构统称为“华泰证券”(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)。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供华泰证券及其客户和其关联机构使用。华泰证券不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于华泰证券认为可靠的、已公开的信息编制, 但华泰证券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, 华泰证券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。华泰证券不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰证券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。

华泰证券(华泰证券(美国)有限公司除外)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。

华泰证券力求报告内容客观、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, 华泰证券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。华泰证券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。

华泰证券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, 华泰证券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。

华泰证券的销售人员、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。华泰证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰证券的资产管理部门、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证券及/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证券违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为华泰证券所有。未经华泰证券书面许可, 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)等任何形式侵犯华泰证券版权。如征得华泰证券同意进行引用、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。华泰证券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华泰证券的商标、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或其关联机构制作, 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、李雅琳、黄波、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。
- 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证券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，了解来自或与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, 经营许可证编号为: 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

<https://www.htsc.com.sg>

©版权所有2026年华泰证券股份有限公司